

COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

INTEGRACION ELECTRICA SUDAMERICANA

CORPORACION ANDINA DE FOMENTO

DEMANDA

ANEXO

FB-IDEA

Fundación Bariloche
Instituto de Economía Energética

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

PSRI

Power Systems Research Inc.

DICIEMBRE 1997

VERSION CORREGIDA – Enero 1999

Indice

ANEXO 1 – INFORMACION Y ANALISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA

ANEXO 1.1:	ARGENTINA - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	1
ANEXO 1.2:	BOLIVIA - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	13
ANEXO 1.3:	BRASIL - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	19
ANEXO 1.4:	CHILE – INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	28
ANEXO 1.5:	COLOMBIA - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	31
ANEXO 1.6:	ECUADOR - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	41
ANEXO 1.7:	PARAGUAY – INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	53
ANEXO 1.8:	PERU - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	64
ANEXO 1.9:	URUGUAY - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	75
ANEXO 1.10:	VENEZUELA - INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA.	85

ANEXO 1.1: ARGENTINA - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda

1. Descripción del Sistema Eléctrico Argentina

Argentina se encuentra situada en el extremo sur del continente americano. Tiene una superficie de 3.7 millones de km². Esta amplia extensión determina una gran variedad climática, incluyendo los subtropicales al norte hasta los fríos en la Patagonia, con una gran participación de los templados en la mayor parte del país.

Desde el punto de vista de los recursos y consumo energético, Argentina puede considerarse autosuficiente e inclusive con capacidad exportadora. Sus principales recursos son la hidroelectricidad (61.9% del total) y el gas; el petróleo es suficiente para el consumo con excedentes exportables en los últimos años.

La electricidad representa el 14.1% (1996) del consumo total energético del país (35735 miles de TEP)

El Sistema Eléctrico Argentino se encuentra integrado por: un Sistema Interconectado principal correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP), el Sistema Patagónico Sur y pequeños sistemas aislados (resto).

Desde el punto de vista de la concentración de la demanda eléctrica total del país, el MEM posee el 91% de la misma, el MEMSP el 6.6 %, el Patagónico Sur el 0.4% y los demás aislados el 2% restante.

El MEM está compuesto por seis sistemas regionales a saber: Gran Buenos Aires-Litoral-Buenos Aires; Noreste Argentino (NEA); Noroeste Argentino (NOA); Centro; Cuyo; y Comahue. Todos ellos se encuentran vinculados por un sistema de interconexión nacional en 500 kV y distribuciones regionales troncales en 220/132 kV.

Dentro del MEM el sistema Gran Buenos Aires-Litoral-Buenos Aires por un lado, concentra el 71.1% de la demanda total del mismo y por el otro, ofrece una potencia instalada que representa solamente el 29.5% (5041 MW) de la total del MEM.

2. Demanda de Energía

El consumo final de energía eléctrica en Argentina alcanzó en 1996 los 54441 GWh (facturado a usuarios finales, según datos de CIER).

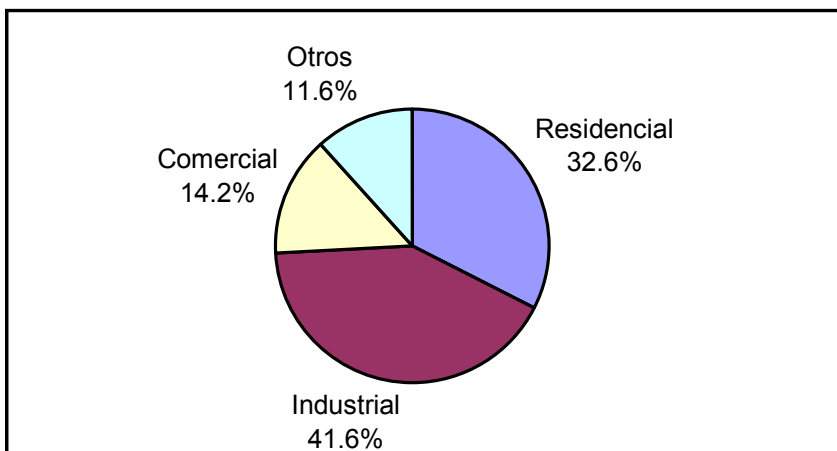
La estructura sectorial del consumo de este año fue: 32.6% del Sector Residencial, 41.6% del Industrial, 14.2% del Comercial y 11.6% del Sector Otros.

En el sector residencial la energía eléctrica representa un 20% del consumo total energético. Dentro del consumo eléctrico (según estudios de encuestas) el 44% corresponde a conservación de alimentos.

La estructura sectorial del consumo se ilustra en el Gráfico A1.1.1.

Estructura sectorial del consumo de energía eléctrica en Argentina

Gráfico A1.1.1



3. Evolución histórica

La serie histórica (1991-1996) del consumo eléctrico final en Argentina muestra leves altibajos asociados, fundamentalmente, a períodos de descenso del crecimiento económico, estos afectaron al sector industrial e impactaron en el consumo eléctrico.

Efectivamente, mientras que el consumo eléctrico total creció con una tasa de 6.6% a.a., el sector industrial lo hizo con una del 3.3% a.a. (la más baja sobre los otros sectores) disminuyendo en su participación total en un 7.2%.

En el Cuadro A1.1.1 se muestra la evolución del consumo final y las tasas de crecimiento. En los Gráficos A1.1.2 y A1.1.3 se ilustran estas evoluciones.

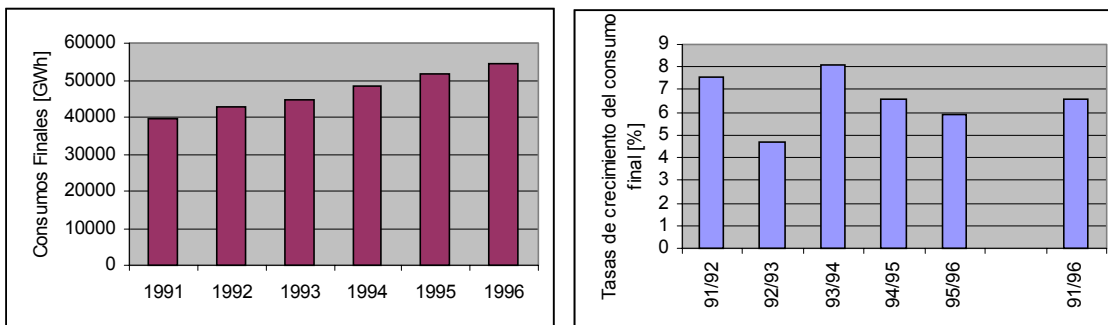
Evolución del consumo final de energía y tasas de crecimiento (Servicio Público)

Cuadro A1.1.1

Año	Consumo Final [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]	Consumo por habitante [kWh/hab]	Tasa de Crecimiento [%]
1991	39595	---	1214	---
1992	42600	7.6	1284	5.8
1993	44621	4.7	1323	3.0
1994	48256	8.1	1407	6.3
1995	51429	6.6	1487	5.7
1996	54441	5.9	1558	4.8

Evolución de los consumos finales de Energía [GWh] y de las Tasas de Crecimiento del Consumo [%]

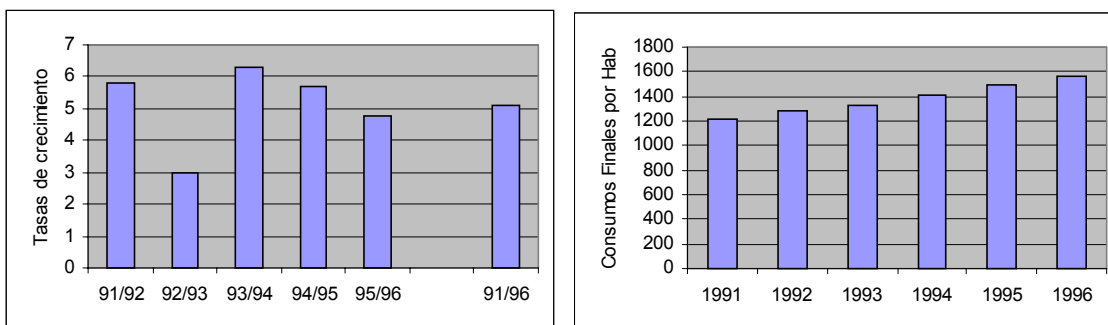
Gráfico A1.1.2 y A1.1.3



La evolución del consumo final por habitante muestra un comportamiento similar al del consumo eléctrico total. En este último caso se produce una caída importante en el período 1992-1993, luego un fuerte crecimiento para 1993-1994 (con una tasa que supera el 8%) y una leve disminución en 1995-1996. En el Cuadro A1.1.1 se muestran los valores correspondientes a la evolución del consumo final por habitante y a las tasas de crecimiento anuales, los que se ilustran en los Gráficos A1.1.4 y A1.1.5.

Evolución de los Consumos Finales por Habitante [kWh/hab] y Tasas de Crecimiento [%]

Gráfico A1.1.4 y A1.1.5



El consumo sectorial de los últimos años en Argentina muestra una progresiva mayor participación del sector comercial (de un 9% en 1991 pasa a un 14,2% en 1996). A su vez, como se anticipara, es el Sector Industrial el que mayoritariamente retrae su participación (de un 48.8% en 1991 pasa a un 41.6% en 1996). En el Cuadro A1.1.2 se muestra la evolución de la participación de los consumos sectoriales en Argentina, que se ilustran en el Gráfico A1.1.6.

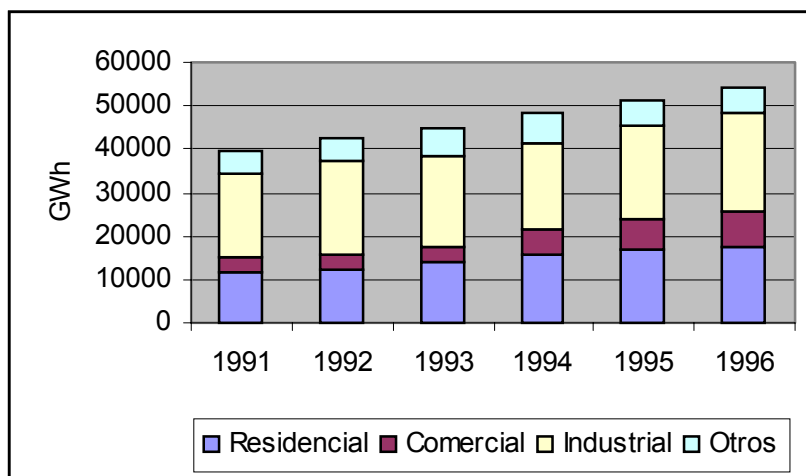
Evolución de la estructura del consumo en Argentina [%]

Cuadro A1.1.2

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros
1991	29.1	48.8	9.0	13.1
1992	28.2	51.1	8.3	12.4
1993	31.1	46.5	8.3	14.1
1994	32.0	41.0	13.2	13.8
1995	32,5	41,6	14,4	11,6
1996	32.6	41.6	14,2	11.6

Evolución de la Participación Sectorial
en el Consumo de Energía Eléctrica

Gráfico A1.1.6



4. Sistemas Interconectados

4.1. Sistema Interconectado Central-Norte o Mercado Eléctrico Mayorista

El MEM es, por sus dimensiones, el sistema eléctrico más importante de Argentina.

La demanda del MEM presentó en el período 1993/94 una tasa del 6.1% , en 1994/95, 3.6% y en 1996 se revirtió la tendencia declinante alcanzando una tasa del 7.3%, retomando el crecimiento registrado en años anteriores.

La oferta de Energía del MEM (fuente: CAMESA) para el año 1996 fue de 63903 GWh, un 6.8% mayor que la del año 1995. De este total, el 35.4% fue generada con centrales hidráulicas, destacándose un aumento en la participación térmica con respecto al año 1995 (20.6% mayor con respecto a este año), debido a la cobertura del menor aporte hidráulico registrado en el año.

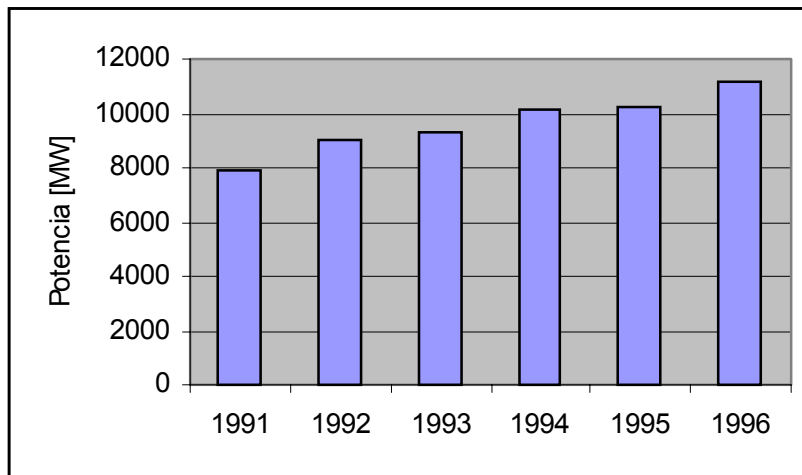
La demanda máxima de potencia de este sistema en 1996 fue de aproximadamente 11180 MW, la que se registró el 27/6/96 a las 20hs.

La demanda máxima de potencia para el año 1996 fue un 9.5% mayor con respecto a la de 1995. En el Gráfico A1.1.7 se muestra la evolución de la demanda máxima de potencia para el período 1991-1996.

En el Cuadro A1.1.3 se muestra la oferta de energía del MEM para el período 1991-1996, la que se representa en el Gráfico A1.1.8.

Evolución de las Demandas Máximas de Potencia en el MEM

Gráfico A1.1.7



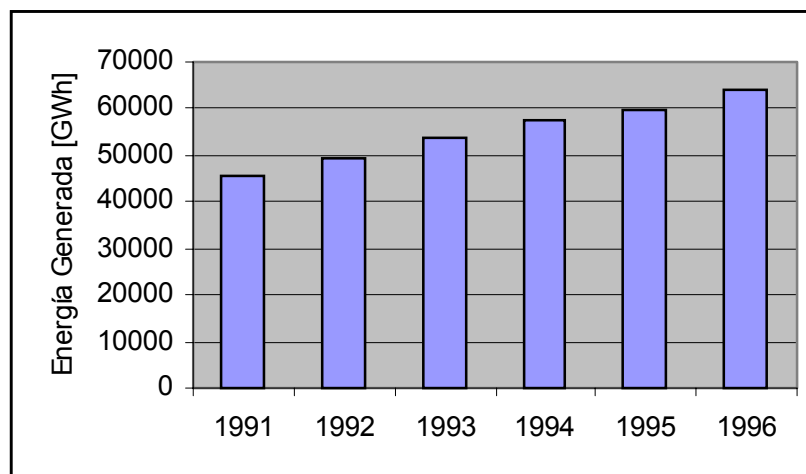
Evolución de la Oferta de Energía en el MEM

Cuadro A1.1.3

Año	Oferta de Energía [GWh]
1991	45742
1992	49637
1993	53890
1994	57579
1995	59834
1996	63903

Evolución de la Oferta de Energía en el MEM

Gráfico A1.1.8



En el MEM se encontraban operando cuarenta y tres empresas generadoras, siendo la mayor Hidroeléctrica Piedra del Aguila con el 8.2% de la potencia instalada. El Ente Binacional Yacretá generó el 10% del total y el 28.4% de la oferta hidráulica.

4.2. Sistema Interconectado Patagónico (MEMSP)

El Sistema Patagónico es considerablemente menor que el MEM, tanto en extensión como en energía generada. En términos de la energía generada el MEMSP tiene una magnitud equivalente de aproximadamente el 7% del MEM.

La demanda de energía del MEMSP presentó, en 1996, una tasa de crecimiento similar a la de los años anteriores ubicándose en el 2.7%.

En este sistema opera el Gran Usuario Aluar SA (Industria de Aluminio), que concentra casi el 70% de la demanda total del sistema.

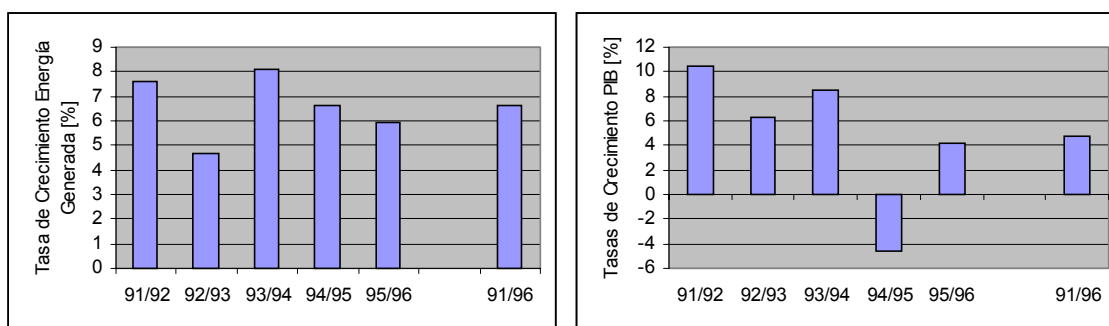
La generación hidráulica presentó un comportamiento acorde con la hidrología del año anterior hasta el mes de mayo donde comenzó a registrarse una marcada reducción de aportes. La energía hidráulica representó así el 63% del total generado a diferencia de los años anteriores en que dicha participación representó el 80%.

5. Indicadores Económicos y Energía Generada

Mientras que el consumo eléctrico en el período en estudio creció con una tasa del 7.1% a.a. el PIB lo hizo con una tasa del 4.8%. La elasticidad resultante alcanza a 1.4 en ese período.

Las series históricas del PIB y del consumo eléctrico muestran para el primero, una singularidad marcada en 1995, con una tasa negativa de -4.6% que no es acompañada por un descenso de la energía eléctrica. Esta última mantiene el 6.6% igual al promedio del período, aunque baja algo el ritmo de crecimiento que, el año previo, alcanzaba a 8.1%. El decrecimiento del PIB argentino fue la consecuencia de la profunda recesión en que cayeron este país y México, después de la crisis financiera internacional que siguió a la devaluación mexicana de diciembre de 1994.

Tasas de Crecimiento Anuales para la Energía Consumida y para el PIB Gráfico A1.1.9 y A1.1.10



6. Proyecciones de la Demanda Eléctrica

La metodología utilizada para la proyección de demanda de energía eléctrica se basa fundamentalmente en la aplicación del modelo MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) y del modelo econométrico usado en proyecciones anteriores. Este último regresa

la oferta generación de energía eléctrica, destinada a Servicio Público y el Producto Bruto Interno, en valores trimestrales.

En cuanto al modelo MAED, el año base adoptado es 1996 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010, con los años de corte 2000, 2002, 2005 y 2010.

6.1. Hipótesis adoptadas

Se plantean tres escenarios socioeconómicos, los casos A, B y C, caracterizados, principalmente, por la evolución prevista para el PIB. Para 1997 se utilizaron estimaciones oficiales y para el resto de los años se hicieron supuestos, válidos sólo para el planteo de los escenarios de demanda.

Escenarios de PIB (dólares de 1994) Cuadro A1.1.4

	1997 (1)	2000/1997	2001/2010	2010/1997
A	7.5%	7.5%	5.0%	5.6%
B	7.5%	5.4%	4.8%	4.9%
C	7.5%	3.6%	3.4%	3.4%

(1) Previsión oficial a setiembre de 1997

6.2. Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica

Los resultados de las proyecciones de la demanda interna de energía eléctrica por sector y para cada caso, a nivel energía eléctrica facturada Servicio Público, se presentan en los Cuadros A1.1.5; A1.1.6 y A1.1.7

En general, para los tres casos se prevé el mantenimiento de las tendencias de crecimiento en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1996, aunque a menor ritmo y una participación levemente decreciente en el consumo total para el sector industrial.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de los actuales 9.000 u\$/hab a 12.000 - 15.700 u\$/hab en el 2010.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.700 kep/hab-año en 1996 a 2.342 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.600 kWh/hab a 2.000 - 2.400 kWh/hab en el 2010. La intensidad energética, definida como la relación entre el consumo final de energía eléctrica y el PIB, expresada en MWh/1.000 \$ de PIB, continuará la tendencia decreciente registrada entre 1990 y 1995, pasando de 0,20 a 0,14 MWh/1.000 \$ en el 2010.

El grado de electrificación, medido como la relación entre población abastecida y población total, aumentará desde el actual 93% al 95% en el 2010.

A modo de comparación, según datos del Banco Mundial, España registra en 1995 un ingreso por habitante de 13.600 u\$/hab y un consumo de energía de 2.458 kep/hab-año.

Caso A – Escenario Alto
Energía Eléctrica Facturada Servicio Público

Cuadro A1.1.5

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	24.982	27.651	32.639	40.872
Comercial	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	17.588	19.453	22.640	30.256
Industrial	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	28.563	31.869	37.030	48.314
Agropecuario	384	384	435	457	469	630	695	805	1.027
Transporte	278	275	299	344	420	477	512	558	674
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	72.240	80.180	93.672	121.143

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	34,6%	34,5%	34,8%	33,7%
Comercial	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	24,3%	24,3%	24,2%	25,0%
Industrial	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,5%	39,7%	39,5%	39,9%
Agropecuario	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%
Transporte	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000- 2005	2005- 2010	2010- 1995
Residencial		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	9,1%	5,5%	4,6%	6,0%
Comercial		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	8,1%	5,2%	6,0%	6,5%
Industrial		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	5,7%	5,3%	5,5%	5,5%
Agropecuario		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	7,7%	5,0%	5,0%	5,5%
Transporte		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	3,2%	3,2%	3,9%	4,6%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	7,4%	5,3%	5,3%	5,9%

Caso B – Escenario Medio
Energía Eléctrica Facturada Servicio Público

Cuadro A1.1.6

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	23.761	26.165	30.570	38.402
Comercial	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	16.576	18.521	21.825	29.005
Industrial	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	26.721	29.683	34.378	44.552
Agropecuario	384	384	435	457	469	577	636	736	940
Transporte	278	275	299	344	420	453	488	512	593
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	68.088	75.494	88.021	113.492

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	34,9%	34,7%	34,7%	33,8%
Comercial	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	24,3%	24,5%	24,8%	25,6%
Industrial	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,2%	39,3%	39,1%	39,3%
Agropecuario	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Transporte	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000- 2005	2005- 2010	2010- 1995
Residencial		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	7,7%	5,2%	4,7%	5,5%
Comercial		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	6,6%	5,7%	5,9%	6,2%
Industrial		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	3,9%	5,2%	5,3%	4,9%
Agropecuario		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	5,3%	5,0%	5,0%	4,9%
Transporte		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	1,9%	2,4%	3,0%	3,7%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	5,8%	5,3%	5,2%	5,4%

Caso B – Escenario Bajo
Energía Eléctrica Facturada Servicio Público

Cuadro A1.1.7

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	22.845	24.802	27.296	31.762
Comercial	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	14.992	16.593	18.856	22.657
Industrial	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.788	27.182	30.504	37.672
Agropecuario	384	384	435	457	469	545	580	645	784
Transporte	278	275	299	344	420	442	453	488	535
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	64.612	69.610	77.788	93.410

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
Residencial	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	35,4%	35,6%	35,1%	34,0%
Comercial	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	23,2%	23,8%	24,2%	24,3%
Industrial	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,9%	39,0%	39,2%	40,3%
Agropecuario	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Transporte	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000-2005	2005-2010	2010-1995
Residencial		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	6,7%	3,6%	3,1%	4,2%
Comercial		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	3,9%	4,7%	3,7%	4,4%
Industrial		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	3,0%	3,4%	4,3%	3,7%
Agropecuario		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	3,8%	3,4%	4,0%	3,7%
Transporte		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	1,3%	2,0%	1,8%	3,0%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	4,5%	3,8%	3,7%	4,1%

La Energía Enviada a la Red (EER) es considerada por la S.S.E. como el concepto más adecuado para definir la demanda de energía eléctrica.

La Energía Enviada a la Red (EER) consiste en la suma de la energía eléctrica facturada (EF) más las pérdidas en subtransmisión y distribución (Pstd), correspondiente a una determinada área de concesión del servicio eléctrico.

$$EER = EF + Pstd$$

Las pérdidas pueden expresarse como un porcentaje de la EER, de tal modo que esta última se calcula como:

$$EER = EF / (1 - Pstd \%)$$

Esta Energía Enviada a la Red se desagrega para los tres casos de demanda considerados en MEM, MEMSP, Patagónico Sur y Resto, y se presentan en el Cuadro A1.1.8. Para 1996, del total de la energía enviada a la red, el MEM representa el 91.0%, el MEMSP 6.6%, Patagónico Sur 0.4% y 2% para el Resto.

Escenarios de Demanda de Energía Eléctrica
Energía Enviada a la Red Servicio Público – En GWh

Cuadro A1.1.8

CASO A

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
		%		%		%		%		%
1997	67.854	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	73.055	7,7%	4.392	11,0%	308	3,2%	956	6,0%	67.398	7,5%
1999	78.614	7,6%	4.830	10,0%	317	2,8%	1.013	6,0%	72.453	7,5%
2000	84.266	7,2%	4.985	3,2%	325	2,5%	1.069	5,5%	77.887	7,5%
2002	92.705	4,9%	5.309	3,2%	341	2,5%	1.184	5,2%	85.871	5,0%
2005	106.980	4,9%	5.835	3,2%	367	2,5%	1.371	5,0%	99.406	5,0%
2010	135.866	4,9%	6.831	3,2%	415	2,5%	1.750	5,0%	126.870	5,0%

CASO B

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
		%		%		%		%		%
1997	67.853	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	71.987	6,1%	4.392	11,0%	308	3,2%	947	5,0%	66.340	5,8%
1999	75.798	5,3%	4.830	10,0%	317	2,8%	994	5,0%	69.657	5,0%
2000	79.455	4,8%	4.951	2,5%	325	2,5%	1.039	4,5%	73.140	5,0%
2002	87.295	4,8%	5.202	2,5%	338	2,0%	1.119	3,7%	80.637	5,0%
2005	100.529	4,8%	5.602	2,5%	358	2,0%	1.222	3,0%	93.347	5,0%
2010	127.288	4,8%	6.338	2,5%	396	2,0%	1.417	3,0%	119.137	5,0%

CASO C

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
		%		%		%		%		%
1997	67.853	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	70.528	3,9%	4.392	11,0%	308	3,2%	938	4,0%	64.890	3,5%
1999	73.283	3,9%	4.830	10,0%	317	2,8%	976	4,0%	67.161	3,5%
2000	75.729	3,3%	4.883	1,1%	325	2,5%	1.010	3,5%	69.512	3,5%
2002	80.858	3,3%	4.991	1,1%	338	2,0%	1.066	2,8%	74.463	3,5%
2005	89.207	3,3%	5.158	1,1%	358	2,0%	1.133	2,0%	82.558	3,5%
2010	105.150	3,3%	5.448	1,1%	396	2,0%	1.253	2,0%	98.053	3,5%

La Energía Enviada a la Red MEM se asimila, aproximadamente, al concepto de Demanda Neta que utiliza CAMMESA, definida como la demanda declarada por los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, medida en los puntos de entrega de energía.

El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 14% de la energía enviada a la red del servicio público. Se prevé que las pérdidas mejorarán hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la reducción de las llamadas pérdidas no técnicas y las reformas institucionales realizadas y a realizar en el sector eléctrico de las provincias. Estas reformas, básicamente la privatización de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos Entes Reguladores, conducirán a la mejora de la gestión de las empresas y de la calidad de servicio. Para el 2010, se plantea un nivel de pérdidas técnicas de 10.8%, considerado como posible de alcanzar, en términos de promedio país, en las condiciones de contexto señaladas.

En los Cuadros A1.1.9 y A1.1.10 se presenta un resumen de los casos planteados para la demanda del MEM.

Energía Enviada a la Red MEM

Cuadro A1.1.9

	GWh			Tasas de Crecimiento		
	A	B	C	A	B	C
1997	62.696	62.696	62.696			
1998	67.398	66.340	64.890	7.5%	5.8%	3.5%
1999	72.453	69.657	67.161	7.5%	5.0%	3.5%
2000	77.887	73.140	69.512	7.5%	5.0%	3.5%
2002	85.871	80.637	74.463	5.0%	5.0%	3.5%
2005	99.406	93.347	82.558	5.0%	5.0%	3.5%
2010	126.870	119.137	98.053	5.0%	5.0%	3.5%

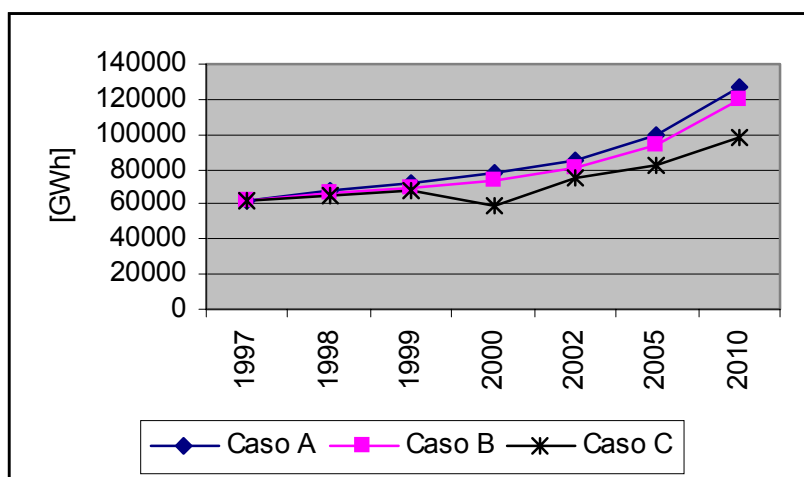
Tasas Anuales Acumuladas

Cuadro A1.1.10

Periodo	A	B	C
2000-1997	7.5%	5.3%	3.5%
2005-2000	5.0%	5.0%	3.5%
2010-2005	5.0%	5.0%	3.5%
2010-1997	5.6%	5.1%	3.5%

Energía Enviada a la Red MEM [GWh]

Gráfico A1.1.11



6.3. Demanda Neta del MEM

En el Cuadro A1.1.11 se presentan los escenarios de las demandas regionales del MEM, en términos de Energía Enviada a la Red (Demanda Neta), para el caso B (demanda media), consistente con el respectivo escenario socioeconómico.

Los escenarios regionales de demanda de energía eléctrica se han elaborado a partir de los siguientes criterios analíticos:

- La división del país en regiones eléctricas.
- Los escenarios macroeconómicos planteados a través de la evolución de la variable explicativa PIB.
- Las hipótesis generales de escenario para las economías regionales elaborados por el MEyOSP.

- Los resultados obtenidos de la proyección de demanda de energía eléctrica, desarrollado en el punto 2.2 de este informe, que surgen de la aplicación del modelo MAED y del modelo econométrico.
- Los pronósticos de corto plazo, a nivel de Demanda Neta, período 1997-1999, elaborados por los agentes del MEM para CAMMESA, y utilizados por ésta para la elaboración de las Programaciones Estacionales del MEM.
- Los análisis realizados sobre la evolución de la energía eléctrica facturada para las distintas jurisdicciones, en el período 1980-1996, a partir de información producida por la Subsecretaría de Energía, que permitieron elaborar ejercicios tendenciales a nivel regional.
- Las hipótesis de escenario adoptadas para la evolución de la demanda de energía eléctrica en las distintas regiones eléctricas para el mediano y largo plazo.
- El análisis histórico de la estructura regional de la demanda.
- Las demandas extratendenciales, como es el caso del emprendimiento minero Bajo de La Alumbra, a desarrollarse en la provincia de Catamarca. Se estima que en el primer año de operación las demandas de energía alcanzarán a 640 GWh y en el 2000 se superarían los 1.010 GWh. Es importante señalar que la incorporación de este gran usuario al sistema, en condición de pleno funcionamiento, implicaría un requerimiento adicional de energía del 29.2% de la demanda actual del NOA.

Caso B - Energía Enviada a la Red Sistema Eléctrico nacional

Cuadro A1.1.11

Demandas Regionales - GWh

Año	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTALMEM
1997	27.526	8.277	2.630	8.236	5.235	4.250	2.589	3.953	62.696
1998	28.956	8.856	2.674	8.660	5.534	4.421	2.782	4.457	66.340
1999	30.409	9.310	2.772	9.077	5.788	4.629	2.957	4.714	69.657
2000	31.747	9.852	2.887	9.573	6.063	4.877	3.136	5.005	73.140
2002	34.602	11.048	3.135	10.589	6.661	5.419	3.532	5.650	80.637
2005	39.374	13.114	3.548	12.301	7.667	6.345	4.222	6.776	93.347
2010	48.832	17.442	4.356	15.722	9.689	8.250	5.679	9.166	119.137

Tasas de Crecimiento Regionales

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1997-2000	4,9%	6,0%	3,2%	5,1%	5,0%	4,7%	6,6%	8,2%	5,3%
2000-2005	4,4%	5,9%	4,2%	5,1%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	5,0%
2005-2010	4,4%	5,9%	4,2%	5,0%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	5,0%
1997-2010	4,5%	5,9%	4,0%	5,1%	4,8%	5,2%	6,2%	6,7%	5,1%

Participación Regional en el Total

Año	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1997	43,9%	13,2%	4,2%	13,1%	8,3%	6,8%	4,1%	6,3%	100,0%
1998	43,6%	13,3%	4,0%	13,1%	8,3%	6,7%	4,2%	6,7%	100,0%
1999	43,7%	13,4%	4,0%	13,0%	8,3%	6,6%	4,2%	6,8%	100,0%
2000	43,4%	13,5%	3,9%	13,1%	8,3%	6,7%	4,3%	6,8%	100,0%
2002	42,9%	13,7%	3,9%	13,1%	8,3%	6,7%	4,4%	7,0%	100,0%
2005	42,2%	14,0%	3,8%	13,2%	8,2%	6,8%	4,5%	7,3%	100,0%
2010	41,0%	14,6%	3,7%	13,2%	8,1%	6,9%	4,8%	7,7%	100,0%

ANEXO 1.2: BOLIVIA - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda

1. Descripción del Sistema Eléctrico Boliviano

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico que integra las instalaciones de generación, transmisión y distribución en los Departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Chuquisaca y Potosí.

El Sistema Troncal Interconectado (STI) es la parte del SIN que comprende el sistema de transmisión en alta tensión en el que los Agentes inyectan, transmiten y retiran energía eléctrica. El STI está comprendido por los nodos de Guaracachi, Kenko, Vinto, Catavi, Valle Hermoso, Potosí, Sucre, Corani y Carrasco.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los Agentes que operan directamente en el STI (empresas de generación, transmisión, distribución y clientes no regulados), vendiendo y comprando energía eléctrica.

Los Agentes que, en 1996, operaron en el MEM fueron:

- Empresas Generadoras: CORANI, COBEE, GUARACACHI Y VALLE HERMOSO.
- Empresa de Transmisión: ENDE, con líneas de 230, 115 y 69 kV.
- Empresas Distribuidoras: ELFEC, CRE, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, SEPSA Y ENDE (atendiendo en forma provisional a clientes en subtransmisión).
- Clientes No Regulados: INTI RAYMI y EMPRESA METALURGICA VINTO.

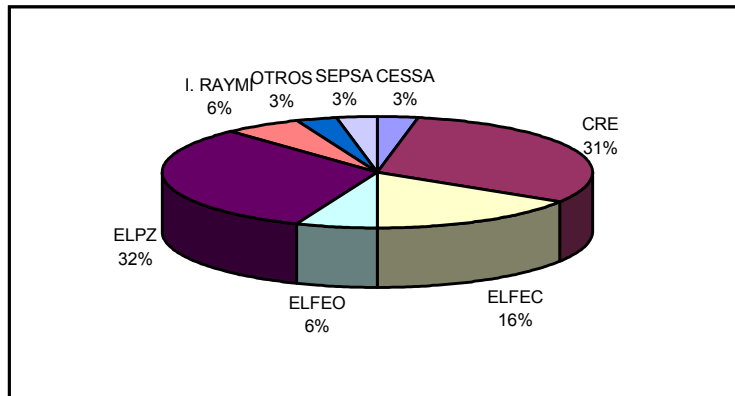
COMIBOL con sus plantas en el Río Yura es considerada empresa autoprodutora realizando transacciones de sus excedentes o déficits en el nodo Potosí.

En el año 1996 la demanda correspondiente a las empresas distribuidoras ascendió a 2.748 GWh, frente a 2.273 GWh en 1995, lo que implica un crecimiento del 9%. Por su parte los dos consumidores no regulados incrementaron su consumo en 1996 en un 3.1% con respecto a 1995.

La demanda de energía eléctrica se concentra en las seis empresas distribuidoras y en los dos clientes no regulados. Prácticamente el 80% de este consumo es absorbido por las empresas distribuidoras ELECTROPAZ, CRE y ELFEC. Esta distribución se muestra en el Gráfico A1.2.1.

En tanto, la generación de energía en el MEM ascendió en 1996 a 2.887 GWh, con un incremento respecto a 1995 de 7.7%. La potencia máxima de punta del MEM en 1996 fue de 560 MW (a nivel de generación), lo que para una energía generada en el MEM de 2.847 GWh arroja un factor de carga de 58%.

Distribución de la Demanda de Energía Eléctrica por Empresa y Cliente no Regulado. Gráfico A1.2.1



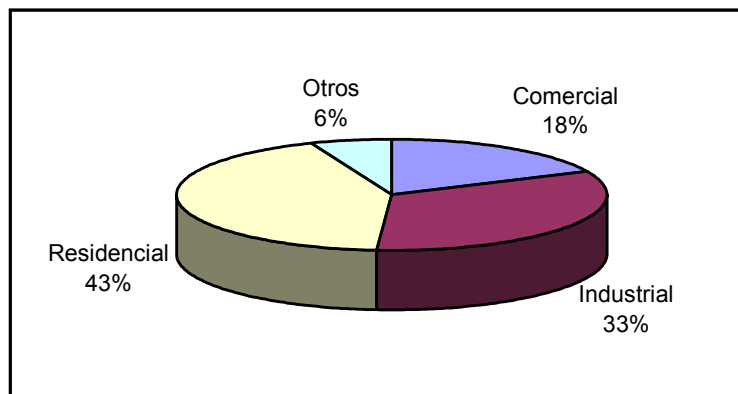
Dentro del esquema de generación, las capacidades por empresa están repartidas de la siguiente manera: Valle hermoso 28%, COBEE 22%, Guaracachi 31% y Corani 19%.

En el año 1996 la demanda máxima bruta del SIN fue de 560 MW (ocurrida el 3 de Septiembre a las 19:30 horas). De este total, 514 MW corresponden al mercado atendido por las empresas distribuidoras y el resto a otros clientes.

Para el año 1995 el porcentaje de electrificación alcanzó el 50.6%, mientras que para el año 1994 fue de 52.8%.

La composición del consumo en 1996 fue: 39.6% para el sector Residencial (1.160 GWh), 39.2% para el Industrial (1.150 GWh), 16.0% para el Comercial (470 GWh) y 5.1% para el sector Otros (150 GWh). Debe tenerse en cuenta que del total consumido por el Sector Industrial, aproximadamente el 20% es autoproducido. Esta estructura se ilustra en el Gráfico A1.10.2.

Consumos Sectoriales en el año 1996. Gráfico A1.2.2



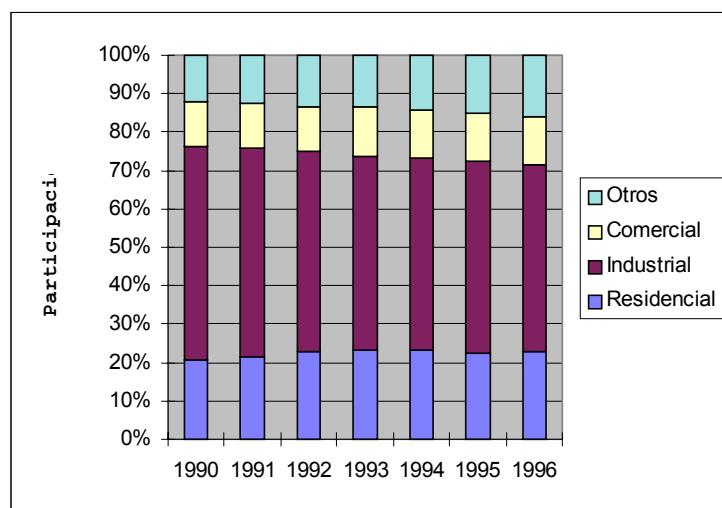
2. Evolución histórica

La participación sectorial del consumo en Bolivia se ha mantenido aproximadamente constante en los últimos años. Entre los años 1992 y 1996 el Sector Industrial aumenta su participación en un 3% en detrimento del Sector Residencial, en primer término, y de los restantes en segundo. El Cuadro A1.2.1 resume la evolución de la estructura de consumo, que se ilustra en el Gráfico A1.2.3.

Evolución de la Estructura del Consumo Sistema Eléctrico Nacional Cuadro A1.2.1

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros
1990	45,6	31,8	16,9	5,8
1991	44,8	30,1	15,5	9,3
1992	44,4	30,2	17,1	8,4
1993	41,5	31,4	19,7	7,4
1994	42,4	34,7	17,0	6,0
1995	42,5	33,7	17,8	6,0
1996	43,5	33,3	17,6	5,6

Evolución de la Estructura del Consumo. Gráfico A1.2.3



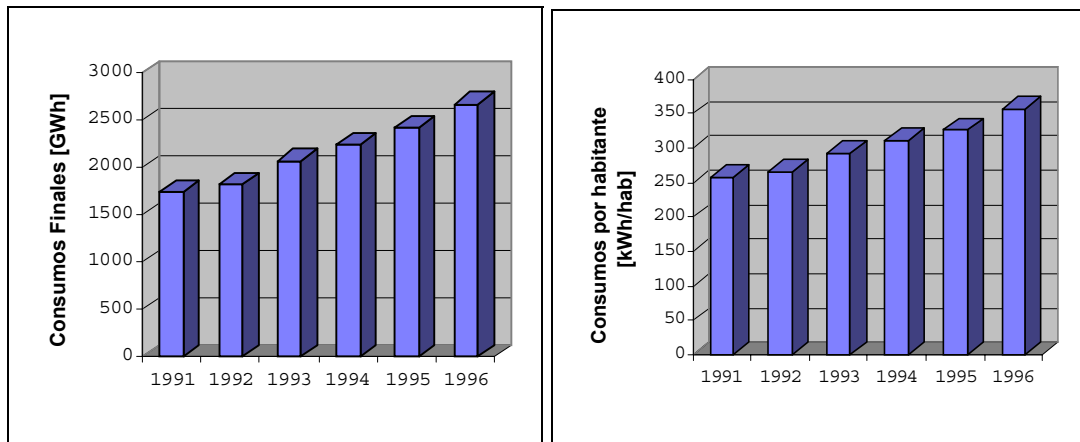
En el Cuadro A1.2.2 se muestran los consumos totales y por habitante para los últimos años, los que se ilustran en los Gráficos A1.2.4 y A1.2.5.

Evolución de los Consumos Totales y por Habitante Cuadro A1.2.2

Año	Consumo Total [GWh]	Consumo por habitante [kWh/hab]
1991	1749	260
1992	1824	265
1993	2024	293
1994	2245	310
1995	2416	326
1996	2667	356

Evolución de los Consumos Totales y por Habitante

Gráficos A1.2.4 y 5



Bolivia muestra un crecimiento sostenido en el consumo final, con una tasa promedio anual para el período 1991-1996 de 8.9%. Este crecimiento no fue regular y las tasas anuales variaron entre un 5% y un 16%.

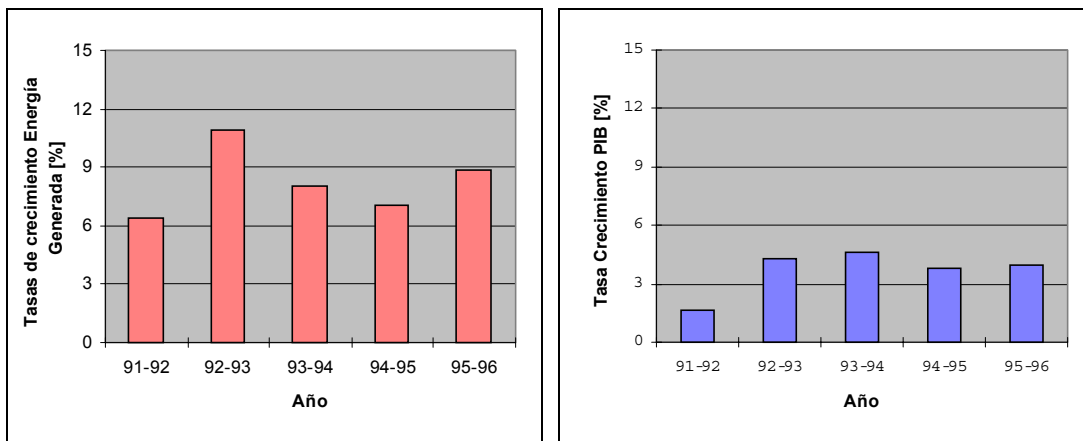
2.1. Indicadores Económicos y Energía Generada

De la misma manera que sucede con el consumo final, las tasas de crecimiento de la energía generada han tenido una variación importante. En el período 1991-1996 han variado entre el 6% y el 11%, resultando una tasa anual promedio para ese período de 8.2%.

En tanto, para el producto interno bruto las variaciones han sido menores, registrándose fluctuaciones, en el período 1991-1996 entre el 1% y el 5%. La tasa promedio anual para el PIB fue de 3.6%. En los Gráficos A1.2.6 y A1.2.7 se muestra la evolución de estas tasas.

Tasas de Crecimiento anuales para la Energía Generada y para el PIB

Gráficos A1.2.6 y 7



3. Proyecciones de la Demanda Eléctrica

Las proyecciones de energía y potencia presentadas por Bolivia, alcanzan como horizonte el año 2001. Estas fueron elaboradas en base a estimaciones que los consumidores realizaron para la programación a mediano plazo y a relaciones Consumo-Producto Interno Bruto.

La generación bruta de energía del MEM durante el año 1996 fue de 2.847 GWh, mientras que la previsión para el año 1997 alcanza los 3.037 GWh. Las proyecciones anuales hasta el 2.001 suponen una tasa de crecimiento cercana al 7% anual. Las proyecciones de Energía Generada Bruta y Potencia Bruta, se muestran en el Cuadro A1.2.3

Proyecciones de la Energía Generada Bruta [GWh], de la Potencia de Punta Bruta esperada y de las tasas de crecimiento de la Energía. Cuadro A1.2.3

Año	Potencia de Punta [MW]	Energía (nivel generación) [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]
1995 (r)	532.5 (e)	2644	
1996 (r)	560.5	2847	7.7
1997	596.2	3037	6.7
1998	639.5	3271	7.7
1999	682.8	3508	7.2
2000	729.9	3745	6.8

De manera de homogeneizar la información de todos los países, se proyectó la generación de energía con una tasa promedio anual del 7%, hasta alcanzar el año 2010. Para la evolución futura de la potencia, se supuso constante el factor de carga, en el período estimado (2002-2010). Si bien la tasa de crecimiento anual promedio para el período 1995-2000 es de 7.2%, en los años 1999 y 2000 la tasa se acerca más al 7%, razón por la que esta última fue elegida para las proyecciones de los años futuros.

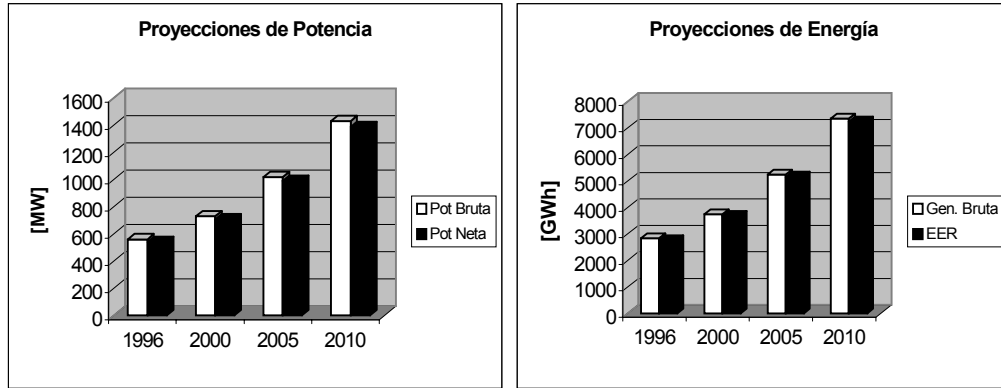
En el Cuadro A1.2.4 se muestran las proyecciones de energía generada bruta, de energía enviada a la red, de potencia de punta bruta y neta y del factor de carga en el Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia. Estos valores se muestran para los años de corte de este estudio (1996, 2000, 2005 y 2010). Las proyecciones de la potencia neta se estimaron suponiendo constante la relación entre potencia bruta/potencia neta correspondiente al año 1996.

Proyecciones de Energía y Potencia en el MEM Cuadro A1.2.4

Año	Energía Generada Bruta [GWh]	Energía Enviada a la Red [GWh]	Potencia Bruta [MW]	Potencia Neta [MW]	Factor de Carga [%]
1996	2847	2775	561	540	58,6
2000	3745	3689	730	709	59,4
2005	5253	5165	1020	990	59,5
2010	7367	7244	1431	1389	59,5

En los Gráficos A1.2.8 y A1.2.9 se muestran las proyecciones de energía y potencia del Cuadro recién mencionado.

Proyecciones de Energía y de Potencia, Bruta y Neta, para el Sistema Interconectado Nacional Gráficos A1.2.8 y 9



ANEXO 1.3: BRASIL - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda

1. Descripción del Sistema Eléctrico de Brasil

A los fines de este trabajo Brasil puede ser dividido en cinco regiones geoelectricas: Norte, Nordeste, Sur, Sudeste y Centro-Oeste. Considerando las Interconexiones actuales, la división se reduciría a dos, con los Sistemas Interconectados Nor-Nordeste y Sur-Sudeste-Centro Oeste (también denominado Sur-Sudeste).

La interconexión entre las regiones del Norte y del Sur es objeto de estudio desde hace algunos años. De efectuarse, el país quedaría prácticamente integrado.

El Servicio de Energía Eléctrica atiende más del 90% de los domicilios del país, constituyéndose en el servicio público de mayor cobertura.

El Sistema Eléctrico de Brasil presenta características que lo diferencian de la mayor parte de los sistemas en el mundo. Se trata de un sistema predominantemente hidroeléctrico, con usinas de grandes embalses de regulación plurianual. Cerca del 92% de la energía generada proviene de centrales hidráulicas (considerando solamente el 50% de la generación de la binacional Itaipú). Por otra parte existe una importante interdependencia entre estas centrales debido a que se localizan, por grupos, sobre una misma cuenca hídrica.

2. Demanda de Energía

El mercado de energía eléctrica presentó en 1996 un crecimiento del 6% con respecto a 1995. Esta expansión fue sustentada por los sectores residencial y comercial a lo largo de todo el año y por la recuperación del sector industrial a partir del segundo trimestre del mismo. De una manera general, las regiones geoelectricas mencionadas presentaron crecimientos elevados en los sectores residencial y comercial, advirtiéndose una marcada diferencia en los respectivos crecimientos del sector industrial dada las diversidades económicas regionales.

El consumo total en Brasil (en términos de energía firme) en el año 1996 fue de 258.427 GWh. De manera de ilustrar las relaciones de tamaño entre las regiones mencionadas se muestra en el Cuadro A1.3.1 los consumos totales por región, y las tasas de crecimiento con respecto a 1995.

Consumo Total por Regiones y Tasas de Crecimiento Cuadro A1.3.1

Concepto	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUR	BRASIL
Energía Firme [GWh]	20991	33388	162375	41673	258427
Variación [%] 1995-1996	5.1	8.3	5.8	5.4	6.0

Fuente: Mercado de Energía Eléctrica. Ciclo 1996. Brasil, Regiones y Concesionarias. Relatorio Analítico. Volumen I, Marzo de 1997.

El consumo residencial creció un 8,6% en 1996 (el crecimiento de este sector en 1995 había sido de 13,6%), en tanto el comercial lo hizo a un ritmo del 7,7% y el industrial a uno del 4,3%

Según el Comité Técnico para Estudios de Mercado (CTEM) el crecimiento del Sector Residencial puede explicarse en términos de una mayor facilidad de crédito, una tasa de inflación decreciente y la correspondiente adquisición de artefactos eléctricos. En cuanto al sector comercial sigue influyendo una creciente tercerización de actividades que antes eran realizadas dentro de la industria, la expansión generalizada del sector servicios, la ampliación o construcción de grandes centros comerciales y la ampliación del horario de comercio (esto fundamentalmente dado en los grandes centros urbanos).

Tal como se había adelantado el Sector Industrial muestra un comportamiento diferente a lo largo de 1996. Después de una retracción del 0,6% en el primer trimestre el consumo pasó a registrar una recuperación, reflejo de un repunte de la economía nacional (el cual fue debido principalmente al sector textil, a la industria de los fertilizantes y a la refinación de petróleo). Dentro de los grandes consumidores industriales figuran el sector del Aluminio, la Siderurgia, el Papel, las ferroaleaciones, etc.

En el Cuadro A1.3.2 se muestran los consumos residenciales, comerciales e industriales, por región geoelectrica y la correspondiente tasa de crecimiento con respecto al año 1995.

Consumos Sectoriales [GWh] y Tasas de Crecimiento 1995-1996 [%] Cuadro A1.3.2

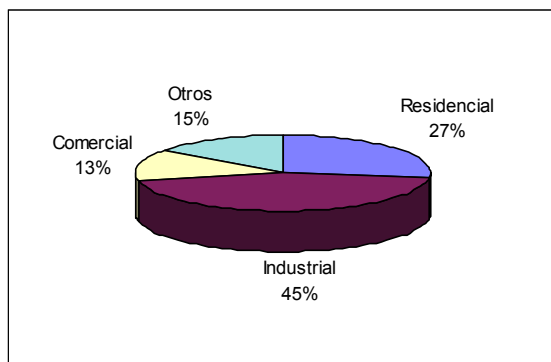
Región	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL	
	Consumo	Variación	Consumo	Variación	Consumo	Variación
NORTE	3681	10.9	1834	7.8	13519	2.9
NORDESTE	8987	9.1	4442	9.0	14069	9.0
SUDESTE	44648	8.3	22794	7.4	72889	3.9
SUR	11740	8.9	5704	8.0	15984	3.0
BRASIL	69056	8.6	34774	7.7	116461	4.3

Fuente: Mercado de Energía Eléctrica. Ciclo 1996. Brasil, Regiones y Concesionarias. Relatorio Analítico. Volumen I, Marzo de 1997.

Con un consumo de 69.056 GWh el sector residencial participó en 1996 en un 27% del consumo total. El sector comercial, con 34.774 GWh lo hizo en un 13% mientras que el Industrial, con 116.461 GWh lo hizo en un 45%. En el Gráfico A1.3.1 se muestra la participación de estos sectores.

A nivel de Energía Enviada a la Red, la demanda en Brasil alcanzó los 300.126 GWh, que con respecto a los 282.781 GWh de 1995, creció un 6.1%. En cuanto a los valores correspondientes a la carga máxima, en 1996 la demanda fue de 44.594 MW, mientras que en 1995 de 41.913 MW. En el Cuadro A1.3.3 se muestran las demandas de Energía Enviada a la Red (y su crecimiento con respecto a 1995), y de Potencia Máxima para las regiones geoelectricas en Brasil.

Participaciones sectoriales en el Consumo Nacional Gráfico A1.3.1



Energía Enviada a la Red, Tasa de Crecimiento 1995-1996 y Demanda Máxima de Potencia. Año 1996.

Cuadro A1.3.3

Concepto	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUR	BRASIL
Energía Enviada a la Red [GWh]	19254	41847	191616	47409	300126
Variación [%] 1995-1996	4.5	7.5	7.3	8.9	7.9
Carga máxima [MW]	2657	6580	30522	8001	44594

Fuente: Mercado de Energía Eléctrica. Ciclo 1996. Brasil, Regiones y Concesionarias. Relatorio Analítico. Volumen I, Marzo de 1997.

3. Evolución histórica

En los Cuadros A1.3.4 a A1.3.6 se muestran los valores correspondientes al consumo total de energía eléctrica para las diferentes regiones geoelectricas del país, las tasas de crecimiento anuales acumuladas y las respectivas participaciones de las regiones en el total nacional. Estos valores sólo incluyen la energía firme demandada a los usuarios y excluyen las tarifas especiales (correspondientes a las energías interrumpibles) y la autoproducción.

En 1996 la demanda asociada a la energía interrumpible fue de 2,5 TWh mientras que la respectiva a la autoproducción fue de 14,7 TWh. Estos valores representan el 6,2% del consumo total. Cabe mencionar la importante reducción del 64% de la energía interrumpible de 1996 con respecto a 1995.

Puede observarse que las regiones menos desarrolladas presentan tasas de crecimiento mayores, lo que señala la existencia de un potencial mercado de energía eléctrica. Asimismo es de esperar que la región Sudeste, de mayor desarrollo económico, continúe con su pérdida progresiva en la participación nacional.

Evolución del Consumo Final de Energía por Región. En TWh

Cuadro A1.3.4

Año	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUR	C.OESTE	BRASIL
1970	0.4	3.1	28.4	3.6	0.6	36.1
1980	1.9	14.1	80.7	14.1	3.4	114.2
1990	8.8	31.4	124.0	28.2	8.4	200.8
1996	13.5	40.9	151.9	39.3	12.8	258.4

Tasas de crecimiento anual acumulada. En %

Cuadro A1.3.5

Año	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUR	C.OESTE	BRASIL
1970/1980	16.9	16.4	11.0	14.6	18.9	12.2
1980/1990	16.6	8.3	4.4	7.2	9.5	5.8
1990/1996	7.4	4.5	3.4	5.7	7.3	4.3

Participación Regional del Consumo por Regiones. En %

Cuadro A1.3.6

Año	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUR	C.OESTE	BRASIL
1970	1.1	8.6	78.6	10.0	1.7	100
1980	1.7	12.3	70.7	12.3	3.0	100
1990	4.4	15.6	61.8	14.0	4.2	100
1996	5.2	15.8	58.8	15.2	5.0	100

Fuente: Plano de Expansão 1997-2006, GCPS. Diciembre de 1996

De la misma manera que sucedía con el consumo final total, los valores correspondientes a los consumos sectoriales no incluyen las tarifas especiales (energía interrumpible) ni la autoproducción.

El número de consumidores residenciales prácticamente se quintuplicó entre 1970 y 1996, pasando de 6,8 a 33,9 millones. Esto significó un crecimiento anual acumulado de 6,4%, muy superior al correspondiente a la población, de 2,1%. Este crecimiento del sector residencial se destaca en las regiones menos desarrolladas. Si bien el 8% de los domicilios del país no disponen de energía eléctrica, se presentan importantes disparidades tales como los grados de electrificación: 60% para la región Norte, 78% Nordeste, 93% Centro-Oeste, 97% Sur y 98% Sudeste.

Salvo en la década del '70, el consumo residencial presenta una progresiva mayor participación dentro del consumo nacional.

En esta década, es el sector industrial el que muestra un considerable incremento en la participación dentro del consumo total, fundamentalmente por la gran expansión del parque industrial dentro del proceso de sustitución de importaciones. A partir de los años '80 el sector retrae su participación, alcanzando en 1996 una participación similar a la que tenía en 1970.

Finalmente el sector comercial muestra, a partir de 1970, una progresiva retracción de su participación hasta 1990, año a partir del cual incrementa su participación influenciada fundamentalmente por la apertura de grandes centros comerciales en las principales ciudades.

En los Cuadros A1.3.7 a A1.3.9 se muestra la evolución de los consumos sectoriales, las tasas de crecimiento anuales acumuladas y la evolución de las participaciones en el consumo nacional total.

Evolución de los Consumos Sectoriales en Brasil.
En TWh

Cuadro A1.3.7

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	BRASIL
1970	8.4	5.2	16.2	6.3	36.1
1980	23.2	13.7	61.7	15.6	114.2
1990	48.1	23.8	99.9	29.0	200.8
1996	69.0	34.8	116.5	38.1	258.4

Tasas de crecimiento anual acumulada. En %

Cuadro A1.3.8

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	BRASIL
1970/1980	10.7	10.2	14.3	9.5	12.2
1980/1990	7.6	5.7	4.9	6.4	5.8
1990/1996	6.2	6.5	2.6	4.7	4.3

Participaciones Sectoriales en el Consumo Final
Nacional. En %

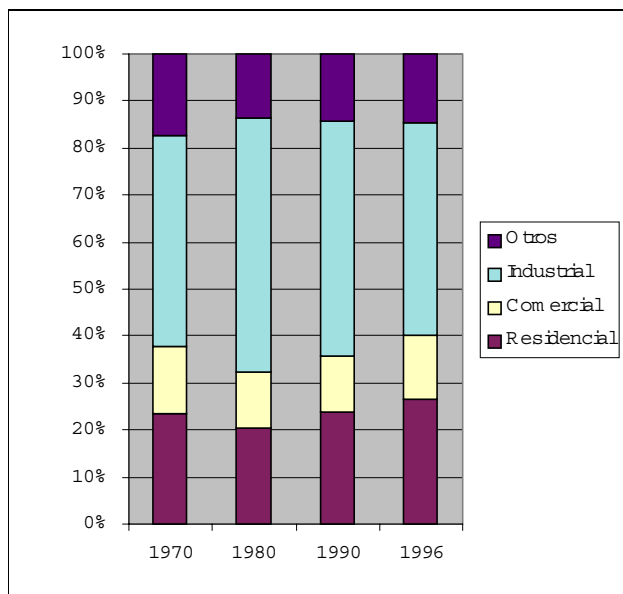
Cuadro A1.3.9

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	BRASIL
1970	23.3	14.4	44.9	17.4	100
1980	20.3	12.0	54.0	13.7	100
1990	23.9	11.9	49.8	14.4	100
1996	26.7	13.5	45.1	14.7	100

Fuente: Plano de Expansão 1997-2006, GCPS. Diciembre de 1996

Participaciones sectoriales en el
Consumo Nacional

Gráfico A1.3.2



La evolución de la producción de energía eléctrica, del consumo final y de las pérdidas en el país se muestran en el Cuadro A1.3.10. En éste se incluyen las energías interrumpibles y se excluye la autoproducción.

Evolución de la Producción de Energía, del Consumo (en TWh) y de las Pérdidas (en % de la Producción) Cuadro A1.3.10

Año	Producción	Consumo	Pérdidas
1970	43	36	16.3
1980	131	114	13.0
1990	236 (1)	205	13.1
1996	311 (1)	261	16.1

(1) Incluye la parte brasilera y compra de excedente paraguayo de Itaipú
Fuente: Plano de Expansão 1997-2006, GCPS. Diciembre de 1996

El total de las pérdidas presenta valores elevados comparados con los referenciales internacionales. Esto está justificado por las características eléctricas nacionales, en particular por la gran dimensión continental del país y por la predominancia hidroeléctrica, que resulta en extensos sistemas de transmisión y elevados flujos energéticos entre regiones.

Por otro lado viene observándose un progresivo aumento en las pérdidas no técnicas, robo y hurto fundamentalmente.

La evolución de la demanda máxima de los Sistemas Interconectados Sur/Sudeste/Centro-Oeste y Norte/Nordeste a nivel de producción, y los respectivos factores de carga se muestran en el Cuadro A1.3.11. Del análisis de la evolución de los factores de carga se observa una significativa alteración en la curva de carga de los sistemas (reducción del consumo en la hora de punta) como resultado de la aplicación de una estructura horo-estacional.

Demanda Máxima y Factor de carga Cuadro A1.3.11

Año	N/NE		S/SE/CO	
	MW	%	MW	%
1970	825	56	6368	59
1980	3165	64	18692	66
1990	6835	72	29619	70
1996	9234	76	38412	70

Fuente: Plano de Expansão 1997-2006, GCPS. Diciembre de 1996

4. Proyecciones de demanda eléctrica

La elaboración de las proyecciones de la demanda de energía eléctrica en Brasil son coordinadas por el Comité Técnico para Estudios de Mercado (CTEM) y resumidos en el informe "Mercado de Energía Eléctrica" - Ciclo 1996 - Brasil Regioes a Concessionarias Relatorio Analítico" Vol. I y II – Marzo de 1997. El estudio realizado abarca el período 1996-2006.

Cada concesionario, integrante del llamado sistema PLANTE, elabora previsiones de mercado, dada una serie de premisas básicas que conforman los escenarios de demanda. Estas previsiones son luego analizadas y discutidas por la coordinación en el ámbito del CTEM para su consolidación a nivel regional y nacional.

Estas proyecciones se sustentan en diferentes escenarios macroeconómicos, crecimientos poblacionales y de domicilios, conservación de energía, evolución de tarifas, perspectivas de autoprodutores y comportamiento de los grandes consumidores del Sector Industrial.

En el informe antes citado se definen tres escenarios cuyas diferencias son de orden cualitativo, ya que todos presuponen crecimiento económico. Existe un escenario base (llamado escenario 1) en el cual se definen las premisas básicas. Los otros 2 escenarios, uno optimista y otro pesimista, son variaciones del anterior.

Las “Premisas Básicas para la Elaboración de los Estudios de Mercado de Energía Eléctrica” se resumen en los puntos siguientes.

4.1. Escenarios Macroeconómicos

El escenario base o de referencia supone la consolidación del programa de estabilización a partir, principalmente, de la implementación de las reformas tributaria, administrativa y previsionales con su correspondiente impacto positivo en el control del déficit público y en el equilibrio de las cuentas externas. En este escenario la economía crece con una tasa del 4.5% a.a. en el período 1996/2001 y con una tasa del 5% a.a. entre el 2001 y el 2005.

El escenario II supone crecimiento medio del PIB del orden del 5,0% y del 5,5% para los períodos 1996/2001 y 2001/2006 respectivamente. Estas tasas se sustentan en un programa de estabilización más acentuado y una inserción internacional más rápida (liberalización del comercio exterior), soluciones consensuadas para la reforma del Estado, una revisión constitucional amplia y descentralizadora de la actividad productiva del sector público (avance del proceso de privatización) y en general una mejora de calidad y ampliación de servicios públicos.

En el Escenario III, el PIB crecería a una tasa del 3,0% a.a. entre 1996/2001 y a una tasa del 4,0% entre 2001 y 2006. Se volvería a manifestar el proceso inflacionario, desencadenando nuevas tentativas de estabilización que restringirían la expansión de la economía. La ampliación de la capacidad instalada y la liberalización del comercio exterior evolucionaría lentamente. En el plano social las desigualdades y la pobreza persistirían en niveles elevados y el atraso de las decisiones políticas impediría que se completase la reforma del Estado.

4.2. Escenario Demográfico.

La tasa de crecimiento demográfico en Brasil viene disminuyendo década a década: de una tasa del 3,0 % a.a. para el período 1950/1960 pasa al 2,9 % a.a. para el 60/70, al 2,5 % a.a. para el 70/80 hasta alcanzar el 1,9 % a.a. para el período 1980/1991.

La dificultad de la previsión demográfica a nivel regional y estadual, en razón principal de los flujos migratorios, llevan a la definición de un único escenario demográfico. Asimismo los datos del último censo indican tendencias de migraciones internas con una intensidad que no estaba explícita en censos anteriores.

De esta manera se elaboraron, por regiones geoelectricas, las previsiones de crecimiento poblacional. Para la región Norte las tasas de crecimiento están comprendidas entre 3,1 y 3,6% anual acumulada dentro del período analizado, en tanto para la región Centro Oeste entre 2,5 y 3,0% a.a. y para las tres restantes (Sur, Sudeste y Nordeste), entre 1,1 y 1,6% a.a.

4.3. Conservación de Energía Eléctrica

En el Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica se analizan las perspectivas de alcanzar cierto nivel de economía en la utilización de energía eléctrica. Esto se lograría a través de la implementación de acciones y programas que utilicen técnicas o equipamientos de mayor eficiencia energética. Estas previsiones, con sus diferentes premisas, fueron analizadas para los tres escenarios de demanda.

4.4. Grandes Consumidores Industriales

Para las proyecciones de la demanda de los grandes consumidores industriales se analizó el nivel de exportaciones e importaciones, que son determinantes para la producción y expansión de la capacidad instalada. Fueron considerados los siguientes segmentos industriales: Aluminio, Siderurgia, Ferroaleaciones, Papel y Celulosa, Soda-Cloro, Petroquímica y Cemento.

La hipótesis básica adoptada para el comportamiento de estos sectores está basada en la premisa que un aumento de la demanda del mercado interno será abastecida a través de un menor nivel de exportaciones o un mayor nivel de importaciones, según sea el caso.

4.5. Autoproducción y Cogeneración

Los autoprodutores se separan en dos conjuntos: grandes consumidores industriales y resto.

Para el primer grupo fueron considerados: los valores de generación ya anunciados por la industria, constantes en el Programa Decenal de Generación 1996-2005, los valores donde ya existe manifestación pública de inversión esperando la licitación y los valores correspondientes a potenciales elevados de cogeneración, como en el caso de la celulosa.

En relación al segundo grupo y por la falta de información, se supuso un crecimiento de la autoproducción proporcional al mercado eléctrico brasileño.

5. Previsiones del Mercado en el período 1996-2006

Las previsiones para la demanda de energía eléctrica, a nivel consumidor final y sustentadas en las hipótesis de los puntos anteriores, se elaboraron discriminando sectores de consumo y regiones geoeléctricas. Las mismas corresponden al mercado de energía eléctrica firme, no incluyéndose ni las energías interrumpibles, asociadas a situaciones hidrológicas favorables, ni la autoproducción.

5.1. Energía Enviada a la Red

Las proyecciones de Energía Enviada a la Red y Carga Máxima son presentadas para los sistemas y subsistemas interconectados. Las mismas son utilizadas en los estudios de planeamiento de operación y expansión del Sistema Eléctrico Brasileño.

En estos estudios se incluye la Carga Propia de Energía, la que expresa, en MW medios, la Energía Enviada a la Red (es decir que la Carga Propia de Energía anual es la Energía Enviada a la Red anualmente dividida por 8760 hs).

Las proyecciones consolidadas de Carga Propia de energía para Brasil asumen un crecimiento del 4,7% a.a. para el período 1997-2006, mostrando una progresiva mayor participación del Sistema Nor-Nordeste que de 21% en 1997, debería pasar al 23% en 2006.

En el Cuadro A1.3.12 se muestra, para los años 1997, 2000 y 2005 las demandas (Cargas Propias) discriminadas en Sistemas y Subsistemas Eléctricos.

En los Cuadros A1.3.13 y A1.3.14 se muestran las proyecciones de Energía Enviada a la Red y las correspondientes tasas de crecimiento anuales acumuladas.

Proyecciones de la Energía Enviada a la Red por Sistemas Interconectados. En MW medios.

Cuadro A1.3.12

Año	Subsistema				Sistema		Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	Nor-Nordeste	Sur-Sudeste	
1997	2256	5054	22032	5530	7310	27562	34872
2000	2485	5970	24422	6545	8455	30967	39422
2005	3852	7696	29503	8615	11548	38118	49666

Proyecciones de la Energía Enviada a la Red por Sistemas Interconectados. En GWh.

Cuadro A1.3.13

Año	Subsistema				Sistema		Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	Nor-Nordeste	Sur-Sudeste	
1997	19763	44273	193000	48443	64036	241443	305479
2000	21769	52297	213937	57334	74066	271271	345337
2005	33744	67417	258446	75467	101160	333914	435074

Tasas de Crecimiento en las Proyecciones de Energía Enviada a la Red. En %.

Cuadro A1.3.14

Año	Subsistema				Sistema		Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	Nor-Nordeste	Sur-Sudeste	
1997/2000	3.3	5.7	3.5	5.8	5.0	4.0	4.2
2000/2005	9.2	5.2	3.9	5.6	6.4	4.2	4.7
1997/2005	6.9	5.4	3.7	5.7	5.9	4.1	4.5

5.2. Factor de Carga

De la misma manera que las proyecciones del punto anterior, se presentan por subsistema y sistemas eléctricos las proyecciones de los factores de carga (Cuadro A1.3.15). A partir de estos valores se definen las correspondientes demandas máximas de potencia.

Proyecciones de los Factores de Carga por Sistema Interconectado. En %

Cuadro A1.3.15

Año	Subsistema				Sistema		Total
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	Nor-Nordeste	Sur-Sudeste	
1997	83.8	74.0	72.6	68.1	77.3	73.0	73.9
2000	83.2	74.7	72.4	69.4	77.6	73.1	74.0
2005	82.4	76.4	72.4	70.9	79.0	73.5	74.7

ANEXO 1.4: CHILE – Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

Este Informe resumido se basa en estudios e informaciones realizados por la CNE (Comisión Nacional de Energía) y la empresa ENDESA, ambos de Chile. Algunos datos de fuentes diferentes se referencian en el texto.

En Chile existen cuatro sistemas o mercados eléctricos diferentes, los que, enumerados de norte a sur, son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Los dos sistemas más importantes son el SIC (68,5%) y el SING (18,8%), que sumados representan el 87,3% (valores porcentuales de potencia instalada por sistema respecto a la total). En el Informe correspondiente al Tramo 1 se detallan los límites de estos sistemas.

1. Evolución histórica

El sector eléctrico chileno creció con dinamismo presentando una tasa anual media en la última década (1986 – 1995) del 7,9%, que subió al 8,8% en el quinquenio 1990 – 1995.

En los mismos lapsos, el PIB registró tasas del 7,1% (década) y 7,4% (último quinquenio).

En el Cuadro A1.4.1 se resumen los principales guarismos registrados en el quinquenio 1990 – 1995. Para el PIB se incluyen los valores en pesos chilenos de 1986 y en dólares de 1990, suministrados por el Banco Central de Chile y la CEPAL, respectivamente. Esta última información se agrega a fin de posibilitar una comparación homogénea con los otros países del Estudio que en todos los casos, incluyen el PIB a dólares del 1990. Pueden apreciarse que los ritmos de crecimiento registrados para ambas fuentes son prácticamente iguales.

Evolución del Consumo Eléctrico y el Producto Interno Bruto Cuadro A1.4.1

CONCEPTO	1990	1991	1992	1993	1994	1995
PBI (1)	4437.4	4759.4	5284.9	5616.4	5855.0	6355.3
Variación anual	3.3	7.3	11.0	6.3	4.2	8.5
Crecimiento medio anual medio 1990 – 1995: 7.4 %						
PBI (2)	30385.7	32552.5	35975.5	38116.1	39688.1	42931.8
Variación anual %	3.3	7.1	10.5	6.0	4.1	8.2
Crecimiento anual medio 1990 – 1995: 7.2 %						
Consumo Eléctrico (3) GWh	16428	17735	19991	21124	22506	25100
Variación anual %	4.1	8.0	12.7	5.7	6.5	11.5
Crecimiento anual medio: 8.8 %						
Generación Bruta GWh	18374	19961	22362	24005	25277	28027
Con. propio y perd. % (4)	10.6	11.2	10.6	12	11.0	10.4

- (1) Miles de millones de \$ a precios de 1986 – Fuente: Banco Central de Chile.
- (2) Millones de dólares a precios de 1990 – CEPAL.
- (3) Consumo Eléctrico Nacional total = Generación bruta total – Consumos propios – Pérdidas en Transmisión y Distribución. En GWh.
- (4) Generación Bruta (incluida autoproducción) Consumo propio y pérdidas totales en Transmisión y Distribución. En % de la Generación Bruta.

Los valores de consumo eléctrico incluyen, en este primer Cuadro, tanto los montos de Servicio Público como los de Autoproducción, según datos de la CNE. Ello obedece a la conveniencia de tener una primera aproximación global conjunta del ritmo de crecimiento,

debido a la fuerte transferencia de Autoproducción al Servicio Público en el Sector Industrial minero, en particular en el SING.

Esta transferencia puede apreciarse en los Cuadros A1.4.2 y A1.4.3. El primero comprende exclusivamente el Sector Público, desagregado por sectores de consumo. (Fuente: CIER).

Evolución Histórica por sector de Consumo Cuadro A1.4.2
1991 y 1996

Sector	Año 1991		Año 1996		Crecimiento 1991/96
	GWh	Estructura	GWh	Estructura	
Residencial	3575	29.6%	4635	18.8%	5.3%
Comercial	1130	9.3%	2194	8.9%	14.2%
Industrial	6459	53.4%	16242	66%	20.3%
Otros	930	7.7%	1556	6.3%	10.8%
Total	12094	100%	24627	100%	16.1%

En él se evidencia el muy acentuado crecimiento del Sector Industrial, conducente a una fuerte participación del mismo, la mayor de Sudamérica, que alcanza al 66%.

El último Cuadro, que incluye Servicio Público exclusivamente para los mercados SIC y SING, muestra la fuerte transferencia del SING, en el rubro "Ventas a Mineras".

2. Proyección de la Demanda Futura

Para la proyección de la demanda se consideraron los mercados constituidos por el SIC y el SING, los que se estiman interconectables dentro del horizonte temporal abarcado por el Estudio.

Los valores resultantes de proyección se incluyen en el Cuadro final del Anexo y corresponden al documento de la CNE "El Sector Eléctrico en Chile". Los datos históricos, más desagregados, corresponden a documentación de ENDESA. No ha sido posible disponer de la metodología de proyección de la demanda, la que no se incluye en el documento de la CNE.

La tasa de proyección aplicada al SIC fue del 8.4% a.a. constante hasta el 2005, límite de la previsión. Fue extrapolada hasta el 2010 con la misma tasa. En cuanto al SING, las tasas consideradas fluctúan sensiblemente cada año, debido a ampliaciones o nuevas implantaciones singulares, probablemente mineras. La extrapolación fue extendida hasta el 2010 con la tasa del 2.9% a.a, tasa considerada para el año 2000, año hasta el que llega la proyección de la CNE.

Servicio Público – Sistemas Interconectados SIC y SING – EN GWh

Cuadro A1.4.3

Concepto	Evolución Histórica						Proyección															
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
SIC																						
Generación Bruta	14733	16302	17661	18985	20507	22424																
Consumos Propios	170	77	167	191	245	437																
Generación Neta	14563	16225	17534	18795	20261	21987	22083	23938	25948	28133	30508	33077	35848	38831	42093	45363	49470	53625	58130	63013	68306	
Pérdidas Transmisión	752	952	986	1123	1234	1118	1345	1458	1580	1713	1858	2015	2183	2365	2564	2779	3013	3266	3540	3838	4160	
Total Ventas SIC (Mayoristas)	13811	15272	16549	17672	19027	20989	20738	22480	14368	26420	28650	31062	33665	36466	39529	42857	46457	50359	54590	59175	64146	
Variación Anual (%)	8.4	10.6	8.4	6.8	7.7	10.3	9	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.3	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	
Tasa media anual periodos (%)	Evolución Histórica						Proyección															
	Gen.Neta (Env.Red) 8,6%			Ventas Mayoristas 8,7%			Generación Neta (Enviado Red)							Ventas Mayoristas							8,4%	

Concepto	Evolución Histórica						Proyección															
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
SING																						
Generación Bruta			3350	3745	4404	5545																
Consumos Propios			232	266	313	385																
Generación Neta a			3118	3480	4055	5159	5565	6638	8376	8726	8981	9242	9510	9786	10069	10361	10662	10971	11289	11617	11954	
Pérdidas Transmisión			78	85	66	178	91	108	137	142	146	151	155	160	169	174	179	184	189	195	195	
Total Ventas SING (Mayoristas)			3040	3395	3989	4981	5474	6530	8239	8584	8835	9091	9355	9626	9905	10193	10488	10792	11105	11427	11759	
Variación Anual (%)			11.7	17.5	24.9		37.2	19.3	26.2	4.2	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	
Tasa media anual periodos (%)	Evolución Histórica						Proyección															
	Gen.Neta (Env.Red) 18,3%			Ventas Mayoristas 17,9%			Generación Neta (Enviado Red)							Ventas Mayoristas							5,6%	
Ventas a Minerías				2820	3377	4359																
Ventas a EE/DD				575	612	622																

Concepto	Evolución Histórica						Proyección															
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
TOTAL																						
Generación Bruta	14733	16302	21011	22730	24911	27969																
Consumos Propios	170	77	359	457	558	822																
Generación Neta	14563	16225	20652	22275	24316	27146	27648	30576	34324	36860	39489	42318	45358	48617	52162	55998	60132	64597	69419	74630	80260	
Pérdidas Transmisión	752	952	1064	1208	1300	1296	1436	1566	1717	1856	2004	2165	2338	2525	2728	2948	3187	3445	3724	4027	4355	
Total Ventas SIC (Mayoristas)	13811	15272	19589	21067	23016	25970	26212	29010	32607	35004	37485	40153	43020	46092	49434	53050	56945	61152	65695	70602	75905	
Variación Anual (%)	8.4	10.6	28.3	7.5	9.3	12.8	13.9	10.7	12.4	7.4	7.1	7.1	7.1	7.1	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	
Tasa media anual periodos (%)	Evolución Histórica 1993-1996						Proyección															
	Gen.Neta (Env.Red) 9,5%			Ventas Mayoristas 9,9%			Generación Neta (Enviado Red)							Ventas Mayoristas							7,9%	

ANEXO 1.5: COLOMBIA - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

1. Introducción

Colombia se encuentra situada en el noroeste de América del Sur y es el cuarto país por su tamaño. Su territorio está atravesado de Sur a Norte por la Cordillera de Los Andes, se encuentra la cuenca del Orinoco; en el Sur se encuentra la Selva Amazónica. Posee costas en los Océanos Atlántico y Pacífico.

Aunque se halla totalmente en la zona tórrida, el país disfruta de una variedad climática debido a su topografía.

El sistema eléctrico colombiano se encuentra integrado en un único Sistema Nacional Interconectado con redes que entrelazan las plantas de generación con los centros de carga de la región andina, litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales. La demanda del resto del país es atendida con generación local y es apenas superior al 1% de la demanda total.

Las áreas operativas en las que se encuentra dividido el país corresponden a las siguientes áreas geográficas: Corelca (Costa Atlántica), Antioquía, THC (Tolima, Huila, y Caquetá), Centro, Suroeste, CQR (Caldas, Quindio y Risaralda) y Nordeste, concentrándose en las zonas Centro, Corelca y Antioquía más del 62% de la demanda total.

El grado de electrificación de la población colombiana es del 90% y el de viviendas electrificadas asciende al 80.4%.

2. Evolución Histórica

2.1. Consumo Total

El análisis de la evolución del consumo de energía eléctrica revela en general una estrecha relación con el proceso de desarrollo socioeconómico de Colombia. Efectivamente la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica ha mantenido una importante asociación con el crecimiento de la economía.

También han influido en el consumo eléctrico otros factores importantes, como por ejemplo el climático. Basta considerar el bajo incremento de la demanda de energía que se ha producido en los primeros seis meses de 1996 como consecuencia entre otras razones de la alta lluviosidad registrada en los primeros meses de ese año, época tradicionalmente seca, lo que implica una reducción de los requerimientos de refrigeración y ventilación en sitios cálidos y una disminución en riego de cultivos.

Otro aspecto a considerar en el crecimiento del consumo de electricidad es la sustitución de energía eléctrica por gas natural y por gas licuado de petróleo en el sector residencial.

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional ha pasado de 27453 GWh en 1991 a 32371 GWh en 1996, lo cual representa una tasa de crecimiento medio anual del 3.4%. La oferta bruta (generación más saldos de intercambios exteriores) ha evolucionado en ese mismo período con la misma tasa 3.7% a.a.

Las pérdidas en el sistema eléctrico colombiano han sido un problema apreciable. Como resultado de las acciones realizadas desde 1989 en el Plan de Emergencia de Recuperación

de Pérdidas las mismas se han reducido hasta 1992 (19.8%). Sin embargo, después del racionamiento se presentó un nuevo crecimiento muy marcado que las mantendría dentro de valores que oscilan alrededor del 22.7%.

Entre 1991 y 1996, la evolución demográfica se realizó con un 1.8% a.a. Acompañando este proceso se observa en el siguiente Cuadro la evolución de la cobertura, así como también el consumo por habitante.

Evolución Principales Variables del Sector Eléctrico Colombiano Cuadro A1.5.1

AÑO	Energía Entregada (GWh)	Consumo (GWh)	Usuarios (miles)	Indice Electrificación (%)	Consumo/ usuario (kWh/usu)	Consumo/ habit (kWh/hab)
1991	35000	27453	5205	83.8 (*)	5274	759
1992	31687	25248	5489		4600	685
1993	36320	27943	5744		4865	746
1994	39229	30156	6049		4985	792
1995	41222	31642	6366		4971	815
1996	42096	32371	6715	90.0 (*)	4821	819

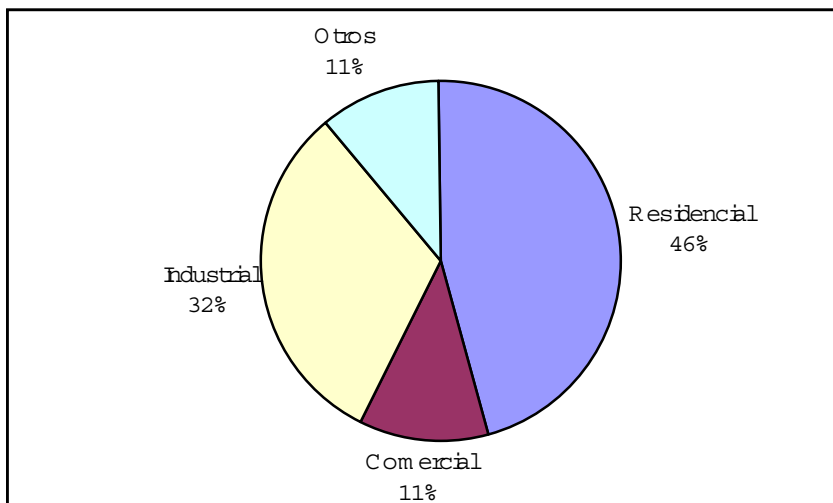
(*) Fuente CIER

Puede observarse que mientras el consumo por habitante creció una tasa de 1.5% el consumo total lo hizo con un 3.3% debido no solamente al crecimiento económico, sino también a la demanda insatisfecha de períodos anteriores y a la expansión de la cobertura.

2.2. Consumo sectorial

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional tiene la composición presentada en el gráfico siguiente, en el cual puede observarse la preponderante participación del sector residencial (45.6%).

Consumo Eléctrico Sectorial – 1996 GWh Gráfico A1.5.1



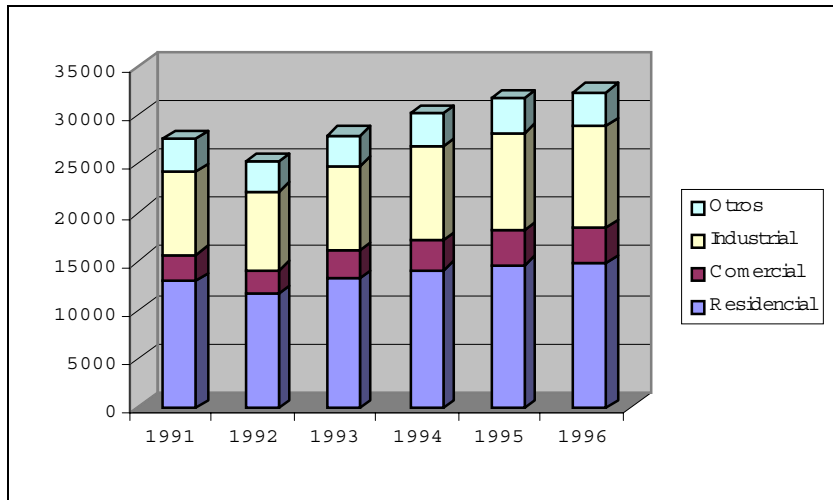
En la evolución del consumo sectorial de los últimos cinco años se destaca una estructura casi permanente, en la que se mantiene la preeminencia del sector residencial antes mencionada (aunque en descenso en su participación), así como también la del sector

industrial, el cual presenta un pequeño crecimiento en su participación hacia el final del período de análisis.

Efectivamente, mientras que el consumo del sector residencial crece con una tasa del 2.6% a.a. el industrial lo hace con una tasa de crecimiento medio superior, del 4.3% a.a..

Demanda de Energía – GWh

Gráfico A1.5.2



Evolución de los Consumos Sectoriales – GWh

Cuadro A1.5.2

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
1991	12994	2712	8414	3334	27453
1992	11704	2425	8060	3059	25248
1993	13237	2778	8804	3125	27943
1994	14112	3079	9606	3360	30156
1995	14662	3413	10129	3439	31642
1996	14753	3673	10363	3583	32371

2.3. Cargas máximas. Factores de carga.

Entre 1991 y 1996 la energía disponible en la red tuvo una evolución creciente con una tasa media del 3.7% a.a. El pico máximo lo hizo con un 3.1% y el factor de carga creció con un 4.3% a.a., fundamentalmente debido al crecimiento del consumo industrial

En el Cuadro siguiente, se sintetizan los valores registrados en las evoluciones mencionadas:

Evolución de la Energía Enviada a la Red Cargas Máximas y Factores de Carga

Cuadro A1.5.3

Año	Energía enviada a la Red (GWh)	Cargas Máximas (MW)	Factor de Carga (*) (%)
1991	35000	6236	65.4%
1992	31687	6150	60.4%
1993	36320	6509	65.1%
1994	39229	6933	65.8%
1995	41222	7182	66.9%
1996	42096	7312	66.8%

(*) Calculado a Nivel Bruto

2.4. Evolución de la Estacionalidad

Según se presentó en la introducción, Colombia es un país con relieve y vegetación diversificados. El mismo se encuentra atravesado por la Cordillera de los Andes (N-S); presenta tierras llanas y bajas en el Este, así como una vasta región cubierta de selvas en el Sur.

Diversos son los climas que cubren su superficie fundamentalmente: tierras cálidas con temperaturas que oscilan entre los 24 a 32°C; tierras templadas con temperaturas entre los 17 a 24°C y tierras frías con hasta -7°. La estación seca es de diciembre a abril y la húmeda es de mayo a noviembre.

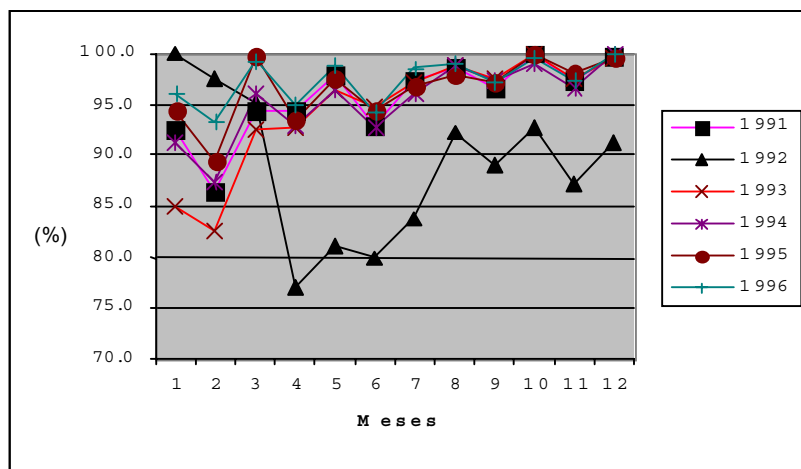
Las demandas totales de electricidad estacionales reflejan de alguna manera esta diversificación, sin embargo como las regiones Centro, Corelca y Antioquía representan más del 60% de la demanda total las características estacionales de estas regiones influyen sobre el total nacional.

A fin de visualizar las variaciones de los consumos y su relación estacional asociada al nivel de temperaturas se presentan en los gráficos siguientes las evoluciones de las demandas mensuales de energía y de potencia expresadas como porcentaje de los registros al valor máximo de cada año los últimos cinco años.

Puede observarse que salvo en 1992 (año de la crisis de abastecimiento) las demandas mantienen prácticamente la misma "forma".

Demanda de Energía Mensual
(Índice Máximo anual = 100)

Gráfico A1.5.3

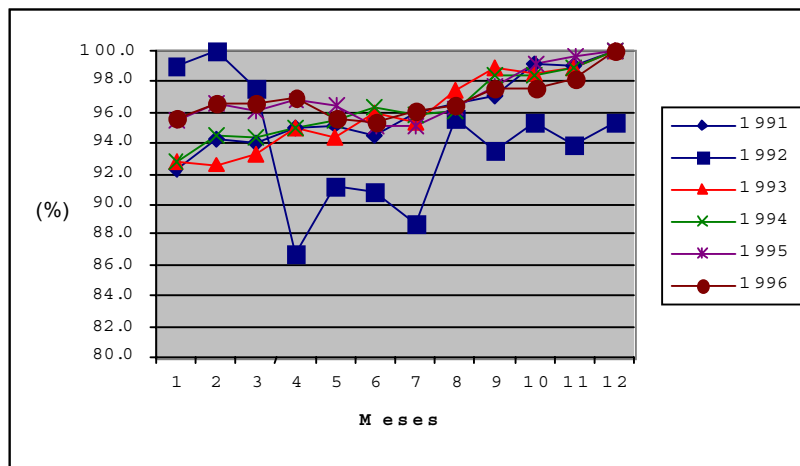


Los máximos se han ubicado en diciembre de cada año, salvo en 1992 debido a las fuertes restricciones de abastecimiento imperantes en ese año.

Puede observarse además que los puntos extremos, es decir mínimos y máximos se encuentran próximos ya que están ubicados en la misma estación, en febrero y diciembre (energía) y en enero y diciembre (potencia).

Demanda de Potencia Mensual
(Indice Máximo anual = 100)

Gráfico A1.5.4



2.5. Evolución de indicadores económicos y del consumo eléctrico

El crecimiento económico es una de las variable macro-económicas explicativas del crecimiento de la demanda de potencia y energía.

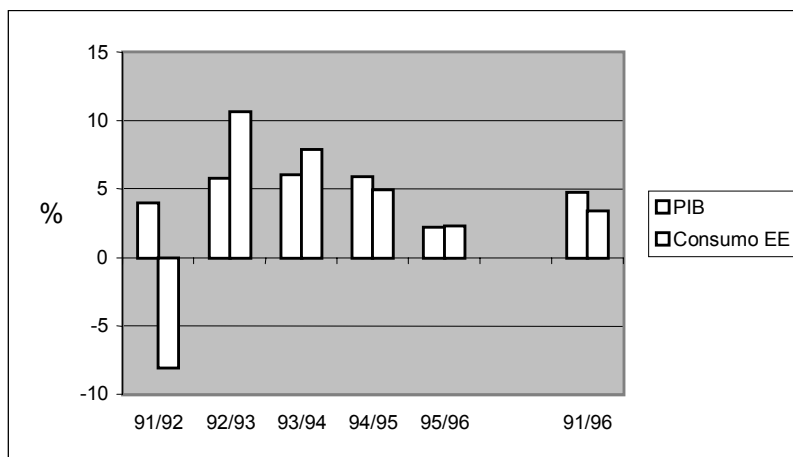
A lo largo de los años 80 y a comienzos de los 90, la economía colombiana presentó índices de crecimiento de 3.7% anual promedio. En 1995 la tasa de crecimiento de 5.3% mantiene el ritmo alcanzado desde 1993 y se compara favorablemente con otros países de Latinoamérica.

En el transcurso de los últimos cinco años 1991-1996, el valor promedio anual de crecimiento del PIB ha sido del 4.8% mientras que el del consumo eléctrico, como se anticipara ha sido del 3.4%.

Según se observa en el siguiente Gráfico, que ilustra sobre las tasas de crecimiento anuales y entre extremos del período, que salvo en el período 1991/1992 (período de la crisis de abastecimiento) la tasa de crecimiento del consumo eléctrico fue positiva y no siempre estuvo por encima del crecimiento del PIB.

Evolución PIB – Consumo Eléctrico
(Tasas de Crecimiento)

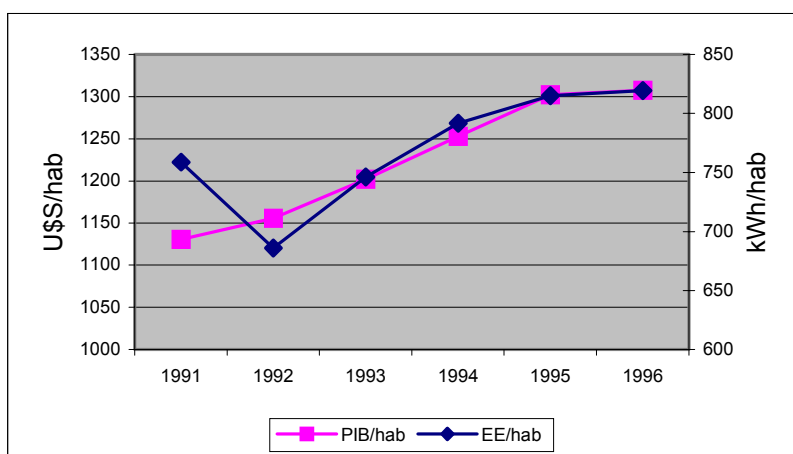
Gráfico A1.5.5



Ampliando las consideraciones anteriores se presenta el siguiente Gráfico con las evoluciones en valores absolutos del PIB/hab y del consumo de EE/hab, al respecto vale la pena destacar que mientras el primero de los indicadores creció entre 1991/96 con una tasa media del 2.95%, el segundo creció con un 1.54 % a.a.

PIB/hab vs. Consumo EE/hab

Gráfico A1.5.6



Sectorialmente, se resalta que el año 1995 en el crecimiento del 14.7% en el PIB minero y petrolero, como resultado de la entrada en producción de Cusiana y el favorable desempeño del carbón y el níquel. No obstante la situación de orden público, el sector agrícola tuvo un crecimiento de 5.6% propiciado por el aumento en los productos no transables. El crecimiento del 2.9% en el sector industrial fue el resultado, en gran medida, de las altas tasas de interés, las cuales afectaron la demanda de bienes durables y los proyectos de expansión industrial. Otro factor que afectó este sector fue la competencia desleal del contrabando. Si bien la construcción de viviendas se contrajo en 3%, hubo también aumento en las inversiones en obras civiles por parte del Estado. El sector comercio creció en 4.9%, el financiero en 4.3%, el de telecomunicaciones el 12% y los servicios del gobierno el 8%.

El PIB per cápita se ha visto incrementado en los últimos 15 años, habida cuenta de una tasa de crecimiento poblacional, que ha sido inferior al 2% anual en el período. Se destaca también la extensión en el cubrimiento de servicios públicos a mayores proporciones de la población, lo cual ha permitido la elevación en la calidad de la vida. El crecimiento de los precios al consumidor en los últimos 15 años se ha mantenido en tasas anuales de 23% en promedio, aunque en el último año bajó del 20% y en 1996 se espera que se reduzca aún más. El desempleo urbano, que llegó a niveles de 15% en 1985 y 1986, descendió en forma consistente hasta niveles inferiores al 9% en los últimos tres años.

3. Proyección de la demanda futura

3.1. Metodología

Para la proyección de la demanda se han utilizado metodologías analíticas, econométricas o mixtas que han permitido predecir el orden de magnitud de la tasa de crecimiento en años futuros y con base en ella determinar los requerimientos de capacidad adicional en el sistema.

Dentro de las variables consideradas en las proyecciones de demanda se tienen los estimativos sobre crecimiento económico y de población elaborados por el DNP, la política tarifaria definida, los precios de los energéticos vigentes así como su proyección en el corto y largo plazo, los cronogramas y metas revisadas del Plan de Masificación del Gas, del Plan de Uso Racional y Eficiente de la Energía y del Plan de Pérdidas.

Una vez definidas las variables se ha realizado sensibilidades para generar diferentes escenarios de demanda, tales como variaciones en las tasas de crecimiento del PIB, retrasos y adelantos en la política tarifaria y modificaciones en las metas de sustitución de gas y de ahorro de energía.

Dentro de las variables macroeconómicas utilizadas se observa que el PIB del escenario medio corresponde a una tasa de crecimiento promedio de 5.25% para el período 1995-2010, mientras que el escenario alto supone un crecimiento del 6.17% en ese mismo período.

Los escenarios tarifarios utilizados parten de la resolución 80 del 94 y suponen una desaparición gradual en cinco años de los subsidios para los estratos 1, 2 y 3, mientras que para los estratos 4, 5 y 6 el desmonte se plantea durante 1996. Adicionalmente para el segundo escenario se supone una disminución en los rangos de subsistencia y por lo tanto una reducción en los subsidios para energía eléctrica.

En cuanto al Plan de Masificación de Gas, se parte de las cifras definidas por ECOPETROL y se definen diversas tasas de penetración del programa, con lo que se obtienen tres escenarios factibles: Baja Penetración, un 20% de cubrimiento del plan; media, un 40% del plan de gas y alta, un 100% de cubrimiento del plan.

Como elementos adicionales, se consideraron las acciones de uso racional y eficiente de energía y las metas del Plan de Pérdidas aprobadas por el CONPES en 1995. Según este documento, las pérdidas de energía eléctrica deben disminuir hasta el 19% en 1998.

Adicionalmente, para el segundo escenario se plantea el Segundo Plan de Pérdidas, según el cual las pérdidas continuarán disminuyendo a partir de 1998 a una tasa de un punto cada cinco años, hasta alcanzar el 16.5% en el año 2010.

3.2. Proyecciones de demanda de energía eléctrica

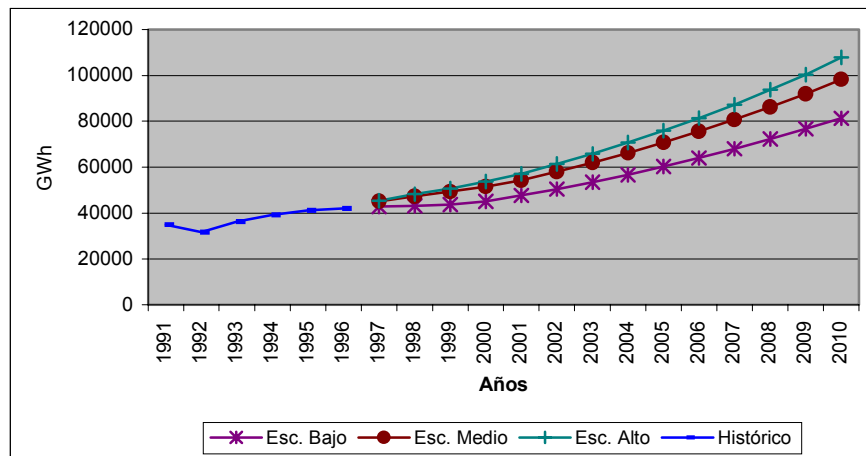
Como resultado del análisis de los diferentes escenarios planteados anteriormente se encontró que los requerimientos de energía enviada a la red para el período 1996-2010 son los que se presentan en el Cuadro y Gráfico siguientes.

Proyección de Energía Entregada a la Red Cuadro A1.5.4

Años	Escenarios		
	Bajo	Medio	Alto
1991		35000	
1992		31687	
1993		36320	
1994		39229	
1995		41222	
1996		42096	
1997	42791	45098	45305
1998	43181	47306	48283
1999	43618	49351	50775
2000	45054	51631	53759
2001	47646	54337	57122
2002	50473	58069	61385
2002	53488	61942	65803
2004	56739	66230	70715
2005	60271	70738	75868
2006	63995	75591	81448
2007	68026	80676	87281
2008	72367	86251	93704
2009	76776	91996	100400
2010	81304	98231	107786

Proyección de Energía Entregada a la Red

Gráfico A1.5.7



Las proyecciones de demanda de energía eléctrica en los tres escenarios definidos arrojan una franja de proyección para el período 1997-2010, limitada por un máximo crecimiento promedio anual de 6.69% y un mínimo de 5.1%, con un crecimiento esperado de 6.2% anual en el escenario medio.

En el escenario alto, la demanda de electricidad en el año 2010 alcanzaría un valor cercano a los 110.000 GWh, es decir 2.6 veces la demanda actual (1996). En el escenario medio se

tendría en el año 2010 una demanda cercana a los 100.000 GWh, esto es una reducción de 10.000 GWh al final del período, la cual se obtiene como resultado de aplicar los ahorros esperados de energía y potencia, derivados de las medidas de uso eficiente de energía adoptadas por el Gobierno Nacional, a finales de 1995, específicamente en el reemplazo del alumbrado público tradicional por tecnologías de alta eficiencia, así como la instalación de bombillas eficientes y la reducción de pérdidas en el sector residencial.

Para el escenario bajo se tuvo en cuenta el reducido crecimiento de la demanda que se ha registrado en el año 1995, así como las más recientes expectativas de crecimiento económico del DNP, obteniéndose una demanda de energía eléctrica de alrededor de 82.000 GWh en el año 2010. Esto equivale a una diferencia de 6600 GWh-año en el año 2000 y 17.000 GWh-año en el 2010, con respecto al escenario medio.

3.3. Proyecciones de demanda de potencia

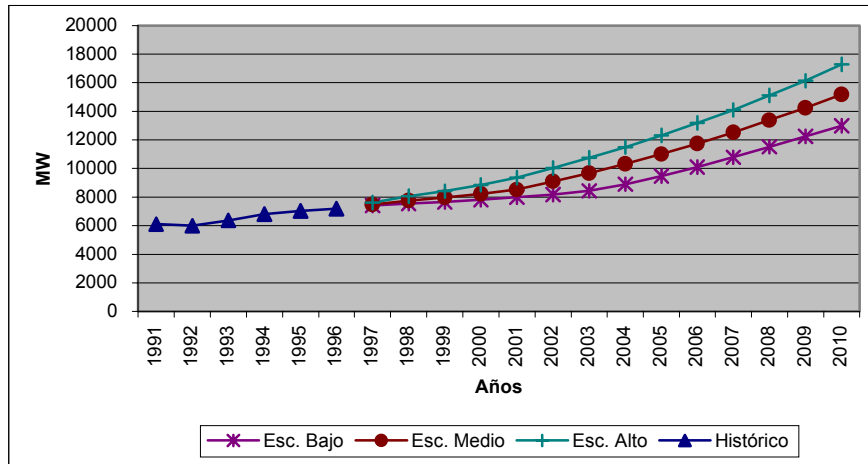
Una vez definidos los escenarios más probables de crecimiento de la demanda, se procedió a determinar los requerimientos de potencia para los mismos períodos de tiempo, cuyos resultados se muestran en el Cuadro y Gráfico siguientes.

Proyecciones de Potencia Cuadro A1.5.5

Años	Escenarios		
	Bajo	Medio	Alto
1991		6110	
1992		5992	
1993		6369	
1994		6808	
1995		7036	
1996		7192	
1997	7410	7483	7623
1998	7558	7751	8025
1999	7666	7965	8404
2000	7818	8217	8867
2001	7986	8527	9373
2002	8178	9093	10044
2002	8427	9673	10734
2004	8898	10326	11504
2005	9471	11008	12311
2006	10096	11751	13186
2007	10778	12528	14102
2008	11528	13383	15106
2009	12259	14246	16144
2010	12987	15173	17283

Proyección de Demanda de Potencia - MW

Gráfico A1.5.8



El escenario adoptado para el Estudio de Interconexión Eléctrica de América del Sur ha sido el de crecimiento medio.

ANEXO 1.6: ECUADOR - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

1. Introducción

El mercado eléctrico ecuatoriano se encuentra integrado en el Sistema Nacional Interconectado, el cual comprende las instalaciones de INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electricidad), los sistemas regionales y empresas privadas, que se encuentran vinculadas por el anillo troncal del sistema de transmisión a 230 kV.

Aproximadamente el 54% de la demanda se encuentra concentrada en Quito y Guayaquil, el porcentaje restante se reparte entre diversas ciudades y pueblos de la costa e interior del país, abastecidos por 17 empresas, 15 de las cuales están integradas.

Subsisten varios pequeños sistemas aislados del SIN, entre los más importantes se cuentan las islas Galápagos y la Empresa Eléctrica de Sucumbios.

Mientras que el grado de electrificación de la población ecuatoriana es del 79.9% el factor de urbanización es del 61.3%.

Por otro lado, la cobertura eléctrica del área urbana es del 95,5% y la del área rural del 53.6%.

2. Evolución Histórica

2.1. Consumo Total

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional ha pasado de 5267 GWh en 1991 a 7075 GWh en 1996, lo cual representa una tasa de crecimiento medio anual del 6.1%.

A su vez, la energía enviada a la red en el SIN ha crecido en ese mismo período con una tasa del 5.4%. Las pérdidas del sistema han disminuido en ese lapso.

Entre 1991 y 1996, la evolución demográfica se realizó con un 2.2% a.a. En dicho lapso, mientras el crecimiento de la población urbana fue del 3.9% a.a. en la población rural fue negativo del 0.3% a.a. Estas tasas demuestran una acentuada migración del campo hacia las ciudades. Acompañando este proceso se observa en el siguiente Cuadro la evolución de la cobertura eléctrica en el área urbana y en la rural para los años intercensales, así como también el consumo por habitante.

Principales Variables del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Cuadro A1.6.1

AÑO	Energía Enviada a la Red (GWh)	Consumo (GWh)	Usuarios (miles)	Cobertura eléctrica		Consumo/ usuario (kWh/usu)	Consumo/ habit (kWh/hab)
				Urbana (%)	Rural (%)		
1991	7036	5267		92	30		501.5
1992		5484					510.6
1993		5548					505.2
1994	7684	6068					540.7
1995	7930	6369	1770	95.6	53.6	3599	555.8
1996	(*) 9167	7075	1906			3711	604.4

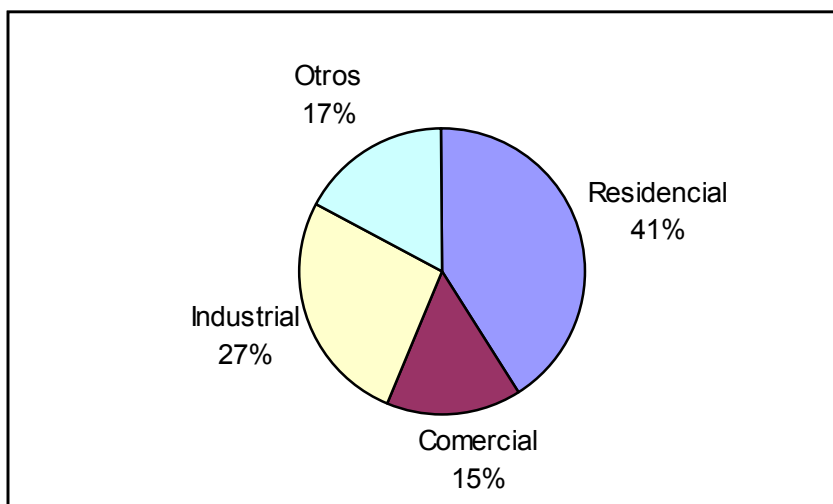
(*) Estimado

Puede observarse que mientras el consumo por habitante creció una tasa de 3.8% el consumo total lo hizo con un 6.1% debido no solamente al crecimiento económico, sino también a la demanda insatisfecha de períodos anteriores.

2.2. Consumo sectorial

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional tiene la composición presentada en el gráfico siguiente, en la cual puede observarse la preponderante participación del sector residencial (40.9%)

Consumo Sectorial de Energía –1996 (GWh) Gráfico A1.6.1



Los principales usos que los diferentes sectores destinan a la electricidad son los siguientes:

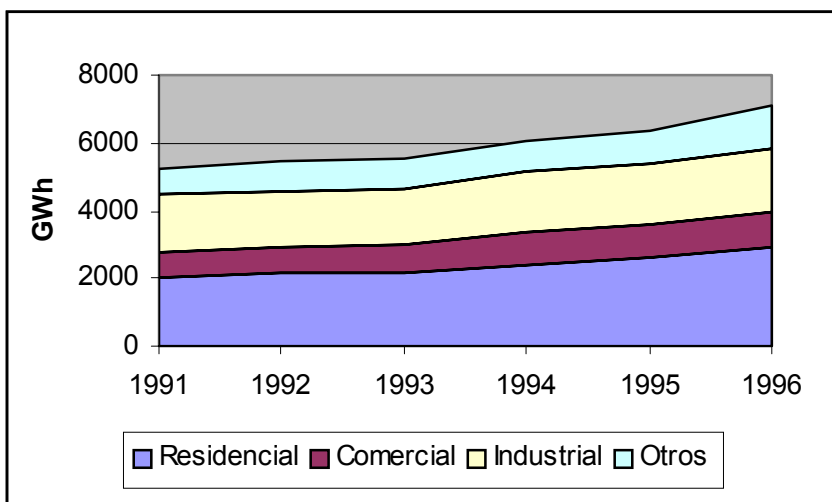
- En el sector Industrial se la destina a: fuerza motriz e iluminación;
- En el sector Residencial urbano, la electricidad participa en todos los usos, ocupando los lugares más destacados: la iluminación (14.3%) y la refrigeración de alimentos (43.4%). ;
- En el sector Residencial Rural sólo es la iluminación, la que representa casi el 56% del consumo;
- En el sector Servicios, la iluminación ocupa también un lugar importante (53.1%) y en segundo término se encuentra la climatización con un 14.5%.

A su vez y según INECEL la mayor responsabilidad de la demanda en punta del país, le corresponde al sector Residencial, donde se destaca la iluminación. Efectivamente, la carga del sector Residencial contribuye con el 43% del pico total del sistema nacional y a la carga de iluminación residencial le corresponde el 21% del mismo, lo que indica su importancia en términos de oportunidades para medidas de manejo de la demanda a nivel nacional.

En la evolución del consumo sectorial de los últimos cinco años se destaca una estructura casi permanente, en la que se mantiene la preeminencia del sector residencial antes mencionada.

Los sectores Residencial y Comercial se incrementan con tasas de crecimiento medias superiores al 7% a.a. (7.5% y 7.1% respectivamente). El sector Industrial lo hace sólo con un 2.4%, tasa que coincide prácticamente con la correspondiente al Valor Agregado Industrial.

Evolución del Consumo Sectorial (GWh) Gráfico A1.6.2



Evolución de los Consumos Sectoriales (GWh) Cuadro A1.6.2

	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
1991	2013	771	1672	808	5267
1992	2137	805	1653	889	5484
1993	2200	807	1596	944	5547
1994	2425	944	1782	917	6068
1995	2586	996	1802	986	6370
1996	2892	1087	1886	1210	7075

2.3. Cargas máximas. Factores de carga.

Entre 1991 y 1996 la energía disponible en la red tuvo una evolución creciente con una tasa media del 9.22% a.a. El pico máximo lo hizo con un 6.6% y el factor de carga creció con un 0.4% a.a.

En el Cuadro siguiente, se sintetizan los valores registrados en las evoluciones mencionadas:

Evolución Reciente de la Energía Enviada a la Red, la Carga Máxima y el Factor de Carga Cuadro A1.6.3

Año	Energía enviada a la Red (GWh)	Cargas Máximas (MW)	Factor de Carga (%)
1991	7036		
1992			
1993			
1994	7684	1480	59.3
1995	7930	1542	58.7
1996	9167 (*)	1753	59.7

(*) Estimado

2.4. Evolución de la Estacionalidad

Ecuador es un país con relieve y vegetación diversificados. El país se encuentra atravesado por dos cadenas de la cordillera de los Andes (EN y SO); presenta tierras llanas y bajas en el Oeste, así como una vasta región cubierta de selvas en el Este. Diversos son los climas que cubren su superficie fundamentalmente de carácter tropical por un lado y marítimo con estación seca, tanto en verano (noviembre-marzo) como en invierno (abril-octubre).

Las demandas totales de electricidad estacionales reflejan de alguna manera esta diversificación, sin embargo como Quito y Guayaquil representan casi el 60% de la demanda sus características estacionales influyen el total nacional.

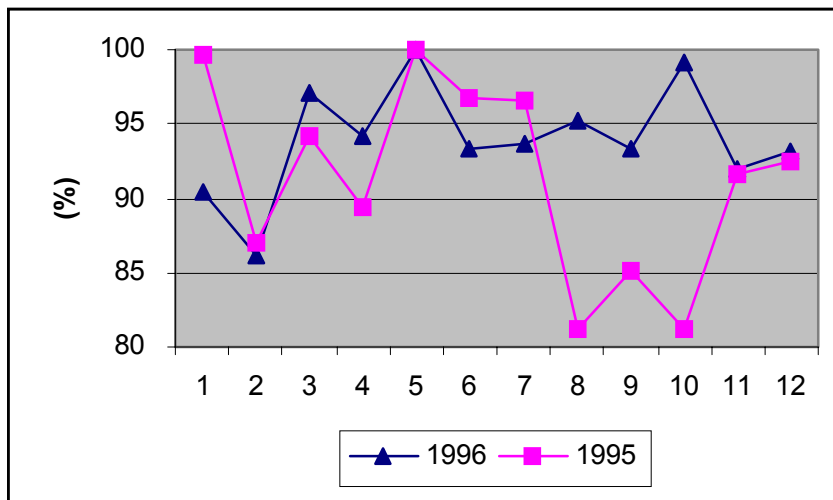
A fin de visualizar las variaciones de los consumos y su relación estacional asociada al nivel de temperaturas se presentan en el Gráfico siguiente las evoluciones de las demandas mensuales de energía expresadas como porcentaje de los registros al valor máximo de cada año para 1995 y 1996.

Entre los escasos años considerados se observan desde enero hasta julio variaciones similares entre estaciones. Luego entre agosto y noviembre se produce en 1995 un cambio brusco de tendencias debido a las fuertes restricciones de abastecimiento imperantes en ese año. Luego entre noviembre y diciembre se retoma la homología antes presentada.

Los puntos de proximidad al máximo observados o la escasa amplitud existente entre máximos y mínimos se asemejan bastante a las características del clima ecuatoriano imperante en los puntos de mayor consumo del país, antes mencionados.

Demandas de Energía Mensual
Indice Mayo = 100

Gráfico A1.6.3



Estacionalidad de la Demanda
de Energía

Cuadro A1.6.4

Meses	Demanda (GWh)		Indice Máxima = 100	
	1996	1995	1996	1995
1	746	765	91	100
2	710	667	86	87
3	801	723	97	94
4	777	686	94	89
5	825	767	100	100
6	770	743	93	97
7	773	741	94	97
8	785	623	95	81
9	770	653	93	85
10	818	623	99	81
11	759	703	92	92
12	768	710	93	93

2.5. Evolución de indicadores económicos y del consumo eléctrico

El crecimiento económico es una de las variables macro-económicas explicativas del crecimiento de la demanda de potencia y energía.

En la década de los años '50 el PIB creció con una tasa promedio de 5.1% y en la de los años '60, con el 4.5%. Para los siguientes diez años, el inicio de la explotación petrolera influyó notablemente en el desarrollo del país, lo cual se vio reflejado en un crecimiento promedio anual del PIB del 8,9% para ese período. Para la siguiente década, este valor fue tan solo de 2.1%, producto de una acentuada recesión económica.

En el transcurso de los últimos cinco años (1991-1996), según se muestra en el Gráfico siguiente, el valor promedio anual de crecimiento del PIB ha sido del 3.1% mientras que el del consumo eléctrico, como se anticipara ha sido del 6.1%. Esta relación entre ambas tasas, es indicativa de las características de Ecuador como país en desarrollo.

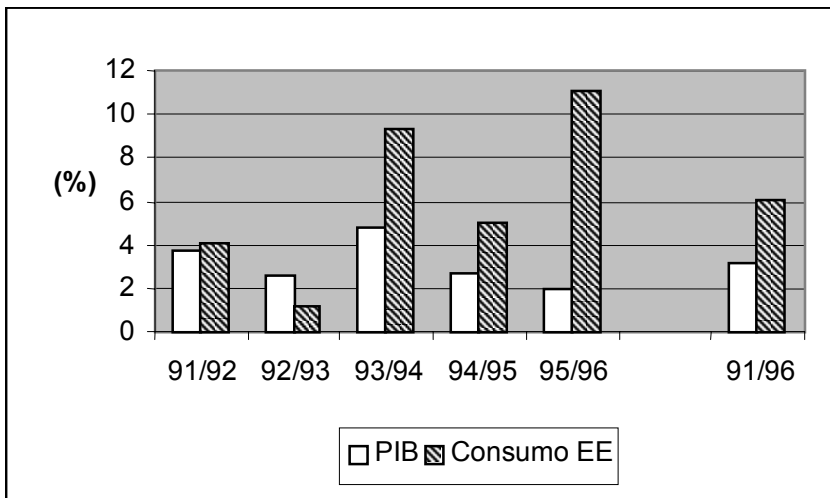
PIB (Miles de U\$S de 1990)

Cuadro A1.6.5

	PIB (10 ³ U\$S 90)	Tasas PIB % a.a.	Consumo E.E. % A.A	PBI/hab U\$S/hab	CONS/hab KWh/hab
1991	12662.3			1206	501.5
1992	13132.7	3.7	4.1	1223	510.6
1993	13462.8	2.5	1.2	1226	505.2
1994	14106.9	4.8	9.4	1257	540.7
1995	14481.8	2.7	5.0	1264	555.8
1996	14768.1	2.0	11.1	1262	604.4
1991/96		3.1	6.1		

Evolución PIB y Consumo Eléctrico
Tasa de Crecimiento (%)

Gráfico A1.6.4

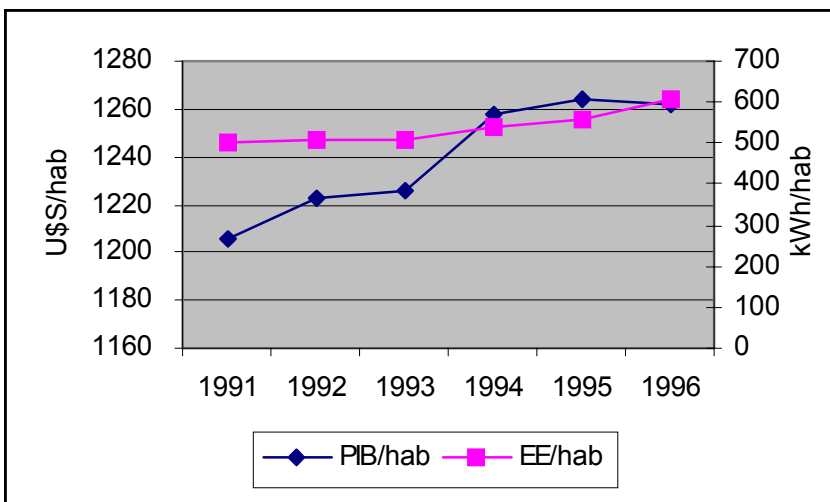


Salvo en el período 1992/93 se han cumplido las reglas de “acompañamiento” entre el PIB y el consumo que se observan en muchos países de la Región. Efectivamente esto se cumple aún en el período 1995/96 ya que debe tenerse en cuenta que en 1995 se produjo un conflicto bélico, entre Ecuador y Perú. Adicionalmente, se presentaron racionamientos de energía eléctrica, debidos a la insuficiente capacidad de abastecimiento del parque generador instalado en el país.

Ampliando las consideraciones anteriores se presenta el siguiente Gráfico con las evoluciones en valores absolutos del PIB/hab y del consumo de EE/hab., al respecto vale la pena destacar que mientras el primero de los indicadores creció entre 1991/96 con una tasa media del 0.9%, el segundo creció con un 3.8 % a.a.

PIB/hab – Consumo EE/hab

Gráfico A1.6.5



3. Proyección de la demanda futura

3.1. Metodología

El Plan Maestro de Electrificación, que fuera aprobado mediante Decreto N° 902 del 30 de junio de 1993, tomó en consideración las siguientes variables: las perspectivas de crecimiento demográfico, social y económico del país, así como las políticas endógenas al sector, como: cobertura eléctrica, planes de ahorro y uso racional de energía, reducción de pérdidas y políticas tarifarias.

En esta previsión se han adoptado dos escenarios de crecimiento de la demanda para el período 1996-2010 (un escenario inferior o de menor crecimiento; un escenario superior o de mayor crecimiento) los cuales han sido establecidos en función de las perspectivas de crecimiento del PIB, señaladas por el CONADE y de las metas de cobertura eléctrica que se prevé alcanzar.

En esta previsión de la demanda eléctrica también se han considerado los programas de la Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía y los de Reducción de las Pérdidas Eléctricas, tanto técnicas como no técnicas, en los sistemas de distribución de las Empresas Eléctricas Regionales.

Para la presente actualización del Plan no se ha considerado la incidencia que podría tener la implantación de nuevos niveles tarifarios en el sector eléctrico; ante la incertidumbre respecto a la fecha de su eventual puesta en vigencia.

En cuanto a cobertura eléctrica, para el escenario de mayor crecimiento, se han previsto como metas, alcanzar al año 2000, el 96.3% en el área urbana y el 57.2% en el área rural; y, al año 2010, el 98% para el área urbana y el 65% para el área rural.

Para el escenario de menor crecimiento de la demanda la cobertura eléctrica para las áreas urbana y rural, se ha previsto que se puede mantener en los niveles actuales; es decir, 95.5% y 53.6% respectivamente.

Con estas metas, se requerirá, para el escenario de mayor crecimiento de la demanda, dotar con servicio eléctrico a 370.000 nuevas viviendas en el período 1996-2000; es decir, del orden de 93.000 viviendas adicionales por año. Para el período 2000-2010, este escenario contempla la incorporación de 1.088.000 viviendas adicionales al servicio eléctrico.

Para el escenario de menor crecimiento de la demanda, las metas señaladas implican la necesidad de incorporar al servicio eléctrico 197.500 nuevas viviendas en el período 1996-2000; es decir, del orden de 50.000 viviendas adicionales por año. En tanto que para el período 2000-2010, significaría la incorporación de 661.000 nuevas viviendas al servicio eléctrico.

La evolución del PIB, utilizada para el escenario de mayor crecimiento de la demanda considera, según lo establecido por el Consejo Nacional de Desarrollo - CONADE, una tasa promedio de 5% en el período 1996-2000 y del 6% en el período 2001-2010. Para el escenario de menor crecimiento de la demanda se han considerado tasas medias del 3% y 4% para los citados períodos.

3.2. Consumo característico sectorial nacional

La previsión del consumo característico nacional se ha realizado tomando en consideración los siguientes sectores: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y el sector otros. Por consolidación de estos sectores se han obtenido las previsiones del consumo total del sector eléctrico a nivel nacional.

Sector Residencial

Para el sector residencial se consideraron como variables explicativas del crecimiento la población, el número de viviendas existentes, el número de viviendas con servicio eléctrico, el número de abonados residenciales, el consumo final de hogares; y también las elasticidades al número de abonados residenciales y al crecimiento real del consumo final de hogares.

Sector Comercial

Para el sector comercial se consideraron como variables explicativas del consumo comercial: el crecimiento de los abonados comerciales, el crecimiento neto del consumo final de hogares y el crecimiento de los abonados comerciales respecto al de los residenciales.

Sector Industrial

Para el sector industrial se relacionó este consumo con la unidad del PIB industrial. Esta relación denominada intensidad eléctrica, fue proyectada para cada rama del sector manufacturero.

Alumbrado Público

Se considera como variable explicativa: el consumo específico del alumbrado público en relación al número de los abonados residenciales más el de los comerciales.

La proyección del consumo en este sector se la obtuvo como el producto del valor específico por la proyección del número de abonados.

Otros Consumos

Para este sector la previsión de la demanda se realizó con base en la elasticidad determinada por la relación del crecimiento de este consumo respecto al crecimiento de los consumos de los sectores residencial, comercial e industrial.

El consumo total nacional se determina como la sumatoria de los consumos sectoriales.

El resumen de los resultados se presenta en los Cuadros y Gráficos siguientes para los escenarios de menor y mayor crecimiento, respectivamente.

Proyección Adoptada: Escenario de Mayor Crecimiento
Variables Explicativas del Crecimiento del Consumo Eléctrico

Cuadro A1.6.6

Variables Período	Histórico Intercensal	Escenario de Menor Crecimiento		Escenario de Mayor Crecimiento	
	(1982-1990)	(1996-2000)	(2001-2010)	(1966-2000)	(2001-2010)
Macroeconómicas					
PIB	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	6.0%
PIB Industrial	-0.7%	2.6%	3.4%	4.3%	5.1%
CFH (Consumo Final de Hogares)	1.7%	2.2%	2.9%	3.6%	4.3%
Demográficas:					
Población Nacional	2.5%	2.0%	1.7%	2.0%	1.7%
Urbana	4.1%	3.1%	2.4%	3.1%	2.4%
Rural	-0.7%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Sector Residencial					
Viviendas					
Nacional	3.2%	2.0%	1.7%	2.0%	3.1%
Urbanas	4.9%	3.1%	2.4%	3.1%	4.0%
Rurales	1.2%	0.1%	0.1%	1.0%	1.0%
Habitantes por Vivienda					
Urbano	5.0 - 4.8	4.5 - 4.5	4.5 - 4.5	4.4 - 4.2	4.1 - 3.6
Rural	5.2 - 5.0	4.8 - 4.8	4.8 - 4.8	4.8 - 4.6	4.6 - 4.2
Viviendas con servicio Eléctrico					
Nacional	6.1%	2.4%	1.9%	4.2%	3.8%
Urbanas	5.4%	3.1%	2.4%	4.8%	4.2%
Rurales	3.1%	0.1%	0.0%	2.3%	2.3%

Variables Explicativas del Crecimiento del Consumo Eléctrico

Cuadro A1.6.7

Variables Período	Histórico Intercensal	Escenario de Menor Crecimiento		Escenario de Mayor Crecimiento	
	(1982-1990)	(1996-2000)	(2001-2010)	(1966-2000)	(2001-2010)
Sector Industrial					
Intensidades Eléctricas (kWh/mil PIB)	(86-94)				
3.0 Industria Manufacturera	2.5%	0.0%	0.0%	0.8%	0.8%
Alimentos, Bebidas y Tabaco	5.6%	0.0%	0.0%	0.9%	0.9%
Textil, Vestidos, Ind. Cuero	0.6%	0.0%	0.0%	0.6%	0.6%
Madera y Productos Madera	-4.1%	0.0%	0.0%	1.6%	1.6%
Fabric. Papel, Imprentas, Edit.	-1.2%	0.0%	0.0%	1.6%	1.6%
Fabric. Plásticos y Químicos	-1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Miner. No Met., Met. Básicos	-1.7%	0.0%	0.0%	1.8%	1.8%
Fabric. Cementos	-1.3%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%
Fab. Metal. Maquinaria Equipos	-2.7%	0.0%	0.0%	0.6%	0.6%
Otras. Ind. Manufactureras	9.1%	-0.1%	-0.1%	9.1%	9.1%
Sector Otros:					
Elasticidades al Crecimiento de Abonados (R+C+I)(*)		1.1663	1.1663	1.1663	1.1663
Sector Alumbrado Público					
Elasticidades: al Crecimiento de Abonados (R+C)		1.5252	1.5252	1.5252	1.5252

(*) R= Residencial; C= Comercial; I= Industrial

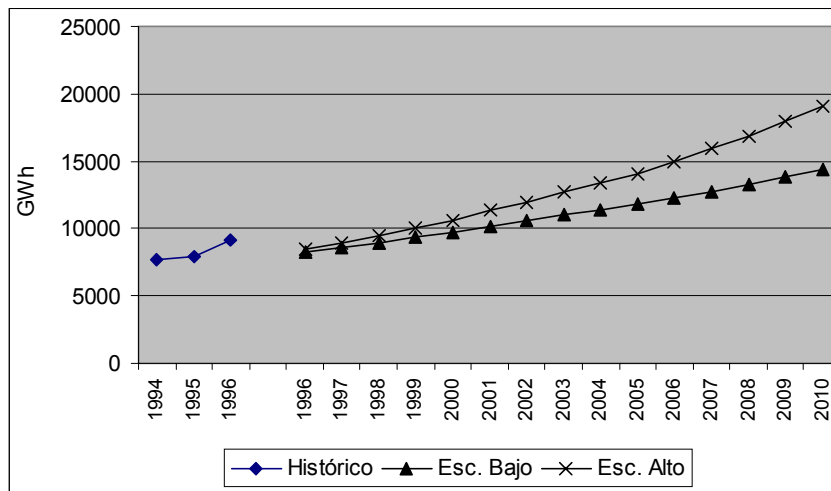
Variables Explicativas del Crecimiento del Consumo Eléctrico

Cuadro A1.6.8

Variable	Período	Histórico Intercensal		Escenario de Menor Crecimiento				Escenario de Mayor Crecimiento			
		(1982-1990)		(1996-2000)		(2001-2010)		(1996-2000)		(2001-2010)	
Cobertura Eléctrica											
Nacional		58.8%	73.8%	79.9%	80.9%	81.2%	82.7%	80.3%	83.1%	83.7%	88.9%
Urbana		88.5%	91.8%	95.5%	95.3%	95.3%	95.0%	95.7%	96.3%	96.5%	98.0%
Rural		29.7%	50.3%	53.6%	53.6%	53.6%	53.0%	54.3%	57.2%	57.9%	65.0%
Elasticidades											
Al número (En)				1.1313		1.1313		1.1313		1.1313	
CFH/PIB				0.7208		0.7208		0.7208		0.7208	
Al CFH				0.4980		0.4980		0.4980		0.4980	
A la Tarifa Residencial				-0.4300		-0.4300		-0.4300		-0.4300	
Sector Comercial											
Elasticidades											
Al Crecimiento de abonados comerciales				0.6834		0.6834		0.6834		0.6834	
Al Número (En)				1.5445		1.5445		1.5445		1.5445	
Al CFH (Ecfh)				1.4520		1.4520		1.4520		1.4520	
A la Tarifa Comercial (Ep)				-0.5740		-0.5740		-0.5740		-0.5740	

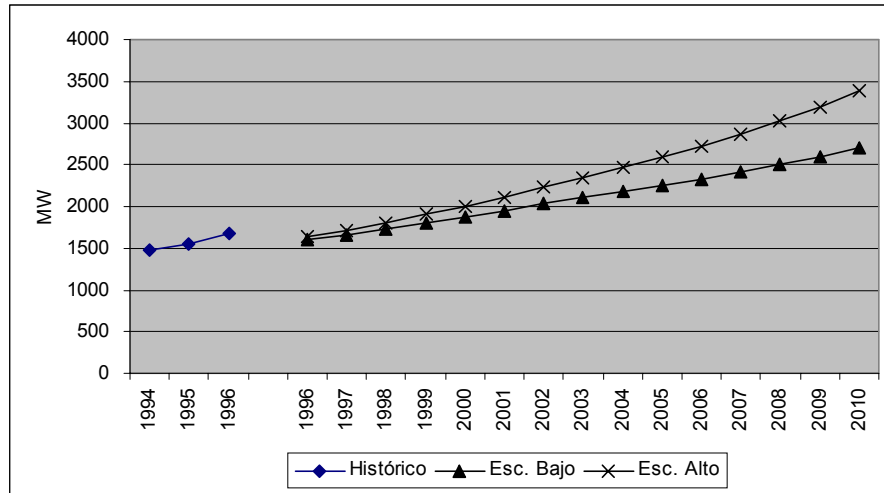
Proyección de energía (GWh)

Gráfico A1.6.6



Proyección de energía (MW)

Gráfico A1.6.7



Proyecciones de la Demanda
(GWh)

Cuadro A1.6.9

Año	Demanda		Tasas de Crecimiento	
	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Alto
1994	7684.0	7684.0		
1995	7930.0	7930.0	3.2	3.2
1996	9167.0	9167.0	15.6	15.6
1996(*)	8246.2	8485.1	4.0	7.0
1997	8561.4	8910.9	3.8	5.0
1998	8954.7	9463.8	4.6	6.2
1999	9343.4	10036.6	4.3	6.1
2000	9733.0	10635.2	4.2	6.0
2001	10166.8	11352.5	4.5	6.7
2002	10597.7	11994.9	4.2	5.7
2003	11018.0	12705.5	4.0	5.9
2004	11421.0	13425.6	3.7	5.7
2005	11820.0	14106.3	3.5	5.1
2006	12250.9	14996.0	3.6	6.3
2007	12730.7	15982.8	3.9	6.6
2008	13254.8	16895.1	4.1	5.7
2009	13791.5	17936.7	4.0	6.2
2010	14394.0	19106.4	4.4	6.5
	Tasa 1996/2010		4.1	6.0

(*) Proyectado

Proyecciones de la Carga Máxima (MW) Cuadro A1.6.10

Año	Demanda		Tasas de Crecimiento	
	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Bajo	Esc. Alto
1994	1480	1480		
1995	1542	1542	4.2	4.2
1996	1753	1753	13.68	13.68
1996 (*)	1600	1636	3.8	6.1
1997	1658	1711	3.6	4.6
1998	1730	1806	4.4	5.5
1999	1802	1903	4.1	5.4
2000	1873	2004	4.0	5.3
2001	1952	2116	4.2	5.6
2002	2031	2232	4.0	5.5
2003	2107	2349	3.7	5.3
2004	2179	2466	3.4	5.0
2005	2250	2588	3.3	4.9
2006	2327	2720	3.4	5.1
2007	2413	2866	3.7	5.4
2008	2507	3026	3.9	5.6
2009	2603	2192	3.8	5.5
2010	2711	3379	4.1	5.9

(*) Proyectado

El Escenario adoptado para este Estudio, ha sido el más alto.

ANEXO 1.7: PARAGUAY – Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

Se expone resumidamente a continuación el análisis de demanda del mercado eléctrico de Paraguay, realizado por ANDE (Administración Nacional de Energía) de Paraguay, con pequeñas modificaciones para su adecuación al presente Estudio y breves comentarios.

1. Evolución Histórica

1.1. Sector Residencial

El Sector Residencial tuvo un crecimiento altamente dinámico como consecuencia, principalmente, del fuerte programa de electrificación, con expansión de nuevas áreas, llevado a cabo por ANDE, en particular en el período 1990/96, durante el cual fueron conectados cerca de 65 mil nuevos clientes por año.

Como resultado, se estima que en 1996 aproximadamente el 75% de la población cuenta con servicio eléctrico, significativo aumento respecto a 1985, año en el que solamente el 35% de las viviendas estaban electrificadas.

Así, el consumo Residencial creció el 13.4% anual durante el período 1985/96, ritmo que se acentúa en el lapso 1990/96, en el que llega al 15.1 de promedio anual. A continuación se indican los valores de consumo residencial, número de clientes, consumo por cliente, tasas de crecimiento y participación en el consumo eléctrico total, para los lapsos 1985/90/96.

Sector Residencial Cuadro A1.7.1

Año	Consumo Residencial GWh	% s/Consumo Total - %	Número clientes N° miles	% s/n° Total Clientes %	Consumo/ Cliente kWh/cliente
1985	399.5	40	224.0	80	1783
1990	685.6	38	316.8	78	2164
1996	1590.4	44	647.0	82	2458

Tasa media anual de crecimiento (%) Cuadro A1.7.2

Período	Consumo Total	N° Clientes	Consumo Cliente
1985/90	11.4	7.2	9.4
1990/96	15.1	12.6	2.1
1985/96	13.4	10.1	3.0

1.2. Sector Comercial

Adicionalmente al programa de electrificación, incidió en este sector la reclasificación de clientes, realizada entre los años 1993/94, principalmente entre las categorías “Comercial” e “Indefinido”. Hasta 1994 se conectaron cerca de 4000 nuevos clientes en promedio anual. Con la reclasificación, este promedio anual se elevó a 12000 entre 1994/96.

El consumo comercial registró un crecimiento medio anual del 13.9 % en el período 1985/96, incrementándose, en valores físicos, de 166 GWh en 1985 a 697 GWh en 1996.

A continuación, se consignan los principales valores correspondientes a la evolución histórica del Sector Comercial.

Sector Comercial

Cuadro A1.7.3

Año	Consumo Comercial GWh	% Consumo total %	Número clientes N° miles	% s/N°total clientes %	Consumo/cliente kWh/cliente
1985	166.2	17	35.4	13.0	4692
1990	281.2	15	57.0	14.0	4937
1996	697.3	19	109.7	14.0	6356

Tasa media anual de crecimiento Cuadro A1.7.4
(%)

Período	Consumo total	N° clientes	Consumo/cliente
1985/90	11.1	10.0	1.0
1990/96	16.3	11.5	4.3
1985/96	13.9	10.8	2.8

1.3. Sector Industrial

El crecimiento promedio del Sector Industrial durante el período 1985/1996 fue del 13.3% anual acumulativo. Pueden deslindarse, sin embargo dos períodos claramente diferenciables: el lapso 1985/90, con un 20.2% y el 1990/96 con un 7.8%. Según puede apreciarse en los Cuadros que siguen, de los dos factores que inciden en estos aumentos, el incremento del consumo por usuario mantiene un ritmo fuerte durante el primer período 1985/90, estancándose y registrándose tasas negativas inclusive, en el período posterior. Por el contrario, el número de usuarios, principal motor de incremento en los sectores previamente analizados, mantiene sus niveles de incremento en forma sostenida durante la totalidad del período. A continuación se resumen los principales valores registrados:

Sector Industrial

Cuadro A1.7.5

Año	Consumo Industrial GWh	% Consumo Total %	Número Clientes N° Miles	% S/N°Total Clientes %	Consumo/Cliente kWh/Cliente
1985	194.9	19.0	3.3	1.0	58500
1990	489.2	27.0	5.2	1.0	94021
1996	767.8	21.0	8.5	1.0	90298

Tasa media anual de crecimiento Cuadro A1.7.6
(%)

Período	Consumo Total	N° Clientes	Consumo Cliente
1985/90	20.2	9.3	9.9
1990/96	7.8	8.5	-0.7
1985/96	13.3	8.9	4.0

1.4. Otros Consumos

Este sector comprende un conjunto heterogéneo de clientes, con variados patrones de consumo de electricidad, en categorías tales como: fiscal, municipal, tracción, alumbrado público, rural e indefinido. Representa aproximadamente el 15 % del consumo total y su tasa promedio alcanzó el 13.3 % anual, estando influenciado por la reclasificación de los clientes.

El Cuadro que sigue presenta la evolución de las principales variables registradas en este sector.

Otros Consumos

Cuadro A1.7.7

Año	Otros Consumos Gwh	% Consumo Total %	Número Clientes N° Miles	% S/N° Total Clientes %	Consumo/ Cliente Kwh/Cliente
1985	239.3	24.0	16.5	6.0	14492
1990	371.0	20.0	27.4	7.0	13526
1996	526.6	15.0	20.1	3.0	26295

Tasa media anual de crecimiento (%)

Cuadro A1.7.8

Período	Consumo Total	N° Clientes	Consumo p/Cliente
1985/90	9.2	10.7	-1.4
1990/96	6.0	-5.1	11.7
1985/96	7.4	1.8	5.6

1.5. Total nacional

El consumo total nacional creció a una tasa anual media del 12.3 en el período 1985/96, partiendo de 999 GWh hasta alcanzar 3582 GWh. El número total de clientes creció al 9,9 anual, lo que se tradujo en la incorporación de 500000 nuevos clientes, triplicando, aproximadamente el valor inicial.

El consumo por cliente también aumentó, pero a un ritmo sensiblemente más bajo, 2,2%, pasando de 3580 kWh/año a 4562 kWh/año. A continuación se presenta un Cuadro que incluye los principales valores registrados durante el período considerado.

Total Nacional

Cuadro A1.7.9

Año	Total Nacional Gwh	% Consumo Total %	Número Clientes N° Miles	% S/N° Total Clientes %	Consumo/ Cliente Kwh/Cliente
1985	999.9	100	279.3	100	3580
1990	1827.0	100	406.4	100	4495
1996	3582.1	100	785.3	100	4562

Tasa media anual de crecimiento (%)

Cuadro A1.7.10

Período	Consumo Total	N° Clientes	Consumo P/Cliente
1985/90	12.8	7.8	4.7
1990/96	11.9	11.6	0.2
1985/96	12.3	9.9	2.2

Algunas de las conclusiones que pueden inferirse de la evolución histórica, son:

- El sector eléctrico ha registrado en Paraguay un fuerte y sostenido ritmo de crecimiento, basado principalmente en la incorporación de nuevos usuarios, en parte logrado por la expansión a nuevas áreas de servicio.
- Es posible que la incorporación de grandes centrales hidroeléctricas, Itaipú primero y Yacretá después, hayan facilitado esta expansión por el suministro de energía a bajo precio, derivación del financiamiento no requerido para generación hacia la electrificación de nuevas áreas, así como probablemente una porción de los fondos recaudados por la exportación de energía eléctrica.
- Crecimiento del consumo industrial por cliente, principalmente en el primer quinquenio 1985/90, facilitando una tendencia más “electrointensiva” el hecho de contar con energía de bajo costo y relativamente masiva.
- Crecimiento del número de usuarios residenciales, principalmente en la segunda etapa 1990/96.
- Cambios en la estructura del consumo con incrementos en la participación de los sectores residencial, comercial e industrial. En parte influyó la reclasificación de clientes entre los sectores comercial y “otros”
- El ritmo de crecimiento del consumo “per cápita”, 9.1% fue muy superior al verificado para el consumo por cliente 2.1%. Ello se debe a que el crecimiento del número de clientes fue aproximadamente el triple (9.9%) del crecimiento de la población (3%).

1.6. Indicadores Económicos y Demográficos

* Población

La tasa media de crecimiento poblacional en Paraguay es relativamente alta respecto a las de América Latina, habiendo crecido 3% anual durante el último período intercensal (1982/92), que corresponde a un incremento acumulado del 35%, durante el período.

En el Cuadro que sigue se muestran los indicadores demográficos registrados para los períodos intercensales 1962/72/82/92. Se agregan datos relativos al proceso de urbanización y personas por vivienda. Puede apreciarse a partir de 1972 un creciente proceso de urbanización que define, en la actualidad, un porcentaje mayor al 50% de la población que habita en las ciudades.

Indicadores Demográficos

Cuadro A1.7.11

Censos	Población Total Miles	Tasa De Urbanización	Personas Vivienda	Por
1962	1934	35.8%	5.55	
1972	2469	37.4%	5.51	
1982	3303	42.8%	5.24	
1992	4453	50.1%	4.85	

2. Producto Bruto Interno y Valor Agregado Industrial

La estructura del PIB paraguayo muestra, en 1995, la siguiente composición por sectores: Primario, 26%; Secundario, 21%; Servicios Básicos, 10%; Otros Servicios, 43%. En la tabla que sigue, se indican los valores de PIB y Valor Agregado Industrial, para los períodos 1985/90/96.

Indicadores Económicos

Cuadro A1.7.12

Indicadores Económicos Años	Producto Bruto Interno – Millones U\$. 1990 (1)	Variación Anual Promedio En El Período - %	Valor Agregado Industrial – Millones Gs. 1982	Variación Anual Promedio En El Período - %
1985	4358.2	-----	114684	-----
1990	5264.6	3.9	149045	5.4
1996	6191.8	3.3	162940	1.5
1985/96		3.6		3.2

(1) Fuente: CEPAL

3. Proyecciones de la Demanda Eléctrica - Introducción

Las proyecciones de mercado fueron elaboradas originalmente para el período 1997-2006, siendo posteriormente completadas parcialmente, a nivel nacional, hasta el 2010, para el presente análisis. Algunas estimaciones parciales de datos posteriores al 2006 son propias.

Fueron considerados tres escenarios: alto, bajo y medio (media de ambos). A los fines del presente estudio se ha adoptado el escenario medio.

Las proyecciones de energía eléctrica para usuarios comunes ha relacionado la población y las metas viables de cobertura eléctrica, para definir los números de clientes, total y abiertos por sector. Relacionando estos con la proyección del consumo medio por cliente se definen los consumos sectoriales. A ellos se agrega la perspectiva de radicación de industrias electrointensivas las que, por su tamaño, son consideradas separadamente.

Dadas las dimensiones de las exportaciones eléctricas paraguayas, las mismas tienen también, una estimación aparte.

Sobre la base de los consumos totales se definió la energía requerida, mediante la estimación de pérdidas y también la demanda máxima de potencia.

La metodología y los principales valores resultantes de las proyecciones se detallan a continuación.

3.1. Número de Clientes.

Como se comentara precedentemente, la proyección de clientes tuvo en cuenta tres variables: población, viviendas y cobertura eléctrica. A continuación se resumen las mismas.

- **Población**

La proyección de la población total del Paraguay fue elaborada por la Dirección General de Estadística, Encuesta y Censo. Las estimaciones se presentan en el Cuadro que sigue:

Proyección Población
Total – Paraguay Cuadro A1.7.13

Año	Población - Miles	Tasa Anual Increm. %
1997	5085	-----
2000	5496	2.63
2005	6216	2.49
2010 (1)	6981	2.35

(1) Estimación propia

• **Viviendas**

El número de viviendas fue estimado en base a la proyección de población, teniendo en cuenta el promedio de personas por vivienda. Este alcanza a 4.8 personas por vivienda y dado que no tuvo variación significativa en el período 1982/92, se mantuvo en el lapso de proyección. Los valores son:

Proyección del
Número de Viviendas Cuadro A1.7.14

Año	N° Viviendas - Miles	Tasa Anual Increm. %
1997	1059.4	-----
2000	1145.1	2.63
2005	1295.0	2.49
2010	1454.4 (1)	2.35

(1) Estimación propia

• **Cobertura Eléctrica**

Fue utilizada una curva logística para representar la tasa de cobertura eléctrica en el lapso de proyección.

Los supuestos considerados fueron:

- Tasa inicial: la verificada en 1996, del 76.1%.
- Tasa de saturación: Valor máximo de cobertura a ser alcanzado. Escenario alto: 95%; Escenario bajo: 90%.

Las metas de cobertura adoptadas, están sustentadas en:

- El comportamiento pasado, principalmente en el período 1993/96, caracterizado por el fuerte programa de electrificación realizado por la Empresa.
- El principio de “Ningún paraguayo a oscuras en el año 2000” tendiente a sostener en el futuro el ritmo de crecimiento verificado en los últimos años.
- En la definición de los límites de cobertura se tuvieron en cuenta valores alcanzados por países sudamericanos.

Los valores proyectados son:

Evolución de la Tasa de Cobertura Eléctrica – En % Cuadro A1.7.15

Año	Alto	Bajo	Medio
2000	90.0	85.0	87.5
2005	94.2	88.7	91.5
2010 (1)	95.0	90.0	92.5

(1) Estimaciones propias.

Número de Clientes

El número total de clientes fue estimado relacionando la proyección de viviendas con la evolución de la tasa de cobertura eléctrica. En los próximos 10 años se prevé un ritmo de crecimiento medio del 4.2 – 4.8 %, lo que implica la conexión de 467 a 395 mil nuevos consumidores en el período, según cada escenario. Los valores resultantes son:

Proyección del Número de Clientes – En miles Cuadro A1.7.16

Año	Alto	Bajo	Medio
1997	859.4	838.0	848.7
2000	1030.6	973.3	1002.0
2005	1219.8	1149.0	1184.5
2010 (1)	1370.0	1290.5	1330.4

(1) Estimación propia.

Número de clientes por categoría

Teniendo en cuenta la estructura típica de clientes a nivel nacional y aplicándola a la proyección del total de clientes, se obtiene la siguiente proyección de usuarios por sector de consumo, para el escenario medio:

Número de Clientes por Categoría de Consumo – En Miles – Escenario Medio Cuadro A1.7.17

Años	Residencial	Industrial	Comercial	Indefinido	Rural	Gobierno
1997	692.7	9.7	123.8	17.6	2.6	2.2
2000	821.2	11.4	143.3	20.4	3.3	2.5
2005	974.2	13.3	166.5	23.7	4.0	2.7
2010 (1)	1093.3	16.5	203.4	28.9	5.2	3.0

(1) Estimación propia.

3.2. Proyección de consumo de electricidad

A continuación se desarrollan las proyecciones de los consumos eléctricos a nivel nacional – para los distintos sectores y electrointensivos y para las exportaciones.

• **Consumo Nacional**

- *Residencial*

La previsión fue realizada en base al producto del número de clientes por el consumo medio por cliente.

La proyección del número de clientes fue expuesta anteriormente.

El consumo medio anual por cliente residencial fue proyectado teniendo en cuenta su comportamiento durante los últimos años (1985/96).

La proyección “alta” fue el resultado de la extrapolación al futuro de la tendencia registrada en el pasado. La previsión resultante al año 2006 alcanza a 3162 kWh/año (alrededor de 265 kWh mes), lo que representa un crecimiento anual medio de 2.5 % en el período 1997/2006.

En el caso del escenario bajo se mantuvo constante el valor verificado en 1996, de 2458 kWh/año, a lo largo de todo el período de proyección.

Los valores resultantes son los siguientes:

Proyección del Consumo de Energía Eléctrica – GWh - Residencial Cuadro A1.7.18

Año	Alto	Bajo	Medio
1997	1790.4	1697.1	1743.7
2000	2326.3	1971.2	2148.7
2005	3107.2	2327.3	2717.2
2010 (1)	3956.4	2659.0	3305.6

(1) Estimación propia.

- *Industrial*

Fue proyectado considerando por separado dos grupos de clientes:

- Principales Clientes
- Demás Clientes

Los Principales Clientes industriales son seis usuarios que abarcan el 27% de consumo de la categoría. Ellos son: ACEPAR, MANUF. PILAR, CAPSA, MARANGATU, INC. VALLEMI E INC. VILLETA. La proyección de estos clientes fue elaborada en base a información específica, individualizada por usuario.

Los Demás Clientes industriales constituyen un grupo de 8795 usuarios que abarcan el 73% del consumo industrial. Para ellos la previsión fue hecha en bloque, considerando el consumo histórico.

El escenario “Alto” corresponde a la extrapolación futura de la tendencia histórica. En cuanto a la proyección “Baja” se estimó en un valor inferior en 30% a la “Alta”.

Adicionalmente se sumó al consumo industrial las demandas de industrias electrointensivas, tales como White Martins, Celulosa Río Paraná y otros Proyectos, las que fueron consideradas en la demanda nacional. (En la información original, no se consideraba en esta última demanda)

Los valores obtenidos, para la demanda media, son los siguientes:

Proyección del Consumo de Energía Eléctrica – GWh - Industrial Cuadro A1.7.19

AÑO	Industrial Medio (2)	Electrointensivos	Total Industrial
1997	784.8	23.0	807.8
2000	895.0	472.7	1367.7
2005	1078.7	1196.6	2275.3
2010 (1)	1255.4	1985.4	3240.8

- (1) Estimación propia.
(2) Usuarios Comunes + Usuarios Especiales

- *Comercial y Otros Consumos*

En la información original, el Grupo “Otros Consumos” incluye las siguientes categorías: comercial, indefinido, alumbrado público, rural, gobierno (fiscal + municipal + tracción).

A los efectos de homogeneizar proyecciones con los demás países, Comercial se proyecta por separado en este análisis. Adicionalmente y en el supuesto que esta demanda no será cubierta en la proyección de otro país, es decir, será absorbida a nivel del consumo nacional, se incluye la previsión del obrador de Yacyretá en “Otros Consumos”

Las categorías enunciadas al principio de este punto presentaron, en el pasado, un alto grado de correlación con el consumo residencial, por lo que se proyectaron correlacionándolas con este último.

Los consumos de Corposana, Gran Hospital Nacional, Banco Central y Clyfsa, fueron proyectados por separado, extratendencialmente, en base a informaciones específicas sobre los mismos.

El resultado obtenido para la proyección media, en los sectores “Comercial” y “Otros Consumos”, se presenta a continuación:

Proyección del Consumo de Energía Eléctrica – Escenario “Medio” – En GWh – Comercial y Otros Consumos Cuadro A1.7.20

Año	Otros Consumos sin Yacyretá (2)	Obrador Yacyretá	Otros Consumos con Yacyretá (2)	Comercial
1997	569.0	37.9	606.9	758.1
2000	680.8	19.8	700.6	918.6
2005	837.8	6.9	844.7	1144.1
2010 (1)	994.4	3.4	997.8	1372.7

- (1) Estimación propia.
(2) No incluye “Comercial”

• **Exportaciones**

Estas proyecciones fueron planteadas teniendo en cuenta dos escenarios, alto y bajo, de ventas y uno intermedio, adoptado para este análisis. Considerando además los factores de carga registrados en 1996 y su extrapolación, se definieron las siguientes proyecciones para el escenario medio:

Proyección de demandas de energía – Escenario Medio

Cuadro A1.7.21

Año	Consumo - GWh
1977	181.3
2000	268.0
2005	520.2
2010 (1)	761.6

(1) Estimación propia.

3.3. Proyecciones de Energía y Potencia 1997 - 2010

Sobre la base de las previsiones de consumos por sector, anteriormente expuestas se proyectaron las energías y potencias requeridas, a nivel de “Enviado a la Red”: consumos + pérdidas totales (se excluye consumos propios).

Las proyecciones se exponen en el Cuadro final del presente Anexo (Cuadro A1.7.22) para los cuatro años de corte seleccionados –1997, 2000, 2005 y 2010- y para los valores de energías y potencias requeridas, tanto a nivel del consumo nacional, como total. Para el presente Estudio se tendrá en cuenta el primer nivel mencionado ya que se asume que las exportaciones son computadas como demanda en el país de destino.

Para definir los requerimientos se tuvieron en cuenta las pérdidas, tanto en potencia como en energía. En el caso de esta última, así como en el de potencia, se cumple:

$$\text{Energía requerida} = \text{Consumo} / (1 - \% \text{ Pérdidas})$$

La evolución de las pérdidas puede visualizarse en el Cuadro A1.7.22 de este Anexo, donde se aprecia un paulatino pero razonable grado de reducción.

Para establecer las demandas máximas de potencia se tuvo en cuenta el factor de carga, teniendo en cuenta que:

$$\text{Demanda máxima} = \text{Energía requerida} / (\text{factor de carga} \times 8760 \text{ hs/año})$$

En el Cuadro señalado se evidencia un aumento progresivo del factor de carga, originado en parte por el aumento del consumo de las industrias electrointensivas.

Mercado Eléctrico Nacional y Total – Proyecciones 1997 2010

Cuadro A1.7.22

Concepto	Unidad	1997	2000	2005	2010
Consumo					
* Residencial	GWh	1743.7	2148.7	2717.2	3305.6
* Industrial	GWh	784.8	805.0	1078.7	1255.4
- Electrointensivos	GWh	23.0	472.7	1196.6	1985.4
* Comercial	GWh	758.1	868.2	1144.1	1372.7
* Otros	GWh	569.0	680.8	837.8	944.4
- Yacyretá – Obras	GWh	37.9	19.8	6.9	3.4
Consumo Nacional	GWh	3916.5	4995.3	6981.3	8916.9
Crecimiento (Períodos)	%	-----	8.4	6.9	5.0
Pérdidas (Niv. Nacional)	GWh	924.7	1081.7	1349.6	1573.6
Incidencia	%	19.1	17.8	16.2	15.0
Energía Requerida	GWh	4841.2	6077.0	8330.9	10490.5
Factor de Carga	%	59.9	62.2	64.1	65.0
Potencia	MW	922.6	1118.9	1483.6	1842.4
Exportacines	GWh	181.3	268.0	520.2	761.6
Consumo Total	GWh	4097.9	5263.3	7501.5	9678.5
Crecimiento (períodos)	%	-----	8.7	7.3	5.2
Energía Requerida	GWh	5065.3	6403.1	8951.6	11386.5
Potencia	MW	965.3	1178.9	1594.2	1999.7

ANEXO 1.8: PERU - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda

1. Descripción del Sistema Eléctrico de Perú

Hasta el año 1997 existen en Perú dos Sistemas Interconectados: el Sistema Interconectado Central-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SISUR).

El SICN cubre la franja costera desde Marcona en el sur hasta Piura en el norte y la zona central del país desde Ayacucho en el Sur hasta Tingo María en el Norte.

El SISUR se conformó hacia fines de 1996 al entrar en operación la línea de interconexión Tintaya-Santuario uniendo los Sistemas Sur Este y Sur Oeste.

Dado el ingreso de la alternativa de suministro de gas natural para generación eléctrica, a partir del yacimiento de Camisea, se está estudiando la factibilidad de interconectar los sistemas SICN y SISUR. Así quedaría conformado el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

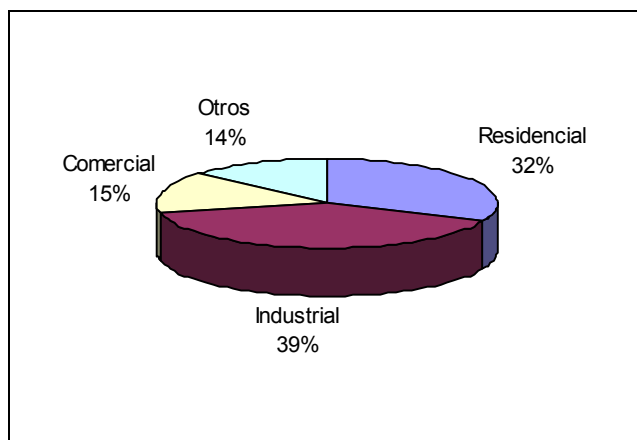
Por otro lado y dada las características geográficas y de desarrollo de los sistemas eléctricos en Perú, existe una gran cantidad de instalaciones y pequeños sistemas aislados de diferente tipología y magnitud.

Para el año 1995 el porcentaje de electrificación alcanzaba el 51.8%.

2. Demanda de Energía

El consumo final de energía eléctrica en Perú alcanzó en 1996 los 10.038 GWh (facturado a usuarios finales, según datos de CIER). La estructura sectorial del consumo de este año fue: 32% del Sector Residencial, 39% del Industrial, 15% del Comercial y 14% del Sector Otros. Es importante resaltar que el Sector Industrial le demandó en 1996 al Sector Eléctrico 4012 GWh (39% del total), pero su consumo total fue de 7.287 GWh (contabilizando la autoproducción). De esta manera la porción de energía eléctrica autoproducida por el Sector Industrial alcanza el 45% de su consumo total. La estructura sectorial del consumo se ilustra en el Gráfico A1.8.1.

Estructura sectorial del consumo de energía eléctrica en Perú Gráfico A1.8.1



3. Evolución histórica

La serie histórica (1991-1996) del consumo final en Perú muestra una caída abrupta inicial, con una tasa anual de -11.5% para el período 91-92. Durante los siguientes tres años el consumo creció fuertemente, con tasas que se acercaron al 15% , en tanto en los últimos dos años (1995 y 1996) el crecimiento disminuyó alcanzando tasas del 2% . La crisis de 1992 se debió a un efecto combinado: en tanto la economía del país enfrentaba una tasa de cambio sobrevaluada y un alto nivel de las tasas de interés que provocaron una disminución del PIB para el período 91-92, el fenómeno de “El Niño” provocó serias dificultades sobre la oferta energética. En el Cuadro A1.8.1 se muestra la evolución del consumo final y las tasas de crecimiento. En los Gráficos A1.8.2 y A1.8.3 se ilustran estas evoluciones.

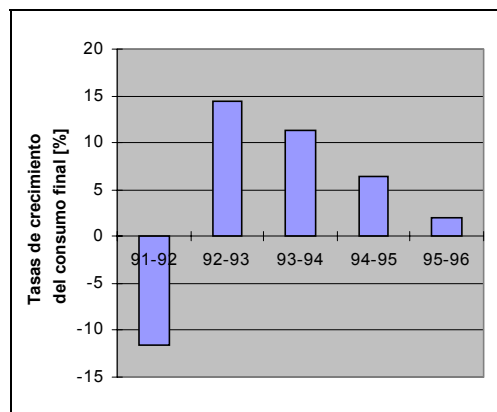
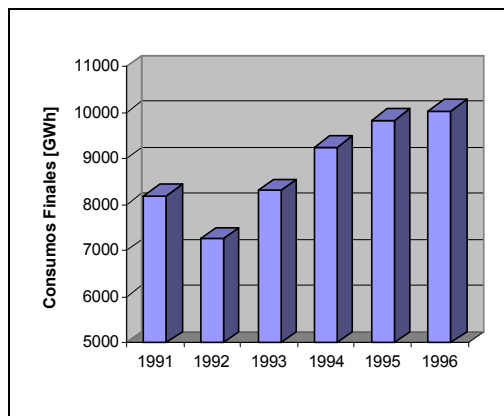
Evolución del consumo final de energía y tasas de crecimiento

Cuadro A1.8.1

Año	Consumo Final [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]	Consumo por habitante [kWh/hab]	Tasa de Crecimiento [%]
1991	8209	---	374	---
1992	7261	-11,5	325	-13,1
1993	8311	14,5	365	12,5
1994	9252	11,3	400	9,4
1995	9846	6,4	418	4,6
1996	10038	2,0	420	0,4

Evolución de los consumos finales de energía y de las tasas de crecimiento del consumo

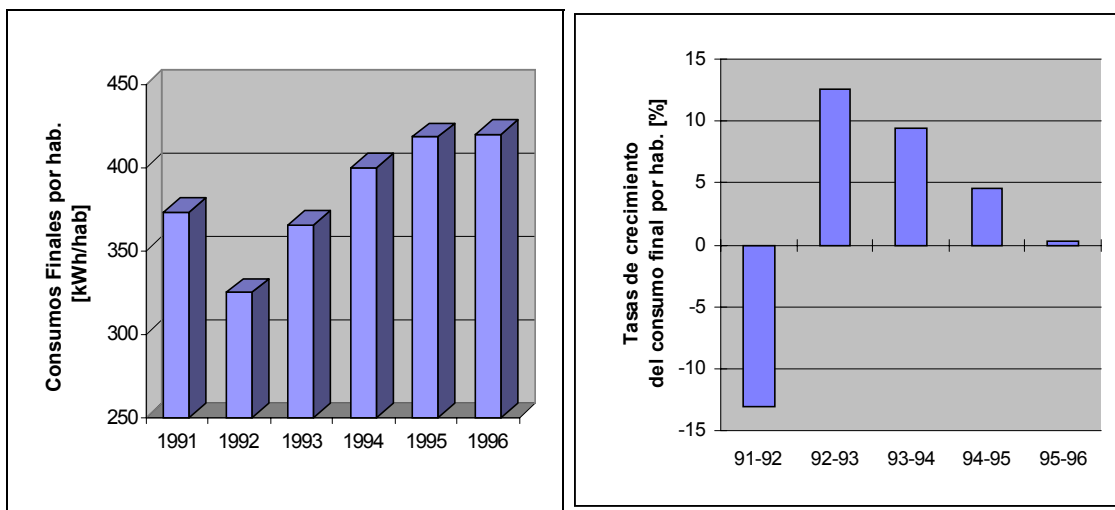
Gráficos A1.8.2 y 3



La evolución del consumo final por habitante muestra un comportamiento similar al anterior. Una caída importante en el período 1991-1992, un fuerte crecimiento para 1992-1994 (con tasas que superan el 12%) y una disminución en 1995-1996 (con tasas que no llegan a alcanzar el 1%). En el Cuadro A1.8.1 se muestran los valores correspondientes a la evolución del consumo final por habitante y a las tasas de crecimiento anuales, los que se ilustran en los Gráficos A1.8.4 y A1.8.5.

Evolución de los Consumos Finales por Habitante y Tasas de Crecimiento.

Gráficos A1.8.4 y 5



El consumo sectorial de los últimos años en Perú muestra una progresiva mayor participación del sector comercial (que de un 4.4% en 1991 pasa a un 14.7% en 1996). A su vez, es el Sector Residencial el que mayoritariamente retrae su participación (de un 37.9% en 1991 pasa a un 31.7% en 1996). En el Cuadro A1.8.2 se muestra la evolución de los consumos sectoriales en Perú, que se ilustran en el Gráfico A1.8.6.

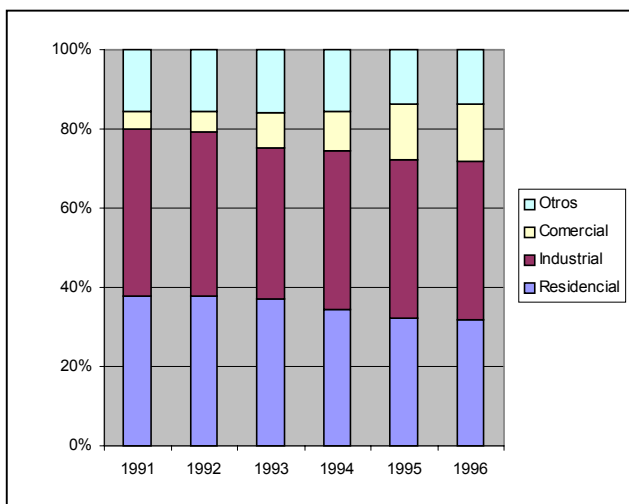
Evolución de la Estructura del Consumo en Perú.

Cuadro A1.8.2

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros
1991	37,9	42,0	4,4	15,7
1992	37,8	41,5	5,0	15,7
1993	36,9	38,2	9,0	16,0
1994	34,4	39,9	10,1	15,6
1995	32,3	40,0	14,1	13,6
1996	31,7	40,0	14,7	13,6

Evolución de la Participación Sectorial en el Consumo de Energía Eléctrica

Gráficos A1.8.6



4. Sistemas Interconectados

4.1. Sistemas Interconectado Central-Norte

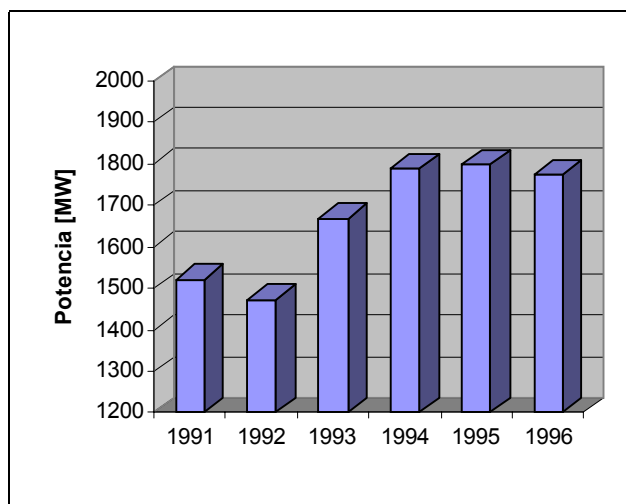
El Sistema Central Norte es, por sus dimensiones, el sistema eléctrico más importante de Perú.

La demanda de Energía del SICN para el año 1996 (a nivel de generación) fue de 11.083 GWh, un 0.34% mayor que la del año 1995. De este total, el 94.7% fue generada con centrales hidráulicas, destacándose la disminución en la participación térmica con respecto al año 1995 (34.9% menor con respecto a este año).

La demanda máxima de potencia de este sistema en 1996 fue de 1.774 MW, la que se registró el día 25 de Junio a las 19:00 hs. Por segundo año consecutivo la máxima demanda se registra en el mes de Junio, lo que podría estar reflejando un cambio en el comportamiento de esta variable (tal como se propone en las Estadísticas de Operación del COES-SICN).

La demanda máxima de potencia para el año 1996 fue un 1.3% menor con respecto a la de 1995. En el Gráfico A1.8.7 se muestra la evolución de la demanda máxima de potencia para el período 1991-1996.

Evolución de las demandas máximas de potencia para el SICN Gráfico A1.8.7

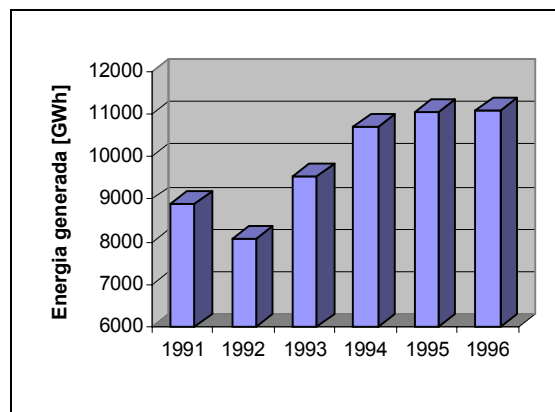


La producción histórica de energía en el SICN muestra un crecimiento en el período 1991-1994, salvo para el año 1992 donde se observa una fuerte disminución, la que se hace más notoria en los últimos 8 meses de ese año. En los años 1995-1996 el crecimiento mencionado disminuye. La evolución de la producción de energía para este período se muestra en el Cuadro A1.8.3 y se ilustra en el Gráfico A1.8.8.

Evolución de la producción de Energía en el SICN Cuadro A1.8.3

Año	Energía Generada [GWh]
1991	8877
1992	8055
1993	9542
1994	10719
1995	11045
1996	11083

Evolución de la Energía Generada en el SICN Gráfico A1.8.8



En el SICN se encuentran operando cinco empresas generadoras, siendo la mayor ElectroPerú con el 55.3% de la producción. En el Cuadro A1.8.4 se muestra la participación de estas empresas en la generación de 1996.

Producción de Energía Eléctrica por empresas Cuadro A1.8.4

Empresa	Generación [GWh]	Participación [%]
ELECTROPERU	6123	55.3
EDEGEL	2964	26.7
ETEVENSA	281	2.5
EGECAHUA	281	2.5
EGENOR	1434	13.0
TOTAL	11083	100

4.2. Sistema Interconectado SUR

El Sistema SISUR es considerablemente menor que el SICN, tanto en extensión como en energía generada. En términos de la energía generada el SISUR tiene una magnitud equivalente de aproximadamente el 18% del SICN.

A fines de 1996 entró en operación la línea de interconexión Tintaya-Santuario uniendo los Sistemas Interconectados Sur Oeste y Sur Este formando así el Sistema Interconectado Sur.

En el Sistema Sur Oeste generan energía dos empresas: EGASA y EGESUR, mientras que en el Sistema Sur Este sólo lo hace la empresa EGEMSA.

La capacidad de generación del SISUR (excluyendo los autoprodutores) alcanzó en 1995 a 419 MW, de los cuales el 76% corresponde a centrales hidráulicas y el resto a térmicas. Del total de la capacidad mencionada el 65% se encuentra en el Sistema Sur Oeste y el 35% en el Sur Este.

La producción de energía de lo que habría sido el SISUR en 1995 fue de 1347 GWh y su crecimiento promedio en el período 1993-1995 de 1.76%. Por otro lado, la demanda máxima de potencia en 1995, asumiendo simultaneidad entre los sistemas Sur Oeste y Sur Este, habría sido de 255 MW registrándose en el mes de Diciembre.

5. Indicadores Económicos y Energía Generada

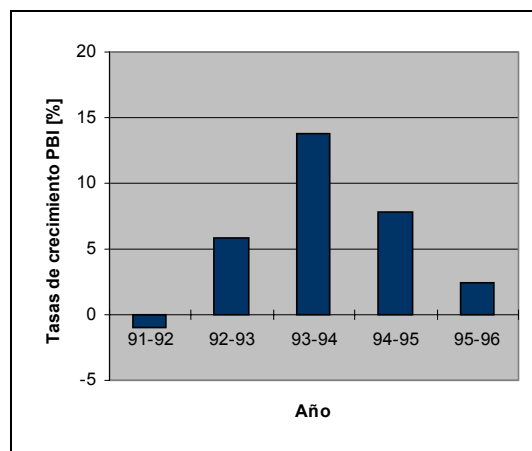
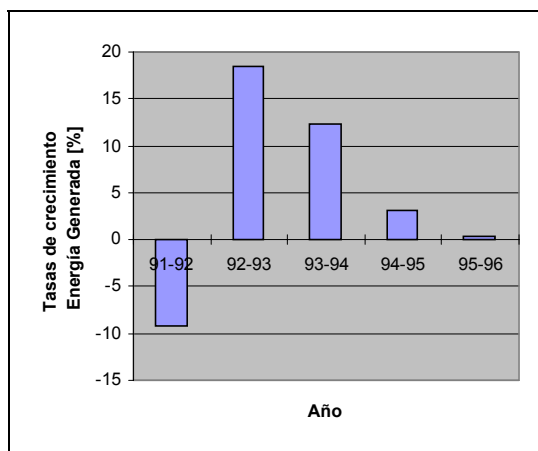
De la misma manera que sucedía con las tasas de crecimiento del consumo final, la energía generada muestra una fuerte caída en el primer período (tasa de -9%) una considerable recuperación en los años siguientes (con tasas cercanas al 15%) para luego detenerse en los últimos años (tasas de 2-3%).

En tanto, el Producto Interno Bruto muestra un comportamiento similar al de la energía generada, salvo para el período 92/93.

Los valores correspondientes a la energía generada, como así también sus tasas de crecimiento, corresponden a los Sistemas SICN y SISUR. En los Gráficos A1.8.9 y A1.8.10 se muestra la evolución de estas tasas.

Evolución de los Consumos Finales por Habitante y Tasas de Crecimiento.

Gráficos A1.8.9 y 10



6. Proyecciones de la Demanda Eléctrica

Como consecuencia de la implementación, a partir de 1990, del nuevo modelo de desarrollo del país corresponde al Estado (en cumplimiento del nuevo rol que le ha sido asignado) la preparación de los planes referenciales sectoriales. El Plan Referencial de Electricidad, parte integrante del Plan Referencial de Energía, es elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y esta sección se basa en el correspondiente informe.

Los estudios de requerimientos de energía y potencia comprenden los sistemas interconectados y los principales sistemas aislados. Tal como se ha adelantado, dada la alternativa de suministro de gas natural para generación eléctrica a partir del yacimiento de Camisea, se incluye el análisis de conformar un Sistema Interconectado Nacional que una el SICN y el SISUR.

El período analizado comprende 15 años (1996-2011), habiéndose realizado una profundización mayor en los primeros 5 años.

6.1. Metodología General

Las proyecciones de demanda eléctrica fueron realizadas a través de técnicas econométricas que correlacionan las ventas de energía con la población, con el producto interno bruto y con las tarifas eléctricas. Este modelo ha sido determinado a partir del análisis histórico de las variables mencionadas.

Se han establecido tres escenarios de crecimiento posibles: Alto, Medio y Bajo. Para el corto plazo se han tenido en cuenta supuestos del crecimiento del PIB planteados por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Para el mediano y largo plazo se han tenido en cuenta criterios de Población, sobre la base de supuestos del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI) y Tarifas Eléctricas. Asimismo se ha contemplado el ingreso de los proyectos mineros como eventuales grandes consumidores de energía.

Para cada uno de los escenarios mencionados se obtuvieron las proyecciones de ventas por área de concesión de distribución y por nivel de tensión. A estas ventas se le adicionaron las pérdidas de distribución para obtener la energía neta que cada área de concesión recibe de la red de transmisión. A la energía requerida por los sistemas de distribución y por los clientes en alta tensión se le adicionaron las pérdidas de transmisión a fin de determinar la producción de energía neta requerida a las distintas plantas de generación. El consumo de autoprodutores fue estimado con un modelo de regresión basado en datos históricos.

La máxima demanda de potencia anual de cada sistema se determinó a partir de la energía requerida y del factor de carga. Se consideró que el factor de carga del SICN, excluyendo a los autoprodutores, se incrementará ligeramente en 1997 y luego permanecerá constante durante el período de proyección, mientras que el correspondiente al SISUR no se modificará en todo el período considerado.

6.2. Datos históricos

Tal como se ha visto en la sección 3 de este anexo, el crecimiento de la demanda eléctrica en los últimos años ha sido irregular. Su crecimiento promedio anual en el período 1970-1979 alcanzó el 5.90%, se redujo durante 1980-1989 a 3.23% para luego repuntar en 1990-1994 a 4.74% y a 4.90% en 1994-1995.

En el Cuadro A1.8.5 se muestran estas tasas de crecimiento, acompañadas por las correspondientes elasticidades de la demanda de energía eléctrica con respecto al PIB y a la población.

Datos históricos de las tasas de crecimiento anuales promedio de la demanda de energía eléctrica y de las elasticidades de la demanda con respecto al PIB y a la población.

Cuadro A1.8.5

Período	Tasa de crecimiento anual promedio de la demanda	Elasticidad de la demanda con respecto al PIB	Elasticidad de la demanda con respecto a la población
1970-1979	5.90	1.60	2.12
1980-1989	3.23	-4.72	1.43
1990-1994	4.74	0.93	2.69
1994-1995	4.90	0.44	2.86

6.3. Escenarios de Demanda

El Plan Referencial de Energía Eléctrica contempla tres escenarios de crecimiento (Alto, Medio y Bajo) que se sustentan en diferentes previsiones de evolución del Producto Interno Bruto, de la población y de las tarifas eléctricas.

En cuanto a la evolución del PIB se ha considerado, para el período 1996-1998, lo expresado en la Carta de Intención sobre las políticas económicas y financieras que el Gobierno de Perú enviara al Fondo Monetario Internacional; para los años posteriores las tasas de crecimiento fueron propuestas por la Secretaría de Energía y Minas. En el Cuadro A1.8.6 se muestran los tres escenarios elaborados para el crecimiento del PIB.

Evolución de las tasas de crecimiento del PIB para tres escenarios considerados.

Cuadro A1.8.6

Período	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
1996	4.5	3.5	2.5
1997	6.0	4.5	3.5
1998-2011	6.5	5.5	4.5

En el caso del crecimiento de la población se tomaron en cuenta los resultados del Censo del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI) en sus estudios de proyección de la población bajo tres hipótesis, las cuáles se muestran en el Cuadro A1.8.7.

Evolución de las tasas de crecimiento de la población para los distintos escenarios de demanda considerados

Cuadro A1.8.7

Período	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
1996-1999	1.9	1.7	1.6
2000-2004	1.8	1.6	1.4
2005-2009	1.7	1.4	1.1
2010-2014	1.6	1.3	0.9

Finalmente se hicieron supuestos sobre la evolución de las tarifas eléctricas, cuyas tasas de crecimiento para el período 1996-2011 se presentan en el Cuadro A1.8.8.

Evolución de las Tasas de Crecimiento de los
Precios de la Energía Eléctrica.

Cuadro A1.8.8

Período	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
1996	0.0	0.0	0.0
1997	3.0	2.0	1.0
1998	3.0	1.0	1.0
1999	2.0	-1.0	0.0
2000	-1.0	-5.0	-4.0
2001-2011	-1.0	0.0	-1.0

Con la evolución de las variables explicativas dadas, se elaboraron los tres escenarios de demanda de energía eléctrica. Cabe destacar algunas consideraciones sobre los mismos:

- **Escenario Alto:** Es el que considera el desarrollo económico más acelerado del país y contemplando la incorporación de los proyectos mineros en tamaño y fechas previstas. Los proyectos de La Granja, Antamina, Quellaveco y las cargas de Southern Perú para 1998, 2001 y 2004 son incluidos sólo en este escenario. Se asume que no se implementará un programa de gestión de la demanda, tal como ocurrió en el año 1996.
- **Escenario Medio:** Considera un crecimiento económico medio del país, con la incorporación del 80% de carga máxima de los proyectos de inversión mineros postergados en un año respecto de la fecha de entrada en operación reportada por ellos mismos. Se asume que no se implementará un programa de gestión de la demanda.
- **Escenario Bajo:** Es el que considera crecimiento económico conservador del país, con la incorporación de sólo el 60% de la carga máxima de los proyectos de inversión mineros. Postergados en dos años a la fecha de entrada en operación reportada por los mismos. Se asume la implementación de un programa intensivo de gestión de la demanda que generará el 1% de reducción en las ventas anuales durante cinco años, a partir de 1999.

De esta manera, se proyectó la demanda de energía para los sistemas SICN y SISUR, como también para el Total Nacional. En los Cuadros A1.8.9, A1.8.10 y A1.8.11 se muestran, para los años de corte (1996, 2000, 2005 y 2010) las proyecciones de energía para los tres escenarios considerados. Cabe destacar que en las mencionadas proyecciones está incluida la demanda de los autoprodutores.

Proyecciones de la Demanda de Energía
correspondiente al Sistema Interconectado
Central-Norte (SICN).

Cuadro A1.8.9

Año	Esc. Alto [GWh]	Esc. Medio [GWh]	Esc. Bajo [GWh]
1996	12881	12713	12596
2000	16404	15495	14504
2005	21180	18840	16702
2010	26997	22682	19311

Proyecciones de la Demanda de Energía correspondiente al Sistema Interconectado Sur (SISUR). Cuadro A1.8.10

Año	Esc. Alto [GWh]	Esc. Medio [GWh]	Esc. Bajo [GWh]
1996	2359	2340	2329
2000	3995	3240	2836
2005	5773	4319	3769
2010	6350	4823	4117

Proyecciones de la Demanda de Energía correspondiente al Total Nacional (*). Cuadro A1.8.11

Año	Esc. Alto [GWh]	Esc. Medio [GWh]	Esc. Bajo [GWh]
1996	16149	15961	15831
2000	21421	19752	18348
2005	28098	24288	21572
2010	34619	28749	24633

(*) Incluye aislados

En base a la proyección del factor de carga, se ha obtenido para los sistemas interconectados, la correspondiente a la potencia máxima demandada para los escenarios analizados. Se agrega la proyección de carga máxima del SIN, que como hemos mencionado se conformaría con la interconexión del SICN y el SISUR. Inicialmente este valor se calculó mediante la suma de cargas máximas no simultáneas, por no disponerse del factor de simultaneidad correspondiente. Posteriormente fue suministrada la información de cargas máximas simultáneas. En el Informe del Tramo I se incluye la suma de valores no simultáneos, añadiéndose en este anexo también los valores simultáneos. Estos resultados se muestran en los Cuadros A1.8.12, A1.8.13 y A1.8.14.

Proyecciones de la Potencia máxima demandada correspondiente al Sistema Interconectado Central-Norte (SICN). Cuadro A1.8.12

Año	Esc. Alto [MW]	Esc. Medio [MW]	Esc. Bajo [MW]
1996	2015	1988	1969
2000	2625	2416	2203
2005	3403	2947	2544
2010	4318	3556	2947

Proyecciones de la Potencia máxima demandada correspondiente al Sistema Interconectado Sur (SISUR). Cuadro A1.8.13

Año	Esc. Alto [MW]	Esc. Medio [MW]	Esc. Bajo [MW]
1996	363	356	351
2000	625	504	429
2005	908	667	570
2010	1011	753	627

Proyecciones de la Potencia máxima
demandada correspondiente al Sistema
Integrado Nacional (SIN)

Cuadro A1.8.14

Año	Esc. Alto [MW]		Esc. Medio [MW]		Esc. Bajo [MW]	
	Simult.	No Simult.	Simult.	No Simult.	Simult.	No Simult.
2000	3088	3250	2774	2920	2500	2632
2005	4095	4311	3433	3614	2958	3114
2010	5063	5329	4094	4309	3395	3574

ANEXO 1.9: URUGUAY - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

1. Introducción

El mercado eléctrico uruguayo se encuentra integrado en un 99.89% del total nacional, el resto está compuesto por los sistemas aislados de Cerro de la Vera, La Puente, Las Toscas, Sequeira y Vichadero.

Aproximadamente el 50% de la demanda eléctrica (abastecida desde el Sistema integrado) se encuentra concentrada en Montevideo y sus alrededores, el otro 50% se reparte entre diversas ciudades y pueblos de la costa e interior del país.

Uruguay ha presentado históricamente uno de los más elevados niveles de electrificación de América del Sur. Este índice ha evolucionado en diez años a una tasa del 1% a.a. representando actualmente el 96% de la población total.

La población es básicamente urbana, en aproximadamente un 89% y la tasa de urbanización más elevada es la de Montevideo en un 10% más.

2. Evolución Histórica

2.1. Consumo Total

Mientras que la energía entregada a la red creció entre 1991/96 con una tasa del 5.2% a.a. (6466 GWh en 1996), la energía facturada creció a una tasa levemente inferior (4.8%, con 5185 GWh en 1996). Estos incrementos difieren entre sí debido a aumentos mayores de las pérdidas de electricidad (1.5% anual).

Por otro lado mientras que el consumo de energía por usuario creció con una tasa del 3% a.a. el mismo consumo por habitante evolucionó mas aceleradamente (4.2% a.a.). Esto se debió a que la población servida creció con un ritmo (1.7% a.a.) que superó al de la población en 3.4 veces.

Entre 1991 y 1996 se incorporaron mas de 90000 nuevos usuarios, entre ellos aquellos correspondientes al desarrollo de la electrificación rural, a través del tendido de más de 1400 km de líneas de media y baja tensión. Las tasas diferenciadas de crecimiento del consumo entre Montevideo (4.8% a.a.) y el Interior (5.2% a.a.) ilustran esfuerzos más acentuados en este último.

En el Cuadro siguiente se presenta la evolución de las principales variables registrados en el período analizado.

Evolución de las principales variables

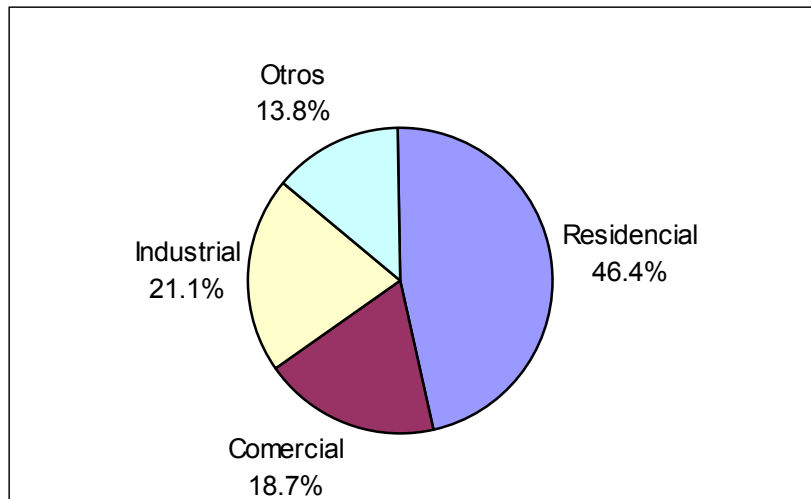
Cuadro A1.9.1

Año	Entregada (GWh)	Consumo (GWh)	Clientes (n°)	Consumo/cliente (kWh/cl)	Consumo por hab (kWh/hab)
1991	5028	4076	1004128	4067	1309.8
1992	5296	4167			
1993	5594	4493			
1994	5789	4632			
1995	6116	4955			
1996	6466	5147	1093135	4708	1606.8
tasas medias(%) 91/96	5.2	4.8	1.7	3	4.2

2.2. Consumo Sectorial⁽¹⁾

Dentro de la estructura sectorial del consumo de energía eléctrica se destaca la preponderante participación del sector residencial con un 46.4% sobre el total, siguiéndole en importancia el sector industrial con un 21.1%, el comercial con 18.7% y por último los otros consumidores con un 13.8%.

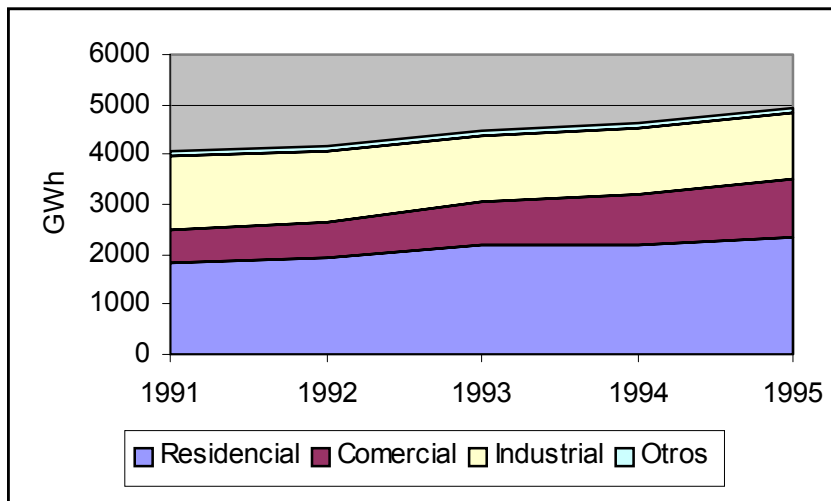
Consumo Eléctrico Sectorial – 1996 (%) Gráfico A1.9.1



Fuente: CIER

En tanto en la evolución del consumo sectorial de los últimos cinco años, es el comercial quién ha presentado la mayor dinámica con un 15.8% a.a., en el Gráfico siguiente puede observarse dicha tendencia.

Evolución del Consumo Eléctrico Sectorial (GWh) Gráfico A1.9.2



¹

La nueva reorganización tarifaria ha modificado sustancialmente la participación de los usuarios del sector industrial, al no disponer de la continuidad de la serie, el análisis se limitará al período 91/95. Los datos de 1996 son de CIER.

En los Cuadros siguientes se presentan los principales valores registrados en la evolución sectorial del consumo eléctrico.

Consumos por sector (GWh) y participación (%) Cuadro A1.9.2

Año	Resid.	%	Comerc	%	Indust	%	Otros	%	Total	%
1991	1811	44,4	660	16,2	1506	36,9	100	2,5	4077	100
1992	1907	45,8	725	17,4	1433	34,4	103	2,5	4168	100
1993	2162	48,1	898	20	1319	29,4	114	2,5	4493	100
1994	2208	47,7	1000	21,6	1303	28,1	122	2,6	4633	100
1995	2317	46,7	1185	23,9	1322	26,7	133	2,7	4957	100

Tasas medias (%) Cuadro A1.9.3

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
91/95	6.4	15.8	-3.2	7.4	5.0

Usuarios: número (miles) y participación por sector (%) Cuadro A1.9.4

Año	Residencial	%	Comercial	%	Industrial	%	Otros	%	Total
1991	894,5	89	106,9	10,7	0,1	0,01	0,2	0,02	1002,1
*1995	962,2	89,3	112,1	10,4	1,8	0,2	1,1	0,1	1077,1

Número de Usuarios – Tasas Medias de Crecimiento (%) Cuadro A1.9.5

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
91/95	1,8	1,1	105	49,5	1,8

Consumo/Cliente (kWh/usuario) Cuadro A1.9.6

Año	Residencial	Comercial	Industrial (MWh/usu)	Otros (MWh/usu)	Total
1991	2023,8	6171,2	14479,8	447,5	4068,3
1992	2101,5	6777,6	10774	278	4106,8
1993	2336,1	8193,9	3067	260	4337,2
1994	2347,8	8939,4	1386	155	4395,5
1995	2408,5	10580	724	119,3	4601,7

Tasas Medias (%) Cuadro A1.9.7

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
91/95	4.4	14.4	-52.7	-28.2	3,1

2.3. Cargas Máximas - Factores de Carga

Entre 1991/1996 la energía entregada al sistema nacional tuvo una evolución creciente con una tasa media del 5.2% a.a. El pico máximo lo hizo con un 3.8% y el factor de carga con un valor medio del 1.4% a.a.

En el Cuadro siguiente se sintetizan los valores registrados en las evoluciones mencionadas. Puede observarse una mejora de casi el 4%.

Cuadro A1.9.8

Año	Energía E. Red (GWh)	Cargas máximas (MW)	I carga (%)
1991	5028	1055	54,4
1992	5296	1129	53,5
1993	5594	1103	57,9
1994	5789	1167	56,6
1995	6116	1204	58,0
1996	6466	1269	58,2

2.4. Evolución de la Estacionalidad

Uruguay es el único país sudamericano que se encuentra íntegramente en la zona templada: la reducida extensión del territorio en latitud y longitud y la ausencia de importantes sistemas orográficos, reducen considerablemente la variabilidad de parámetros climáticos en las distintas regiones del país, en particular en lo que se refiere a temperaturas.

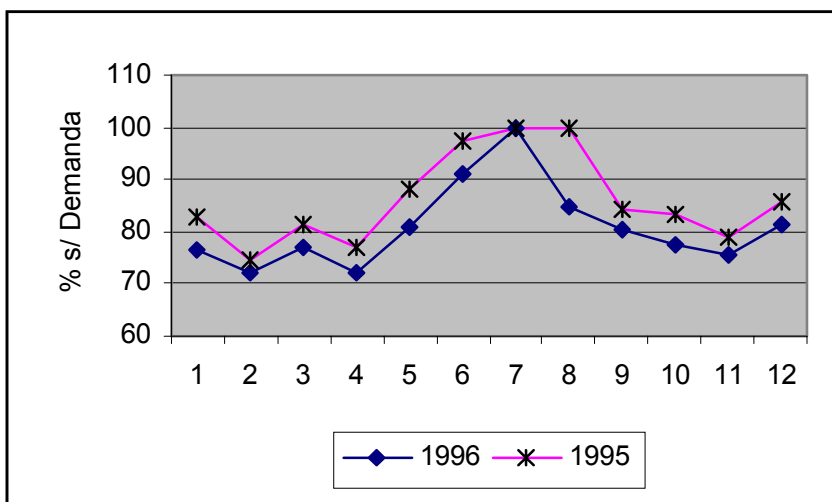
Sin embargo y si bien en las programaciones estacionales no se utilizan particiones por interés, se recurre a ellas en los estudios de comportamiento de demanda. Los meses de verano son los comprendidos entre noviembre y marzo, los de invierno mayo a septiembre, y abril y octubre como estaciones intermedias. El criterio de separación utilizado se basa en el grado de sensibilidad de la demanda a las variaciones climáticas (fundamentalmente a la temperatura). En los meses de verano las temperaturas medias oscilan entre los 20 y 24°C; en los de invierno entre los 9 y 14°C y en los intermedios entre los 16 y 19°C. Estas diferencias, si bien no profundas, generan importantes modificaciones. En los meses intermedios se ha verificado que la demanda no resulta explicada por la temperatura.

A fin de visualizar las variaciones de los consumos y su relación estacional asociada a su nivel temperatura, se presentan en el Gráfico siguiente las evoluciones de las demandas de energía mensual expresadas en % de los registros máximos de cada año para los años 1995 y 1996.

Estacionalidad de la Demanda de Energía Cuadro A1.9.9

	Demanda GWh		Indice max=100	
	1996	1995	1996	1995
1	511.5	488.7	76.7	82.6
2	481.0	442.3	72.1	74.7
3	513.0	482.6	76.9	81.5
4	479.4	456.4	71.9	77.1
5	538.2	520.7	80.7	88.0
6	607.7	577.0	91.2	97.5
7	666.7	592.0	100.0	100.0
8	566.4	590.0	85.0	99.7
9	536.2	498.0	80.4	84.1
10	517.4	492.0	77.6	83.1
11	504.7	467.0	75.7	78.9
12	544.0	507.0	81.6	85.6
	6466.2	6113.7		

Energía Mensual (% s/máxima) Gráfico A1.9.3



En todos los años considerados se observan, prácticamente las mismas variaciones similares entre estaciones. Las máximas demandas se presentan en el mes de julio, mientras que las más bajas en el mes de febrero.

2.5. Evolución de Indicadores Económicos y Consumo Eléctrico

La tasa promedio 1991/96 de crecimiento de la demanda eléctrica supera la del PIB en un 0.9% a.a. (ver Cuadro y Gráfico siguiente).

Sin embargo, dentro del período no siempre se cumplen las reglas de “sintonía” entre evolución del PIB y del consumo que se observan en muchos de los países de América del Sur, es decir una tasa de crecimiento del PIB por debajo de la del consumo eléctrico. Efectivamente si bien los extremos del período verifican las mismas no se observa para el 91/92 y 93/94 la misma tendencia con márgenes del 2.5 y del 2.8% a favor del PIB.

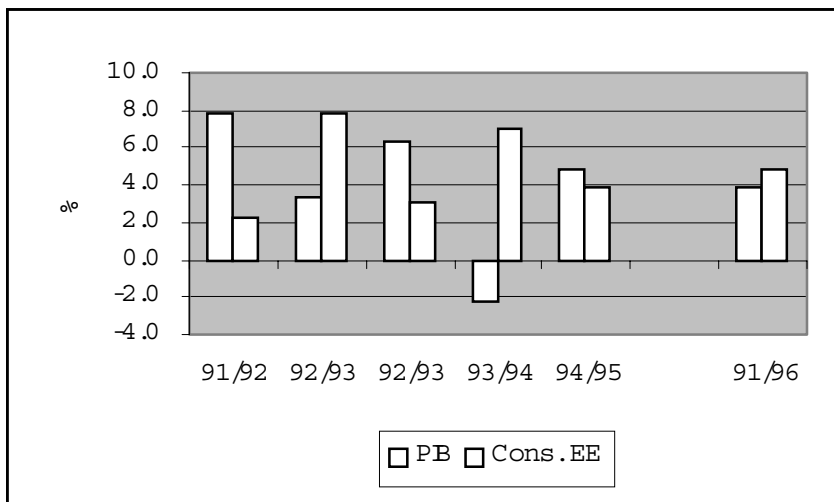
PIB Miles de \$ a precios constantes de 1990

Cuadro A1.9.10

Año	PIB	Tasa	Cons. (GWh)	Tasa	Período	PIB/HAB	Cons (GWh)
1991	9499.3		4076			3052.5	1309.8
1992	10243.8	7.8	4167	2.2	91/92	3272.2	1331.1
1993	10582.1	3.3	4493	7.8	92/93	3360.7	1426.9
1994	11258.5	6.4	4632	3.1	93/94	3554.7	1462.5
1995	10999.9	-2.3	4955	7.0	94/95	3451.8	1554.9
1996	11527.6	4.8	5147	3.9	95/96	3598.7	1606.8
1991/96		3.9		4.8	91/96	3.3	4.2

Evolución PIB – Consumo Eléctrico
Tasas de Crecimiento

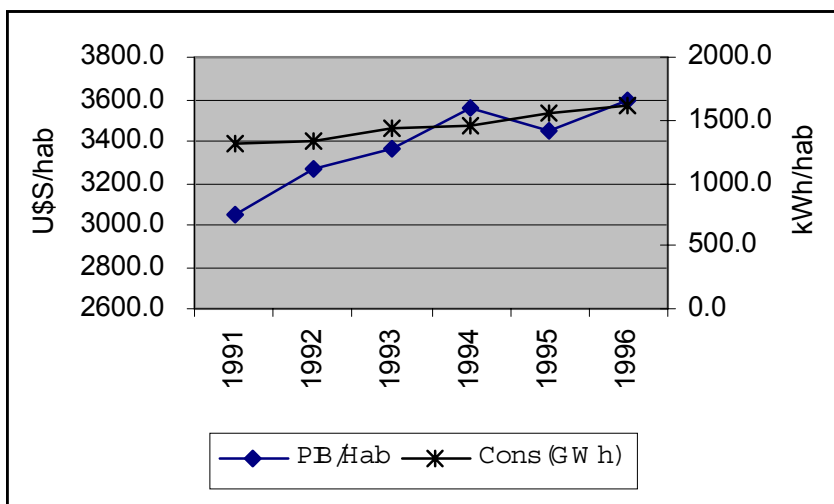
Gráfico A1.9.4



Ampliando las consideraciones anteriores se presenta el Gráfico A1.9.4 con las evoluciones en valores absolutos del PIB/hab y del consumo de EE/hab, en el mismo puede observarse el marcado cambio de la creciente tendencia del PIB/capita en el año 1995.

PIB/hab-Consumo EE/hab

Gráfico A1.9.5



3. Proyección de la demanda futura

Metodología:

Características del modelo utilizado

El modelo de proyección de la demanda de largo plazo elaborado por el equipo de trabajo del Convenio UTE-Universidad es un Modelo Analítico que permite obtener la demanda de energía eléctrica tomando como base el año 1993 y como horizonte el año 2013, para cada año, con un gran nivel de desagregación: catorce ramas para el sector industrial, siete para el terciario, el

primario productivo por separado y a nivel de usos y de equipo en cada uso para cada uno de los siete módulos homogéneos del sector residencial.

Variables explicativas y especificación de las ecuaciones

La demanda de electricidad de largo plazo se estudia desagregando en cuatro sectores: residencial, industrial, terciario y primario productivo

Para el sector industrial, la demanda de electricidad se obtiene de catorce ramas. La ecuación que explica la demanda para cada una de estas ramas, está constituida por dos variables: la intensidad eléctrica y el valor agregado.

La demanda para el sector terciario se determina de la misma forma que la del sector industrial, pero a partir de siete ramas.

También es similar el modelo el modelo utilizado para el sector primario productivo, donde se proyecta la demanda del sector arrocero y lechero, calculando la intensidad eléctrica con respecto a la producción física (MWh por ha y MWh por litro producido).

En el caso del sector residencial, las variables exógenas que es necesario proyectar para determinar la demanda son:

- número de hogares por módulo homogéneo
- tasa de electrificación por módulo homogéneo
- tasa de equipamiento
- consumos unitarios

Los resultados se obtienen con gran desagregación. El total residencial se separa en tres grupos: Montevideo, Resto Urbano y Rural. A su vez Montevideo y Resto Urbano se subdividen cada uno en tres módulos homogéneos: alto, medio y bajo. El sector rural solo tiene un módulo homogéneo, que se denomina único.

Dentro de cada uno de estos módulos homogéneos finales se identifican diferentes usos, y dentro de cada uso, los diferentes equipos.

Sumando las demandas por equipos, se obtiene la del módulo homogéneo y de la agregación de los correspondientes módulos resulta la demanda para el sector.

Para realizar las proyecciones, se proyectan las tasa de equipamiento como función del ingreso de los hogares y del tiempo.

Forma de interpolación

La demanda en el año base y en el año horizonte del modelo se obtienen por medio de ecuaciones. Una vez que se conocen los valores para el año base y para el año horizonte, se pueden interpolar los años intermedios utilizando diferentes funciones. El modelo plantea cinco funciones de interpolación para las variables explicativas: logística natural, logística logarítmica, logística inversa, tasa anual acumulativa constante e interpolación lineal. En el caso que se opte por utilizar las funciones logísticas se debe seleccionar una velocidad de ajuste para las funciones.

Escenarios macroeconómicos para la proyección de la demanda de energía eléctrica a largo plazo.

Los tres escenarios macroeconómicos diseñados por el equipo de trabajo del convenio UTE - Universidad se definen en tres niveles:

- mundial, donde se analizan aspectos: financieros
comerciales
productivos
ambientales

- regional, donde se analizan dos aspectos: integración
dinamismo

- nacional, donde se realizan el papel del Estado
selectividad de las políticas
dimensión ambiental

Finalmente para la proyección, el equipo mencionado adoptó el escenario 2 cuyas principales características se acompañan

ESCENARIO 2

Mundial

Financiero: las condiciones al crédito no mejoran, la tasa de interés se mantiene y la tendencia es a la disminución en el largo plazo.

Comercial: los países industrializados mantienen medidas proteccionistas, existe una leve tendencia a la liberación pero es de carácter selectivo.

Productivo: la inversión extranjera directa se concentra en actividades segmentadas y en los servicios.

Ambiental: debido a una situación restrictiva en los países centrales existe un traslado de actividades contaminantes a los países subdesarrollados

Regional

Integración: existe un avance hacia la formación de zonas de libre comercio y sin duda existirá una acentuación del comercio con Brasil. La presencia exportadora de Uruguay se consolida pero sin aumento notorio de los volúmenes exportados.

Nacional

Papel del Estado: el Estado promueve las inversiones en infraestructura para sentar mayores bases de competitividad para el Mercosur. Mantiene un espacio de acción compartido con el sector privado, pero la acción del Estado es minoritaria en relación al sector privado.

Impulsa algunas políticas específicas con efectos redistribuidos desde la órbita fiscal.

Selectividad: el Estado impulsa algunas políticas específicas de apoyos a algunos sectores sensibles que se ven afectados por prácticas comerciales proteccionistas.

Dimensión ambiental: Uruguay va a enfrentar una situación algo restrictiva aunque con menor nivel de restricción que los países centrales.

Proyección de indicadores exógenos vinculados al sector eléctrico.

Crecimiento previsto del PIB en el mediano plazo:

Cuadro A1.9.11

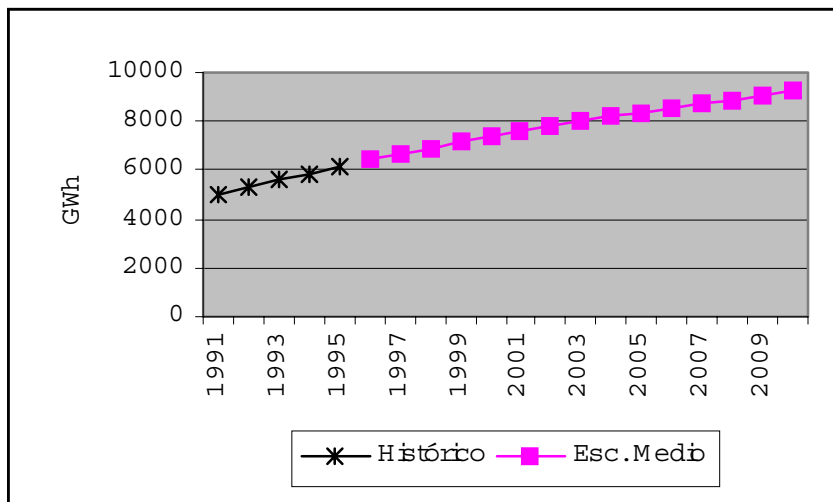
1997	2.08%
1998	3.40%
1999	4.10%

Crecimiento del PIB en el largo plazo (período 1997 - 2013), tasa acumulativa anual por escenario económico:

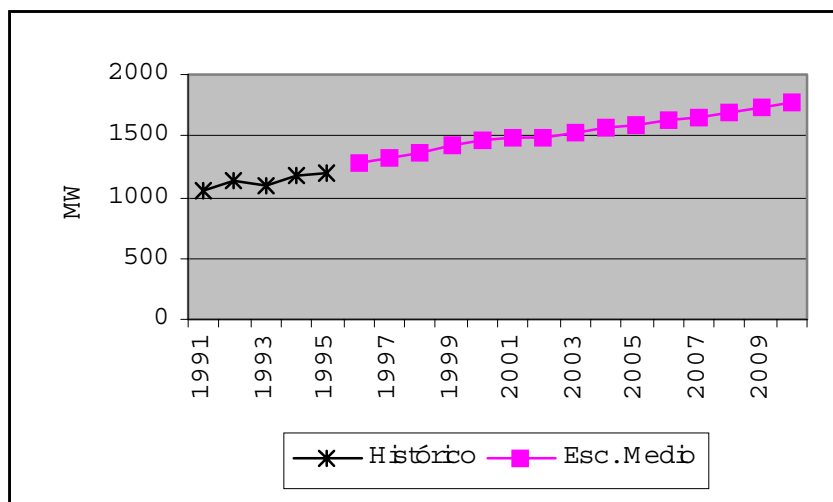
Cuadro A1.9.12

Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1.24%	1.61%	2.64%

Proyecciones de Energía Escenario Medio GWh Gráfico A1.9.6



Proyecciones de Potencia Escenario Medio MW Gráfico A1.9.7



Proyecciones de la Demanda de Energía (incluye consumo propio) Cuadro A1.9.13

Año	GWh	Tasa de Crecimiento	Histórico
1991			5028
1992			5296
1993			5594
1994			5789
1995			6116
1996	6466		
1997	6688	3.4	
1998	6923	3.5	
1999	7232	4.5	
2000	7430	2.7	
2001	7639	2.8	
2002	7836	2.6	
2003	8024	2.4	
2004	8203	2.2	
2005	8375	2.1	
2006	8541	2.0	
2007	8704	1.9	
2008	8891	2.1	
2009	9077	2.1	
2010	9264	2.1	
1997/2010		2.6	

Proyecciones de Demanda de Máxima de Potencia Cuadro A1.9.14

Año	MW	Tasa de Crecimiento	Histórico
1991			1055
1992			1129
1993			1103
1994			1167
1995			1204
1996	1269		
1997	1316	3.7	
1998	1362	3.5	
1999	1423	4.5	
2000	1462	2.7	
2001	1480	1.2	
2002	1490	0.7	
2003	1526	2.4	
2004	1560	2.2	
2005	1593	2.1	
2006	1625	2.0	
2007	1656	1.9	
2008	1691	2.1	
2009	1726	2.1	
2010	1763	2.1	
1997/2010		2.4	

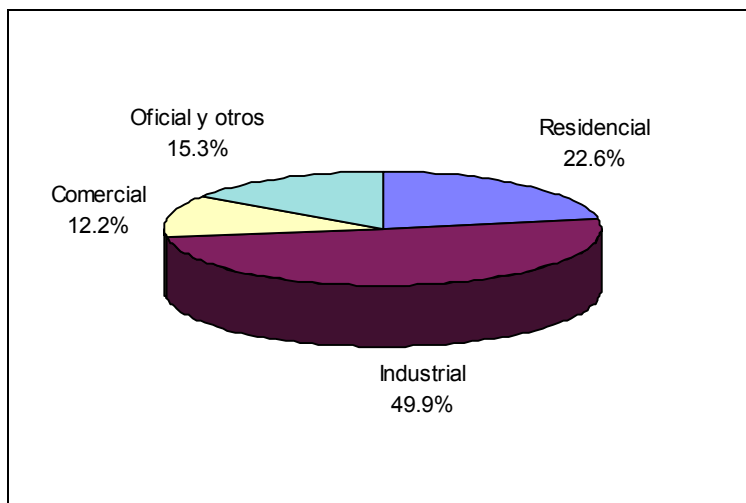
ANEXO 1.10: VENEZUELA - Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda.

1. Descripción del Sistema Eléctrico Venezolano.

En el año 1995 la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional Venezolano (SENV) fue de 10.023 MW (ocurrida el 22 de Noviembre) y el factor de carga del 79%. La energía neta demandada por el SENV alcanzó los 70.606 GWh mientras que el consumo total final (facturado) fue de 54.762 GWh.

La composición del consumo en 1995 fue: 22.6% para el sector Residencial (12.368 GWh), 49.9% para el Industrial (27.314 GWh), 12.2% para el Comercial (6.682 GWh) y 15.3% para el Oficial y Otros (8.398 GWh). Esta estructura se ilustra en el Gráfico A1.10.1.

Consumos Sectoriales para el SENV en el año 1995 Gráfico A1.10.1



El SENV se encuentra integrado por siete empresas eléctricas (CADAPE, EDELCA, Electricidad de Caracas, ENELVEN, ENELCO, ELEVAR y ENELBAR) que cuentan cada una de ellas con Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución, y una serie de empresas que trabajan a nivel de distribución y comercialización y le compran energía a las primeras.

La empresa CADAPE cubre la casi totalidad del territorio Venezolano. En 1995 el consumo final alcanzó los 18.017 GWh (casi el 33% del total). Su generación propia fue de 8.102 GWh, lo que muestra que una importante porción de su consumo es abastecido a través de compras a otras empresas. El consumo de CADAPE se distribuyó ese año en 26.9% para el Sector Residencial, 25.6% para el Industrial, 10.9% para el Comercial y 36.6% para el Oficial y Otros. Esta es la única empresa con una participación tan significativa del Sector Oficial y Otros.

El Sistema Eléctrico de EDELCA atiende la zona industrial de Puerto Ordaz, en el Oriente del país (región donde se desarrollan las industrias del hierro y acero, aluminio, níquel, oro, forestal y otras). En este Sistema se encuentran operando las plantas hidroeléctricas de Guri y Macagua, que generan en la actualidad casi el 70% del total del SENV. En el año 1995 el consumo local de EDELCA fue de 17.933 GWh (los que son suministrados casi con exclusividad a las industrias mencionadas). El excedente de generación es exportado a

otras empresas eléctricas, valor que para 1995 alcanzó los 29.790 GWh (a nivel de consumo final).

La Electricidad de Caracas, junto a las filiales regionales, cubre los requerimientos de energía de la zona metropolitana de Caracas y de algunas ciudades vecinas. El consumo de esta región fue de casi 9.000 GWh en 1995, correspondiendo el 35% al Sector Industrial, 25% al Industrial, 31% al Comercial y el restante 9% al Oficial y Otros.

ENELVEN provee el servicio eléctrico a la Costa Occidental del Lago Maracaibo. El consumo, en 1995, alcanzó los 5.283 GWh (48% Residencial, 18% Comercial, 29% Industrial y 5 % Oficial y Otros). En tanto ENELCO atiende la Costa Oriental del Lago. Su consumo alcanzó los 1.630 GWh (35% Residencial, 28% Industrial, 12% Comercial y 23% Oficial y Otros). Dentro del consumo Industrial está incluida la parte que ENELCO le vende al Sector Petrolero.

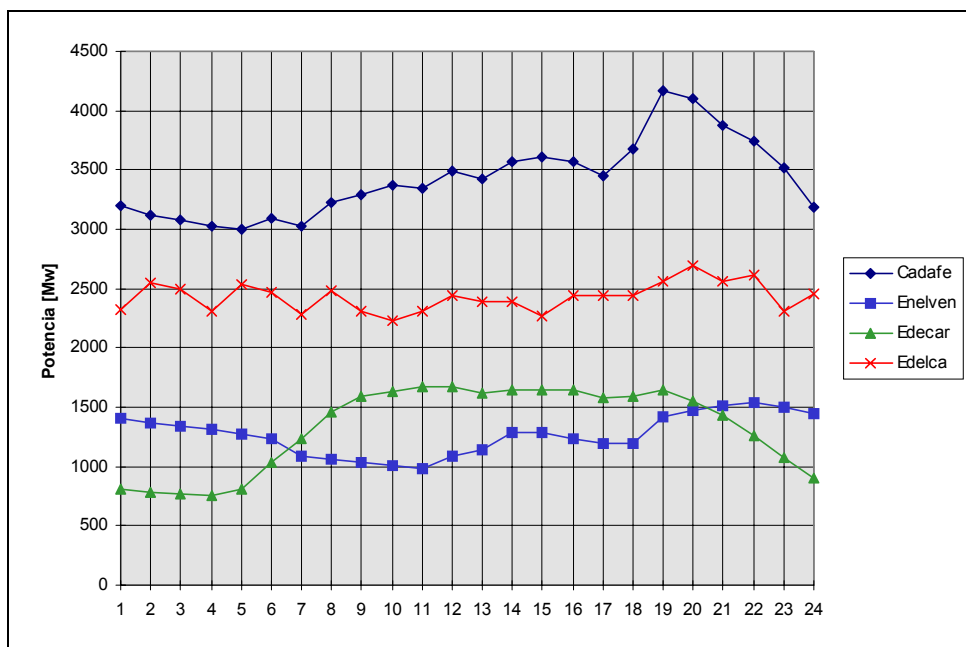
ENELBAR y ELEVAl son dos empresas que cubren pequeñas regiones en el Noroeste del país. Sus consumos, de tipo Residencial, exceden sus respectivas capacidades de generación y deben comprar energía a otras empresas. El consumo en 1995 de ENELBAR fue de 1.443 GWh, mientras que el de ELEVAl fue de 734 GWh. La participación en ambas empresas del Sector Residencial fue de aproximadamente 40%.

El Sector Petrolero, ubicado en la Costa Oriental del Lago Maracaibo y en el Oriente del país (en los estados de Anzoátegui y Monagas), autogenera energía para cubrir gran parte de su demanda. La parte restante se la compra al SENV.

Al sólo efecto de ilustrar el tipo de consumo de las distintas empresas se muestra en el Gráfico A1.10.2 las curvas de carga del día 22 de Noviembre de 1995 (máxima del SENV) de las mismas, donde las correspondientes a ELEVAl y ENELBAR se incluyen dentro de la de CADAFE y la de ENELCO dentro de ENELVEN.

Curvas de Carga por Empresa para el día 22 de Noviembre de 1995 (Máxima del SENV).

Gráfico A1.10.2



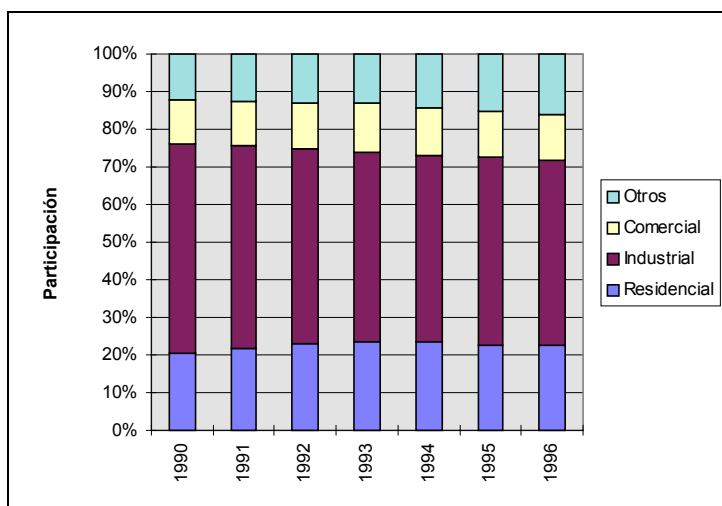
2. Evolución histórica

La estructura del consumo venezolano en los últimos cuatro años se ha mantenido razonablemente constante, salvo un cambio significativo que comienza en los años 1990-91, a partir de los cuales el Sector Industrial retrae su participación en aproximadamente un 5%. El Cuadro A1.10.1 resume la evolución de la estructura de consumo, que se ilustra en el Gráfico A1.10.3.

Evolución de la estructura del Consumo en el SENV Cuadro A1.10.1

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Oficial y Otros
1990	20,6	55,5	11,7	12,2
1991	21,7	54,1	11,7	12,5
1992	22,9	51,9	12,0	13,2
1993	23,3	50,6	12,9	13,2
1994	23,4	49,7	12,5	14,4
1995	22,6	49,9	12,2	15,3
1996	22,7	49,1	12,3	15,9

Evolución de la estructura del Consumo en el SENV Gráfico A1.10.3



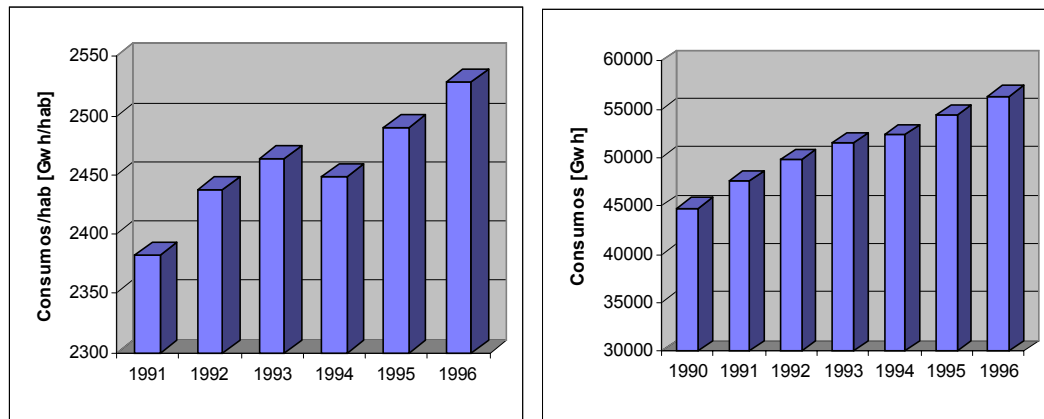
En el Cuadro A1.10.2 se muestran los consumos totales y por habitante para los últimos años, los que se ilustran en las Figuras A1.10.4 y A1.10.5.

Evolución de los Consumos Totales y por Habitante Cuadro A1.10.2

Año	Consumo Total [GWh]	Consumo por habitante [kWh/hab]
1991	47587	2383
1992	49811	2437
1993	51522	2464
1994	52342	2449
1995	54399	2490
1996	56399	2528

Evolución de los consumos totales y totales por habitante

Gráficos A1.10.4 y 5

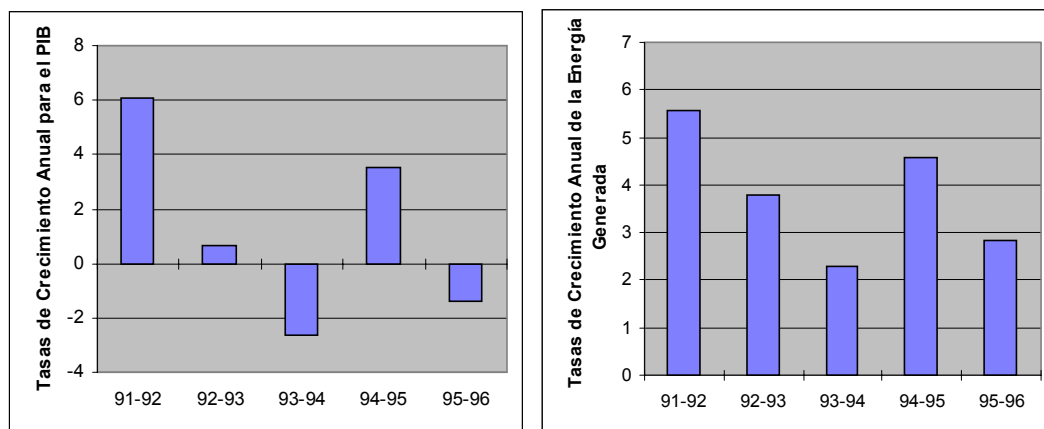


Indicadores Económicos y Energía Generada

Las tasas de crecimiento anuales de la energía generada han variado prácticamente entre el 2% y el 6% en los últimos 5 años. Variaciones aún mayores registraron las tasas de crecimiento del PIB. En las Figuras A1.10.6 y A1.10.7 se muestra la evolución de estas tasas.

Tasas de Crecimiento Anuales para la Energía Generada y para el PIB.

Gráficos A1.10.6 y 7



Venezuela muestra un factor de carga constante en los últimos 5 años cercano al 80%. La potencia demandada creció significativamente entre los años 1991 y 1993, atenuándose tal variación a partir de 1993 y hasta 1996.

3. Proyecciones de la Demanda Eléctrica

El presente capítulo se basa en los informes de proyección de la demanda de energía eléctrica: "Sistema Eléctrico Nacional. Pronósticos de Energía y de Potencia. Período 1996-2013" y "Actualización 1996-2020".

En los mencionados informes se han utilizado diferentes metodologías de acuerdo a tres grupos de sectores de consumo considerados: Sector Petrolero, Sector Industrial atendido por EDELCA y los demás Sectores de Consumo (Residencial, Industrial no atendido por EDELCA, Comercial y Oficial y Otros).

1. Las proyecciones de la demanda eléctrica del Sector Petrolero se han definido a partir de los requerimientos de energía estimados por Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA). Estos requerimientos abarcan las áreas de petróleo, petroquímica y carbón. PDVSA ha establecido un plan integral de negocios en base a las disponibilidades de hidrocarburos del país, a las oportunidades del mercado internacional y a las restricciones estatales.

A partir de este plan se formularon dos escenarios de demanda de energía eléctrica: Un escenario alto, donde se contempla la explotación de bitúmenes en la faja petrolífera del Orinoco, y un escenario bajo, que no la contiene.

2. Para determinar la demanda de energía eléctrica atendida por EDELCA se recolectó, en primer lugar, toda la información relacionada con los nuevos proyectos industriales y las ampliaciones de los ya existentes. Con esta información se analizó cada proyecto y ampliación y se le asignó una probabilidad de ocurrencia (EDELCA presentó un conjunto de escenarios con probabilidades de 10, 40, 60, 70 y 95%).

De esta manera se elaboraron dos escenarios: el Escenario 1 (E1) contempla todos los proyectos cuya probabilidad de ocurrencia es mayor al 40%, mientras que el Escenario 2 (E2) contempla aquellos que sólo exceden una probabilidad del 95%. Se trabajó especialmente sobre el Sector Siderúrgico (Hierro y Acero), Sector Aluminio, Sector Aurífero, Planta de Níquel y Sector Forestal.

3. Para los demás sectores de consumo (Residencial, Industrial no atendido por EDELCA, Comercial y Oficial y Otros) se han utilizado técnicas econométricas de reciente desarrollo.

De esta manera, se elaboraron distintas ecuaciones de demanda eléctrica para cada uno de los cuatro sectores de consumo, utilizando distintas variables exógenas en cada caso:

- Sector Residencial: Precio Marginal de la Electricidad, Ingreso de los Hogares y Número de Hogares.
- Sector Industrial no atendido por EDELCA: Cargo Fijo Real por Potencia, Precio Marginal Real de la electricidad y Valor Agregado Real del Sector Industrial.
- Sector Comercial: Precio Promedio Real de la electricidad, Ingreso por Suscriptor y Número de Suscriptores.
- Sector Oficial y Otros: Precio Promedio Real de la electricidad y Población.

Los modelos econométricos han sido estimados utilizando un conjunto de datos que combina información de series de tiempo y de sección cruzada, el cual consiste en observaciones anuales para el período 1977-1991 de 7 a 9 regiones geográficas, dependiendo del sector que se trate. Se resalta que esta es la primera vez que una base de datos de este tipo y magnitud es utilizada en estudios de demanda eléctrica en Venezuela.

Para las proyecciones de la demanda se separan los efectos de corto y largo plazo, sirviendo como elemento de distinción la rigidez del stock de los bienes durables que utilicen electricidad. En el corto plazo este stock es fijo y la demanda depende de cuán

intensivamente se utilice el equipamiento o los artefactos que consumen electricidad. En el largo plazo este stock puede cambiar, tanto en tamaño como en composición o tipo.

De esta manera se estiman elasticidades de corto y de largo plazo, las que no son significativamente diferentes comparadas con las que arrojan diferentes estudios realizados para otros países de América Latina y Estados Unidos. Sólo es una excepción notable la elasticidad ingreso en el Sector Industrial. No obstante se advierte que la inelasticidad, o baja capacidad de respuesta, de la demanda a cambios tanto en los precios como en el ingreso no es sorprendente en una economía donde los precios de la energía se han mantenido no sólo bajos sino con tendencia a su disminución. En el Cuadro A1.10.3 se resumen algunos datos comparativos para las elasticidades precio de largo plazo en los distintos sectores de consumo (Westley, G. 1992 y cálculos realizados para los informes de Venezuela).

Datos comparativos de elasticidades precio de Largo Plazo para algunos países de América Latina y USA Cuadro A1.10.3

País	Sector Residencial	Sector Industrial	Sector Comercial
Venezuela	- 0.39	- 0.73	- 0.26
Paraguay	- 0.50	-	- 0.37
México	- 0.47	-	-
Costa Rica	- 0.50	-	- 0.50
Rep. Dominicana	- 0.50	- 0.65	- 0.55
USA	- 1.00	-1.00	-
Colombia	-	- 0.25	-

Para las proyecciones de la demanda se elaboraron dos escenarios: un escenario base donde se utilizan las elasticidades obtenidas como resultado de la regresión y un escenario alternativo donde se hacen converger las elasticidades precio e ingreso de largo plazo a los valores promedios para Latinoamérica (en un período de 5 años y a partir de 1995). Los valores promedios utilizados fueron los de -0.5 para la elasticidad precio y 0.5 para la del ingreso (Westley, 1992), y la mencionada convergencia fue modelada de manera logarítmica.

Por otro lado se destaca que estas técnicas son sólo proyecciones que utilizan variables pronosticadas. Los resultados de estas estimaciones dependen fundamentalmente de los pronósticos macroeconómicos y demográficos elaborados por la Oficina Central de Coordinación y Planificación (CORDIPLAN) y de la Oficina Central de Estadística e Informática (OCEI), que determinan la evolución de las variables exógenas antes mencionadas.

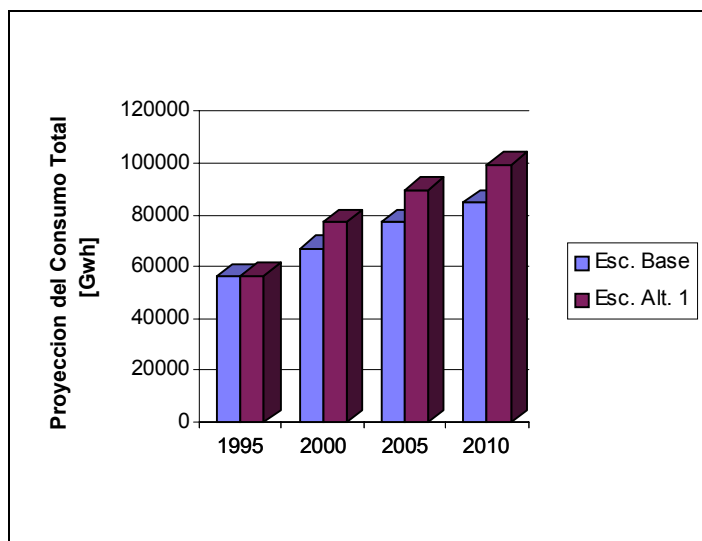
De esta manera se combinan las proyecciones realizadas para el Sector Petrolero, para el Sector Industrial atendido por EDELCA y para el resto de los Sectores de Consumo generando cuatro escenarios de demanda en el informe inicial 1996-2013, (Escenario Base, Alternativos 1, 2 y 3) y dos en la Actualización 1996-2020 (Escenario 1 y 2). El Escenario 1 de la Actualización se corresponde parcialmente con el Escenario Base del Informe Inicial, mientras que el Escenario 2 con el Alternativo 1.

En el Cuadro A1.10.4 se muestran las proyecciones de los consumos eléctricos totales (facturación) y las tasas de crecimiento para diferentes años de corte (1995, 2000, 2005, 2010), para el Escenario Base y para el Alternativo 1. Estos consumos se muestran en el Gráfico A1.10.8.

Consumos Eléctricos Totales [GWh] y Tasas de Crecimiento Promedio Anuales [%] entre años de corte Cuadro A1.10.4

Año	Esc. Base	Tasa	Esc. Alt. 1	Tasa
1995	56215		56554	
2000	67140	3,6	77107	6,4
2005	77566	2,9	89625	3,1
2010	84701	1,8	99537	2,1

Proyecciones del Consumo Total Cuadro A1.10.8



Asimismo se presenta la evolución de los consumos y la participación de los diferentes sectores: Residencial, Industrial Total (incluye el atendido por Edelca, el atendido por otras empresas y el petrolero), Comercial y Oficial y Otros. En el Cuadro A1.10.5 se muestra la proyección de los consumos sectoriales para el escenario base.

Proyecciones de los Consumos Sectoriales [GWh] para el Escenario Base Cuadro A1.10.5

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Oficial y Otros	Total
1995	12091	29840	6531	7753	56215
2000	12777	38009	7249	9105	67140
2005	14214	44362	8207	10783	77566
2010	16123	46596	9331	12651	84701

Asimismo en el Cuadro A1.10.6 se muestra la evolución de la composición de estos consumos, los que se muestran en el Gráfico A1.10.9.

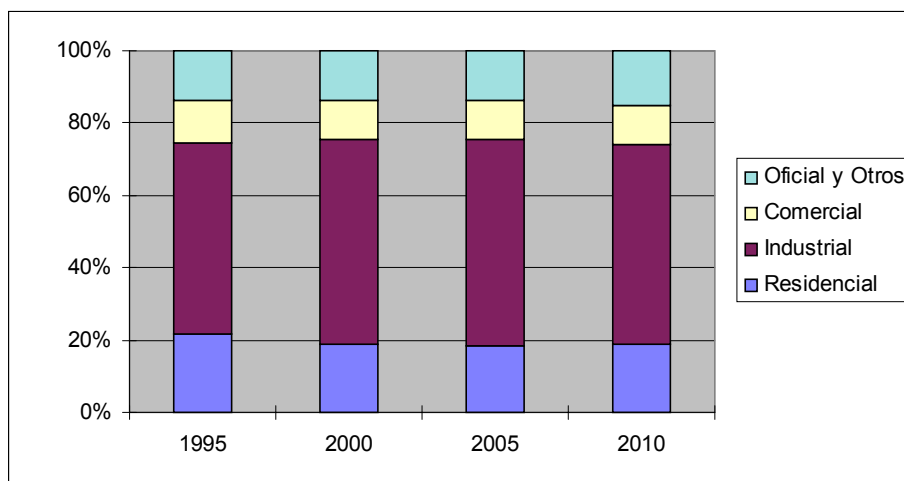
Proyecciones de la participación [%] de los sectores de consumo para el Escenario Base

Cuadro A1.10.6

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Oficial y Otros
1995	21,5	53,1	11,6	13,8
2000	19,0	56,6	10,8	13,6
2005	18,3	57,2	10,6	13,9
2010	19,0	55,0	11,0	14,9

Evolución de la participación de los diferentes sectores de consumo para el Escenario

Gráfico A1.10.9



Adicionalmente se cuantifican las pérdidas (técnicas y no técnicas) en transmisión y distribución, considerando los programas de reducción de pérdidas de las empresas eléctricas, para alcanzar así las estimaciones de Energía Neta (nivel Energía Enviada a la Red).

Cabe mencionar que en la Actualización de las proyecciones de demanda (1996-2020) se presentan sólo datos de energía neta (Enviada a la Red), razón por la cual sólo se han presentado proyecciones del consumo correspondientes al informe inicial.

En el Cuadro A1.10.7 se muestran las proyecciones de energía neta para los Escenarios 1 y 2 (de la Actualización) y las Tasas de crecimiento promedios anuales entre años de corte. En el Gráfico A1.10.10 se ilustran estas proyecciones.

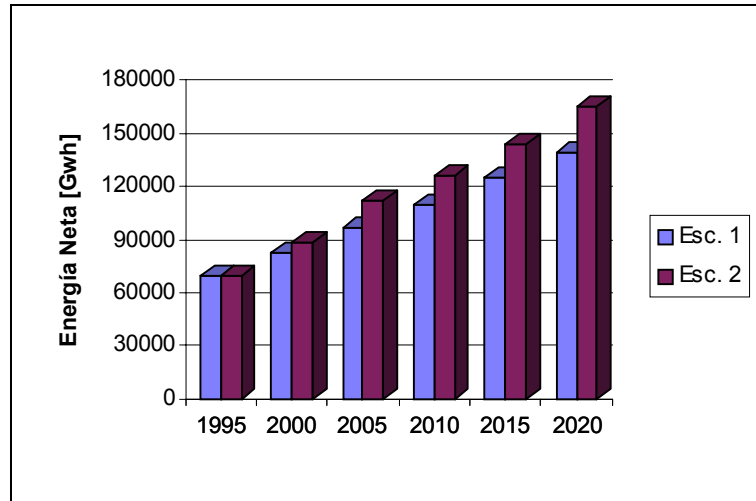
Energía Neta [GWh] y Tasas de Crecimiento Promedio Anuales [%] entre años de corte

Cuadro A1.10.7

Año	Escenario 1	Tasa	Escenario 2	Tasa
1995	69703		69703	
2000	81802	3,3	88210	4,8
2005	96264	3,3	111832	4,9
2010	109967	2,6	125931	2,4
2015	125219	2,7	143442	2,6
2020	138916	2,1	164504	2,8

De la misma manera, en el Cuadro A1.10.8 se muestra la evolución de las potencias netas máximas demandadas y sus correspondientes tasas de crecimiento anuales promedio entre años de corte. En el Gráfico A1.10.11 se muestran estas proyecciones.

Evolución de las Energías Netas correspondientes a los Escenarios 1 y 2 Gráfico A1.10.10



Potencia Neta [MW] y Tasas de Crecimiento Promedio Anuales [%] entre años de corte Cuadro A1.10.8

Año	Escenario 1	Tasa	Escenario 2	Tasa
1995	9863		9863	
2000	11363	2,9	12236	4,4
2005	13323	3,2	15451	4,8
2010	15241	2,7	17493	2,5
2015	17428	2,7	20078	2,8
2020	19440	2,2	23199	2,9

Proyecciones de las Potencias Máximas Demandadas [MW] para los Escenarios 1 y 2. Gráfico A1.10.11

