

COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

INTEGRACION ELECTRICA SUDAMERICANA

CORPORACION ANDINA DE FOMENTO

DEMANDA

FB-IDEE

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

1. INFORME DE ANALISIS Y EVALUACION DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	1
1.1. Introducción	1
1.2. Panorama Económico Regional	4
1.3. Evolución histórica de la demanda eléctrica	9
<i>Argentina</i>	14
<i>Bolivia</i>	21
<i>Brasil</i>	23
<i>Chile</i>	26
<i>Colombia</i>	28
<i>Ecuador</i>	29
<i>Paraguay</i>	31
<i>Perú</i>	32
<i>Uruguay</i>	34
<i>Venezuela</i>	35
1.4. Estructura del Abastecimiento – Año Base 1996	37
1.5. Planes nacionales - Proyecciones de la demanda futura	42
<i>Argentina</i>	43
<i>Bolivia</i>	51
<i>Brasil</i>	51
<i>Chile</i>	52
<i>Colombia</i>	53
<i>Ecuador</i>	54
<i>Paraguay</i>	55
<i>Perú</i>	56
<i>Uruguay</i>	57
<i>Venezuela</i>	59
2. INFORME DE LA DIVERSIDAD HORARIA Y DE LA ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA	62
2.1. Análisis de la Diversidad Horaria de la Demanda	62
2.2. Detalle del análisis efectuado	63
2.3. Análisis de la Estacionalidad de la Demanda	96

[Anexo 1 – Información y Análisis Complementarios de los Planes Nacionales desde el Punto de Vista de la Demanda](#)

1. INFORME DE ANALISIS Y EVALUACION DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA*

1.1. Introducción

La realización de un “Estudio de Mayor Interconexión Eléctrica Sudamericana en el marco de integración de mercados necesarios para optimizar el uso de las Complementariedades Electroenergéticas de la Región” constituye el objeto del presente análisis.

El Tramo 1 del Estudio, cuya elaboración se incluye en esta primer entrega, comprende:

1. Informe de análisis y evaluación de los planes nacionales desde el punto de vista de la demanda.
2. Informe de análisis de la estacionalidad y de la diversidad horaria de la demanda.

La conveniencia de instrumentar determinadas medidas para optimizar complementariedades potenciales, utilizables a partir de una mayor interconexión eléctrica, surgirá como conclusión del total del Estudio, que comprende aspectos, adicionales a la demanda, tales como oferta, gas, hidrología, evaluación de interconexiones, aspectos institucionales y regulatorios.

Ello no obstante, es posible identificar condiciones de complementariedad a partir de la demanda en si misma, las que abonan, ya en este primer Tramo, las ventajas de la integración, tales como diversidad, estacionalidad y también tamaño, ya que este acota los alcances cuantitativos de la complementación.

Una primer aproximación a los mercados nacionales implica la visualización geográfica de los mismos, comprendiendo tanto sus localizaciones como sus dimensiones, así como también sus interrelaciones y configuraciones espaciales. Ello puede observarse esquemáticamente en el Gráfico 1.1, el cual se basa en los datos presentados en el Cuadro 1.1.

Mercados Eléctricos Nacionales
Población y Consumos Totales y por Habitante

Cuadro 1.1

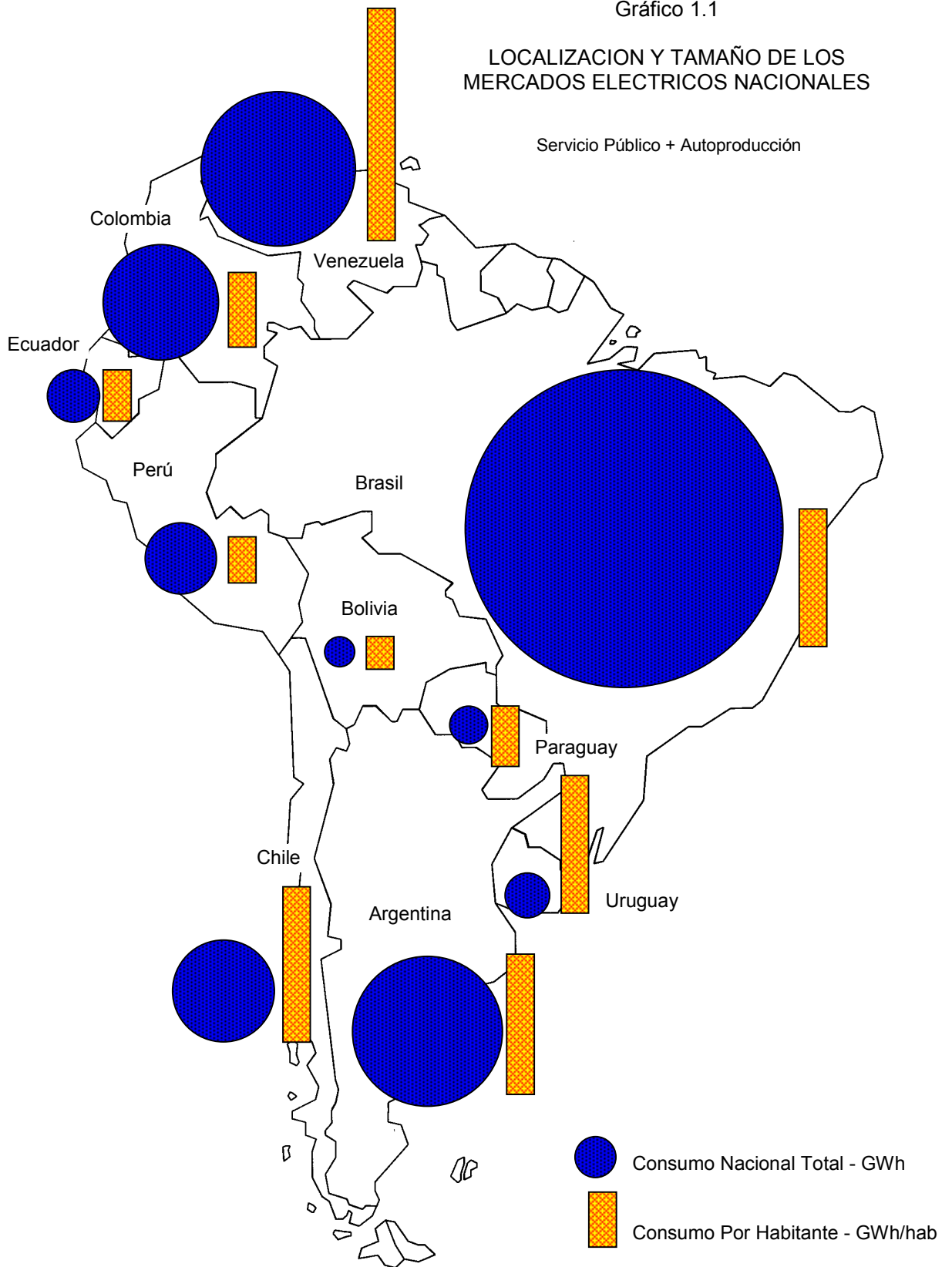
País	Consumo Servicio Público [GWh]	Autoproducción [GWh]	Consumo Total [GWh]	Participación sobre el total sudamericano (%)	Consumo por habitante [KWh/hab]	Población [miles de hab]
Argentina	54441	4811	59252	12.3	1694	34987
Bolivia	2667	263	2930	0.6	391	7500
Brasil	253655	10000	263655	54.9	1660	158866
Chile	24627	2615	27242	5.7	1876	14523
Colombia	32371	2619	34990	7.3	901	38814
Ecuador	7075	126	7201	1.5	616	11699
Paraguay	3604	98	3702	0.8	737	5020
Perú	10038	3275	13313	2.8	557	23895
Uruguay	5147	85	5232	1.1	1663	3146
Venezuela	55996	6590	62586	13.0	2805	22311
TOTAL	449621	30482	480103	100.0	1497	320761

Fuente: CIER. Para Colombia: Interconexión Eléctrica SA.

* Versión Revisada y Corregida (Cuadros 1.11 a – c, y 1.13)

Gráfico 1.1

LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO DE LOS
MERCADOS ELECTRICOS NACIONALES



Los mercados nacionales considerados son diez y corresponden a los siguientes países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. La superficie total abarcada por América del Sur es de 17.809.000 km² y su población alcanzó en 1996 a 322 millones de habitantes¹, cuya integración por país se detalla en el Cuadro 1.1.

Considerando que la vinculación eléctrica requiere la existencia de una infraestructura física fija, las posibilidades de integración se facilitan primariamente a nivel de países vecinos. Un examen de países circundantes permite verificar situaciones disímiles en este aspecto. Con un desarrollo continental amplio de su perímetro, sin perjuicio de la extensión de sus costas, Brasil alcanza el máximo de diez jurisdicciones territoriales linderas; Argentina y Bolivia, esta última comprendida entre fronteras exclusivamente terrestres, están en segundo lugar, con cinco países contiguos; otros seis países incluidos en el Estudio, fluctúan entre cuatro y tres países linderos; finalmente, Ecuador y Uruguay cuentan con solamente dos vecinos.

Un examen ulterior puede mostrar la conveniencia económica de interconexiones entre países no linderos, aprovechando, en algunos casos, infraestructuras preexistentes vecinas. En el caso del último país mencionado, Uruguay, más allá de las fronteras con Argentina y Brasil, puede vincularse con Paraguay a través del Sistema Argentino en 500kV. Similar posibilidad tendría con el gas de Bolivia y, de desarrollarse transacciones entre Perú y naciones del este latinoamericano, podrían imaginarse a nivel de hipótesis muy preliminares, y en este caso exclusivamente a título de ejemplo, vinculaciones con los yacimientos de Camisea.

Las dimensiones de los mercados acotan, en cierto aspecto, los alcances de las complementaciones utilizables. En el Cuadro precedente se consignan los consumos total y por habitante de los mercados nacionales, medidos a nivel de usuarios finales.

Considerando los consumos totales, pueden establecerse tres subconjuntos que ordenados cuantitativamente son: mayores de 50 TWh, Brasil, Venezuela y Argentina; entre 10 TWh y 50 TWh, Colombia, Chile y Perú; menores de 10 TWh, Ecuador, Uruguay, Paraguay y Bolivia. A nivel de los consumos "per cápita" pueden definirse dos subconjuntos que, ordenados también cuantitativamente, son: mayores de 1000 kWh/habitante, Venezuela, Brasil, Chile, Uruguay y Argentina; menores de 1000 kWh, Colombia, Paraguay, Ecuador, Perú y Bolivia.

Finalmente se indica en el Cuadro 1.1. la participación de cada país en el total Sudamericano en %.

Los valores antes mencionados corresponden al año base que, de no mediar salvedad, es 1996. Las complementaciones serán principalmente analizadas en base a previsiones futuras, en cortes que alcanzan el horizonte del año 2010. Ello se desarrolla en este primer Capítulo, que, en lo que sigue consta de cuatro subcapítulos adicionales: 1.2 Panorama económico regional; 1.3 Evolución histórica de la demanda eléctrica; 1.4 Estructura del abastecimiento, Año 1996; y 1.5 Planes Nacionales y Proyecciones de la demanda futura.

1 El Presente Estudio abarca los 10 países de Sudamérica que integran la CIER, condición que posibilita el suministro directo de información. De no haber indicación en contrario, los totales sudamericanos indicados en este Informe, comprenden solamente esos diez países, no incluyendo a nivel continental, las Repúblicas de Guyana y Surinam y la Guayana Francesa, ni tampoco, a nivel insular a Trinidad Tobago ni a dependencias o posesiones de otros países. En este caso en particular, la superficie es total y la población corresponde solamente al conjunto de los diez países.

La extensión territorial de Sudamérica incide tanto en el análisis de estacionalidad como en el de diversidad de la demanda.

En el sentido Este – Oeste, el eje mayor abarca un ángulo superior a los 45° de longitud, y las horas nacionales, teniendo en cuenta, además, las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos horarios diferentes: -2, -3, -4 y -5, a partir de Greenwich. En caso de diagramas proporcionales, ello implicaría una diferencia de hasta cuatro horas entre sus demandas máximas más alejadas, en el sentido indicado². Ello puede, potencialmente, implicar ahorros significativos en instalaciones, mediante una complementación adecuada.

Desde el punto de vista estacional influye la diferencia de latitudes norte y sur y, en particular, las porciones territoriales a ambos lados del Ecuador, que registran estaciones climáticas distintas, en una misma fecha, posibilitando así la eventual complementación.

Sustancialmente, el subcontinente está ubicado en el hemisferio Sur. No obstante ello, cuatro países tienen áreas localizadas en el hemisferio Norte: Venezuela, la total y Ecuador, Colombia y Brasil, porciones parciales. Cabe subrayar, no obstante, la cercanía al Ecuador de estas áreas, del cual dista no más de 15° de latitud norte.

Aún cuando los análisis de Estacionalidad y de Diversidad horaria integran conceptualmente el estudio de la Demanda, en este caso en particular, se han examinado aparte, en el Capítulo 2, sin perjuicio de mantener su íntima relación con los conceptos y los valores que resultan del Capítulo 1. Dada la importante incidencia que estos aspectos tienen en las complementaciones de los sistemas eléctricos, los organismos comitentes -CIER y CAF- han estimado aconsejable su análisis puntual, por separado. También en estos análisis se incluye tanto la situación actual, como la proyección futura.

1.2. Panorama Económico Regional

Esta primera aproximación al panorama económico regional en 1996, año base de este Estudio, que contempla también su inserción en antecedentes previos, ha tenido en cuenta los estudios elaborados por CEPAL, principalmente el Balance Preliminar de 1996³, que incluye, adicionalmente, países del Caribe.

Este examen sirve de marco a los análisis electroeconómicos por país, desarrollados posteriormente. En ellos se identifican las singularidades o puntos extratendenciales de la demanda eléctrica de cada país intentando explicar las causas económicas que incidieron, ya sean coyunturales o permanentes. Es útil, adicionalmente para el diagnóstico de los factores que dinamizan el crecimiento o el estancamiento y que deben ser tenidos en cuenta en la proyección.

El rasgo económico principal, en 1996, lo constituye la reaparición de un moderado crecimiento con estabilidad de precios, característica del desempeño regional a principios de los 90, antes que irrumpiera la crisis financiera mexicana de finales de 1994, con la

2 Para homogeneizar la comparación, se adoptó como referencia el huso horario, comprendido en Latinoamérica, más cercano a Greenwich, inicialmente considerado el -3, el que se estableció como cero. Se agruparon las cargas simultáneas de los distintos países, independizándolas de sus horas nacionales, para evitar desfases entre demandas coincidentes en el tiempo. Este aspecto se desarrolla más extensamente en el subcapítulo correspondiente.

3 Notas sobre la Economía y el Desarrollo, N° 598; diciembre de 1996; Balance Preliminar de la Economía de América Latina y el Caribe - CEPAL. La información sobre valores del PIB ha sido suministrada en julio de 1997.

gradual recuperación de las economías de México y Argentina. Así, el PIB creció un 3,4% en conjunto (1,7% per cápita) y la inflación promedio se redujo a menos del 20%, en tanto más de la mitad de los países registró un aumento de precios de un dígito o poco más. En lo referido exclusivamente a los diez países de Sudamérica analizados en este Estudio, la variación del PIB 1995/96 fue de 3,2% y el promedio anual para el período 1995/96 de 3,8%. Los montos alcanzados por el PBI total y por habitante, para el conjunto sudamericano, fueron respectivamente: U\$S 914.320.000 y U\$S 2.850. Ambos valores se expresan en dólares a precios constantes de 1990, criterio mantenido en todos los valores monetarios incluidos en este punto. Estos últimos guarismos, así como la evolución en el período 1991/96 pueden apreciarse en los Cuadros 1.2 a, 1.2 b y 1.3, y Gráficos 1.2 a y 1.2b.

Producto Interno Bruto Total Cuadro 1.2 a
Evolución Histórica, Período 1991-1996
(millones de U\$S del año 1990)

PAIS/AÑO	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	159012	175471	186476	202407	193171	201300
Bolivia	5505	5596	5835	6104	6336	6585
Brasil	402380	397839	415627	439614	456956	471249
Chile	32552	35976	38116	39689	42932	46002
Colombia	40912	42546	45009	47726	50549	51669
Ecuador	12662	13133	13463	14107	14482	14768
Paraguay	5391	5476	5699	5865	6131	6192
Perú	36731	36389	38512	43821	47235	48398
Uruguay	9499	10244	10582	11258	11000	11528
Venezuela	53360	56603	56977	55462	57428	56629
TOTAL	758005	779273	816295	866053	886220	914320

Fuente : CEPAL

Producto Interno Bruto Cuadro 1.2 b
Tasas anual y anual acumulada del Período
1991-1996

PAIS/AÑO	91/96	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96
Argentina	4,8	10,4	6,3	8,5	-4,6	4,2
Bolivia	3,6	1,6	4,3	4,6	3,8	3,9
Brasil	3,2	-1,1	4,5	5,8	3,9	3,1
Chile	7,2	10,5	6,0	4,1	8,2	7,2
Colombia	4,8	4,0	5,8	6,0	5,9	2,2
Ecuador	3,1	3,7	2,5	4,8	2,7	2,0
Paraguay	2,8	1,6	4,1	2,9	4,5	1,0
Perú	5,7	-0,9	5,8	13,8	7,8	2,5
Uruguay	3,9	7,8	3,3	6,4	-2,3	4,8
Venezuela	1,2	6,1	0,7	-2,7	3,5	-1,4
TOTAL	3,8	2,8	4,8	6,1	2,3	3,2

Fuente: Tasas de Crecimiento en base a series históricas del PIB de CEPAL

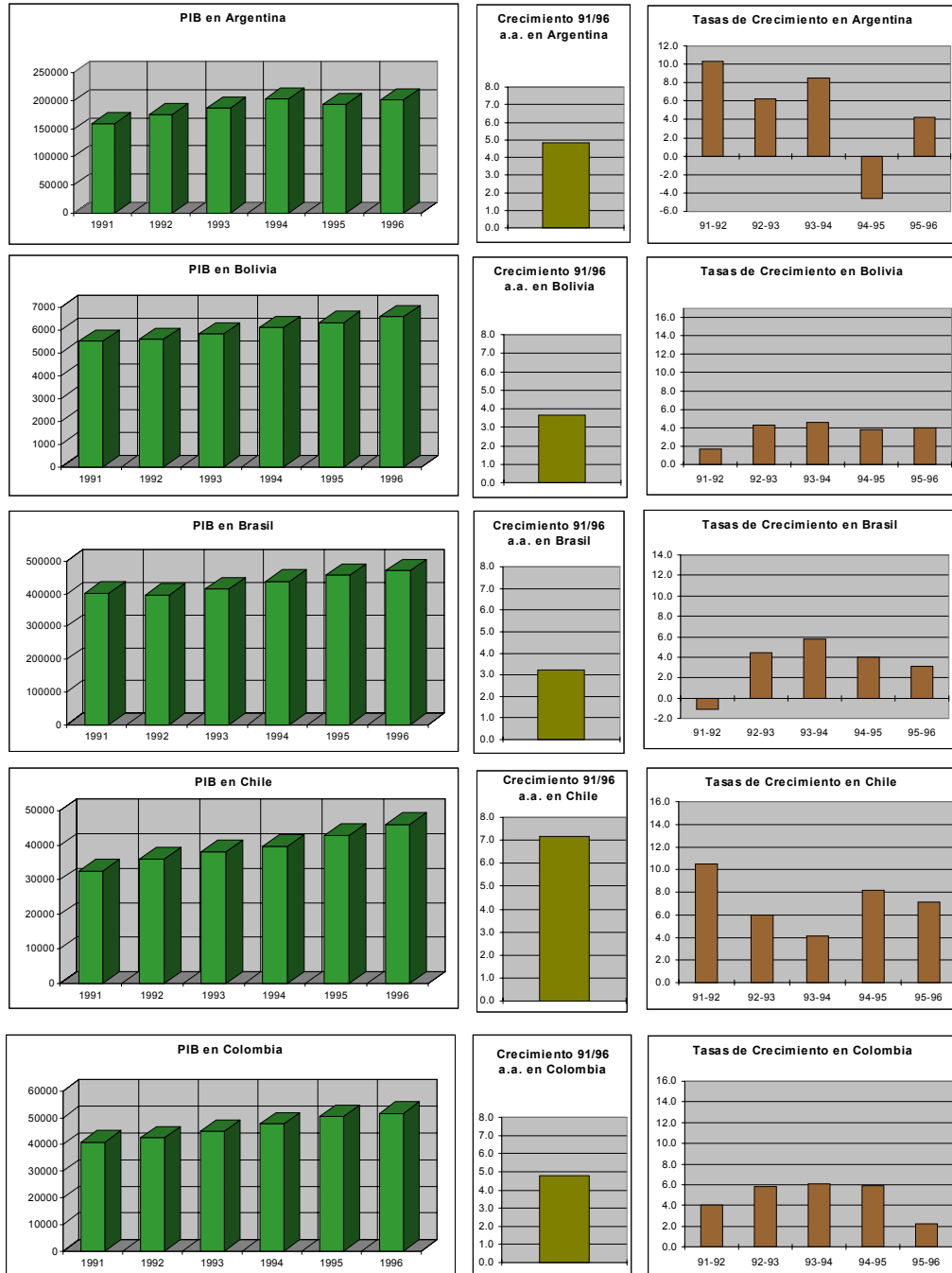
Producto Interno Bruto Total y por habitante. Cuadro 1.3.
Año 1996

País	PIB [miles U\$S90]	Participación c/país s/Sudamérica	PIB/hab [U\$S90/hab]
Argentina	201300	22.0	5754
Bolivia	6585	0.7	878
Brasil	471249	51.5	2966
Chile	46002	5.0	3168
Colombia	51669	5.7	1331
Ecuador	14768	1.6	1262
Paraguay	6192	0.7	1233
Perú	48399	5.3	2025
Uruguay	11528	1.3	3664
Venezuela	56629	6.2	2538
TOTAL	914320	100.0	2850

Fuentes: PIB: CEPAL; Población: CIER

Producto Interno Bruto – Evolución Histórica
En Millones de U\$S de 1990

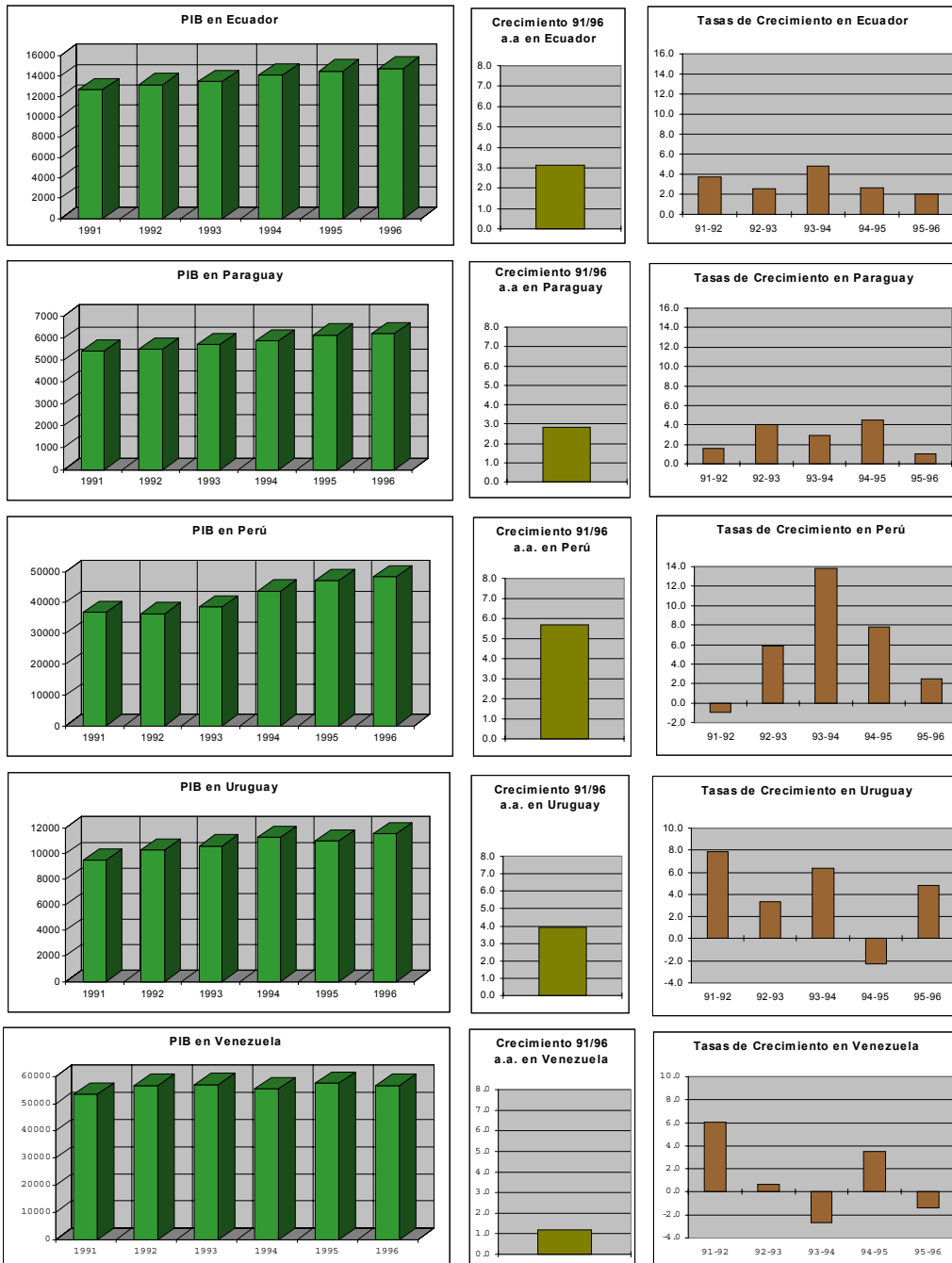
Gráfico 1.2 a.



Fuente: CEPAL

Producto Interno Bruto – Evolución Histórica
En Millones de U\$S de 1990

Gráfico 1.2 b.



Fuente: CEPAL

El comercio, en términos de volumen, disminuyó a un 5% luego de registrar un incremento del 8% en 1995. Las tendencias de precios de los productos básicos, significativos para los países de la región, tuvieron una evolución dispar: se redujo el precio de muchos metales, al igual que el del café, mientras que el de los granos mostró un alza. El precio del petróleo fue superior al de años precedentes, favoreciendo a los exportadores, pero no a los importadores. Sin perjuicio de estos aspectos, el aumento de las exportaciones en el conjunto, como se comenta más adelante, constituyó un factor de estímulo para el crecimiento regional.

La evolución económica mostró una mayor convergencia que en 1995, año de mayores contrastes. Argentina volvió a registrar una tasa positiva de crecimiento, aunque esta aún no contrarresta la caída del año anterior. La economía se expandió a menor ritmo en varios países de la región, debido a políticas destinadas a mitigar la inflación, adoptadas, entre otros, por Brasil, Chile y Colombia, así como también a evitar problemas relacionados con el balance de pagos, como las aplicadas en Perú. Consecuentemente, en la mayoría de los países la tasa de crecimiento fluctuó entre el 3% y el 5%, nivel solo superado por Chile y, por otra parte, Venezuela fue el único que registró una tasa negativa (-1,4%), aún cuando su situación mejoró en los últimos meses del año.

El crecimiento de la región en su conjunto se vio estimulado principalmente por las exportaciones, dado que el aumento de su volumen prácticamente triplicó el del PIB. Las exportaciones regionales de mercancías ascendieron a 248.000 millones de dólares en 1996, lo que implica un aumento del 11% respecto a 1995. Los países con mejor desempeño en este campo fueron los petroleros, los exportadores de bienes manufacturados y, puntualmente, Bolivia y Uruguay. Las importaciones superaron los 245.000 millones de dólares en 1996, lo que representa un incremento del 10,6%, valor levemente inferior al 12,3%, registrado en 1995.

El producto interno bruto de América Latina y el Caribe, como se mencionara, creció 3.2% en 1996, después del magro resultado del año anterior, con lo que retornó a una moderada tendencia expansiva. El producto por habitante registró un alza del 1,7 %, algo superior a la media registrada en el actual decenio y la variación de los países del Estudio fue del 3,2%. No obstante la evolución favorable, el producto regional en 1996 fue solamente un 34% superior al de 1980, antes de que se desencadenara la crisis de la deuda y el producto por habitante fue 1% inferior al de entonces. Este mejor desempeño se debió a la recuperación del nivel de actividad en Argentina, México, Uruguay y Chile, aún cuando este último declinó respecto al año anterior. Bolivia evolucionó en forma similar a 1995, pero otros países mostraron reducciones en sus ritmos de crecimiento, en particular Perú, donde la tasa cayó más de cinco puntos porcentuales (aunque manteniéndose positiva).

Argentina y México se recuperaron por la desaparición del impacto negativo de la crisis financiera de diciembre de 1994 con la devaluación de la moneda mexicana, que originó el vuelco de los flujos de capitales externos hacia ese país, repercutiendo también en Argentina. En 1996 los capitales retornaron a ambos países, atenuando la restricción externa. Uruguay, también influido por la situación comentada, experimentó, paralelamente, un proceso de reactivación.⁴

4 Aún cuando no corresponde al marco histórico del Estudio, cabe señalar que actualmente se registra una crisis financiera originada a mediados de 1997 en Tailandia con la devaluación de su moneda, seguida posteriormente por Indonesia, Singapur, Filipinas, Malasia, Taiwan y Corea. Estos cambios monetarios en los llamados "tigres asiáticos", tradicionalmente exportadores, presionaron sobre la Bolsa de Hong Kong, trocando el problema monetario en bursátil. A partir de allí la crisis se trasladó a Japón, Europa, Estados Unidos y América Latina. En esta última, las mayores pérdidas se produjeron en las bolsas de San Pablo, Buenos Aires y México.

Los desempeños más desfavorables se debieron a la aplicación de políticas de ajuste, debidas a sobrecalentamiento de las economías –Brasil, Chile, Colombia, y Perú- o a desequilibrios macroeconómicos enfrentados a abultados déficit fiscales, también en Brasil, Venezuela y, en menor medida, Ecuador. En Paraguay la declinación de la tasa de crecimiento se explica por la crisis bancaria que afectó al país.

1.3. Evolución histórica de la demanda eléctrica

El crecimiento de la demanda eléctrica sudamericana ha tenido un ritmo moderado, en el pasado reciente. La tasa anual promedio del conjunto de países alcanzó un valor de 4.6% anual, para el consumo de energía medido a nivel usuarios finales (facturación) del Servicio Público, en el período 1991/96, según datos de la CIER.

Los valores pueden observarse en el Cuadro 1.4 a y las variaciones anuales, en el período 1991/96, en el Cuadro 1.4 b. Ambos cuadros se ilustran en los Gráficos 1.3 a y b.

Los crecimientos promedio de cada país, en el período, han sido disimiles, pudiendo clasificarse en los tres subconjuntos que siguen, ordenados de mayor a menor:

- Tasas superiores al 8%: Chile (15,3% y 10,3%), Paraguay (8,8%) y Bolivia (8,8%).
- Tasas comprendidas entre el 4% y el 8%: Argentina (6,6%), Ecuador (6,1%), Uruguay (4,8%) y Perú (4,1%).
- Tasa inferiores al 4%: Brasil (3,7%), Colombia (3,4%) y Venezuela (3,4%).

Las dos tasas indicadas para Chile están referidas a servicio público sin autoproducción, en un caso y a servicio público más autoproducción, en el otro. Esta inclusión tiende a explicar que la fuerte tasa del 15,3% no representa en su totalidad un incremento real de la demanda sino, en buena parte, una transferencia de autoproducción al servicio público. En efecto, la autoproducción que en 1991 ascendía a 4561 GWh, en 1996 se reduce a 2615 GWh, lo que indica, preliminarmente, una transferencia del 43% al servicio público. Si la transferencia de autoproducción estuviera cercana al límite, la tasa del 10,6% (SP + AP) se acercaría más a la tendencia futura.

El Cuadro 1.5, muestra también la evolución en el período, con datos de planes nacionales u otras fuentes, pero referidos a diferentes áreas (en algunos casos sistemas interconectados, no total país) y diferentes niveles (enviado a la red o generado, no exclusivamente facturado a usuarios finales). Allí puede apreciarse que la tasa total para Chile es 9,5%, menor a las anteriores, desagregada en 8,6% para el Sistema Interconectado Central (SIC) y 18,3% para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Ello indica que la transferencia de autoproducción se operó fundamentalmente en el SING, a partir de las fuertes productoras mineras radicadas en la región.

En este mismo Cuadro puede apreciarse que la tasa de Brasil es del 4,7%, superior a la registrada en el Cuadro de CIER (3,7%), probablemente porque el primero incluye usuarios interrumpibles de tarifas especiales.

También en el Cuadro 1.5 puede apreciarse una fuerte tasa para Paraguay, del 11,2% anual (Sistema Interconectado), superior a la del primer Cuadro (8,8%) (Total nacional). Ello puede explicarse por la fuerte política desarrollada para la interconexión de localidades aisladas, ampliando la cobertura del Interconectado nacional, lo que arroja un crecimiento superior para este último.

Aclaradas las diferencias precedentes, para el resto de los países ambos cuadros (CIER y fuentes nacionales) indican crecimientos de orden similar.

Consumos de Energía Eléctrica – Evolución histórica 1991-1996 Cuadro 1.4 a
Datos CIER - Servicio Público – Totales Nacionales
Nivel: Consumidores Finales [GWh]

PAIS/AÑO		1991	1992	1993	1994	1995	1996	Part. s/total Sudam.
Argentina	CIER	39595	42600	44621	48256	51429	54441	12.1
	SE	36526					54281	
Bolivia		1749	1824	2024	2245	2416	2667	0.6
Brasil		211482	215700	224320	232561	245031	253655	56.4
Chile	SP	12094	13782	15810	S/D	21203	24627	5.5
	SP+AP	16655					27242	
Colombia		27363	24909	28085	30155	31658	32371	7.2
Ecuador		5261	5472	5451	6094	6357	7075	1.6
Paraguay		2364	2337	2699	3029	3440	3604	0.8
Perú		8209	7261	8311	9252	9846	10038	2.2
Uruguay		4077	4167	4493	4632	4956	5147	1.1
Venezuela		47268	50028	52284	52681	54733	55996	12.5
TOTAL		359462	368080	388098	388905	431069	449621	100

Abreviaturas:

SE : Secretaría de Energía

SP : Servicio Público

AP: Autoproducción

Notas:

Se corrigieron los valores correspondientes a Bolivia (año 1993, Fuente Secretaría de Energía), Colombia (año 1996, Fuente: Interconexión Eléctrica S.A.) y Perú (año 1991, Fuente: Secretaría de Energía, Dirección General de la Electricidad). Los valores de Argentina (SE) y Chile (SP+AP) figuran solamente a título comparativo y no se incluyen en el Total. La suma para el año 1994 no incluye a Chile.

Consumo de Energía Eléctrica 1991-1996 Cuadro 1.4 b
Tasas a.a. de variación – En % Tasas de Incremento Anuales

PAIS/AÑO	91/96	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	
Argentina	CIER	6,6	7,6	4,7	8,1	6,6	5,9
	S.E.	7,1					
Bolivia		8,8	4,3	10,9	10,9	7,6	10,4
Brasil		3,7	2,0	4,0	3,7	5,4	3,5
Chile	SP	15,3	14,0	14,7	---	---	16,1
	SP+AP	10,3					
Colombia		3,4	-9,0	12,8	7,4	5,0	2,3
Ecuador		6,1	4,0	-0,4	11,8	4,3	11,3
Paraguay		8,8	-1,1	15,5	12,2	13,6	4,8
Perú		4,1	-11,5	14,5	11,3	6,4	2,0
Uruguay		4,8	2,2	7,8	3,1	7,0	3,9
Venezuela		3,4	5,8	4,5	0,8	3,9	2,3
TOTAL	4,6	2,4	5,4	(*) 4,5	(*) 5,4	4,3	

Tasas de crecimiento en base a series históricas de CIER (cuadro 1.4 a)

Abreviaturas:

SE : Secretaría de Energía

SP : Servicio Público

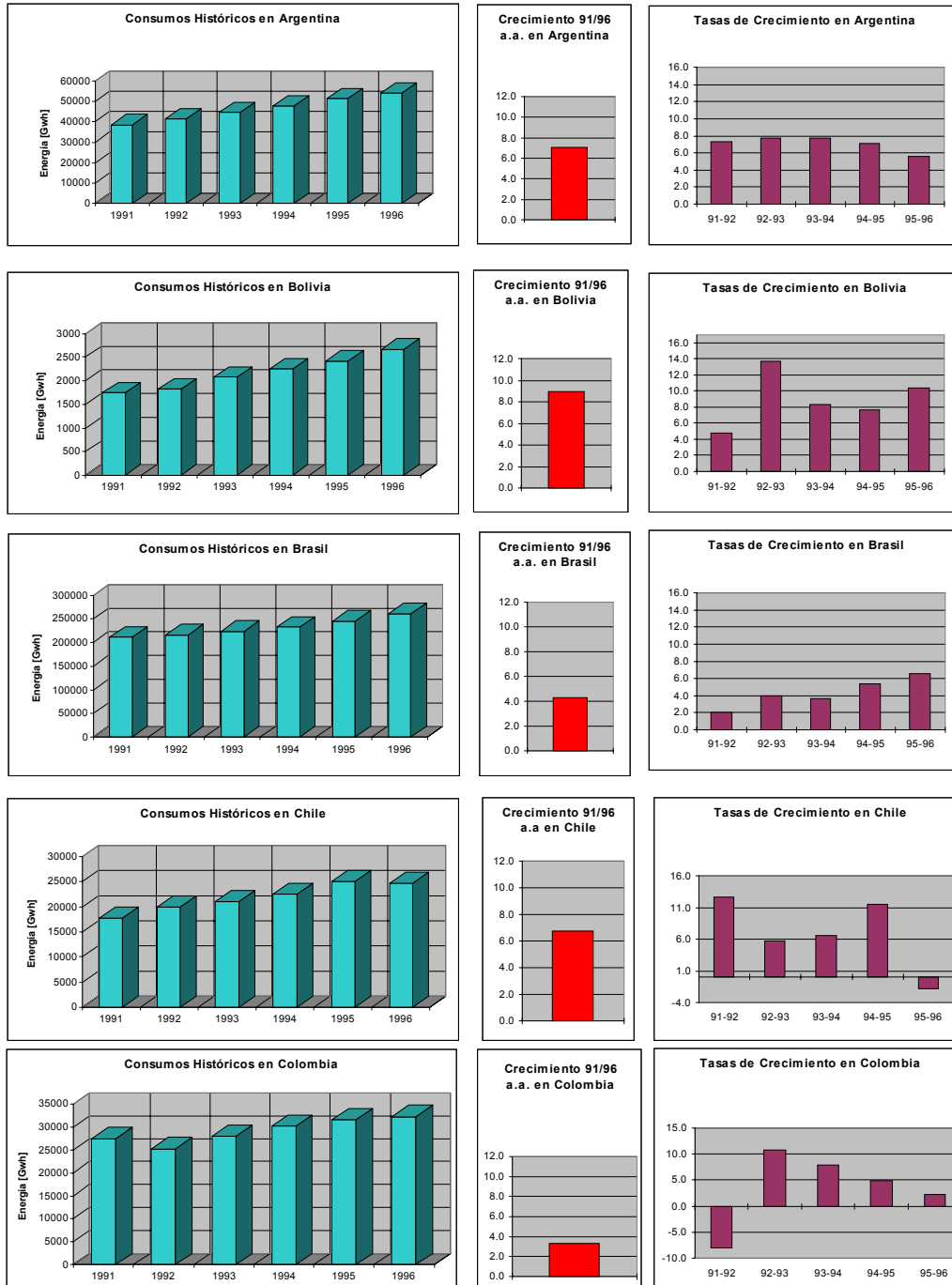
AP: Autoproducción

Notas:

(*) El cálculo de esta tasa excluye a Chile, en ambos términos de la relación.

Consumo de Energía – Evolución Histórica – en GWh
Total país – Servicio Público

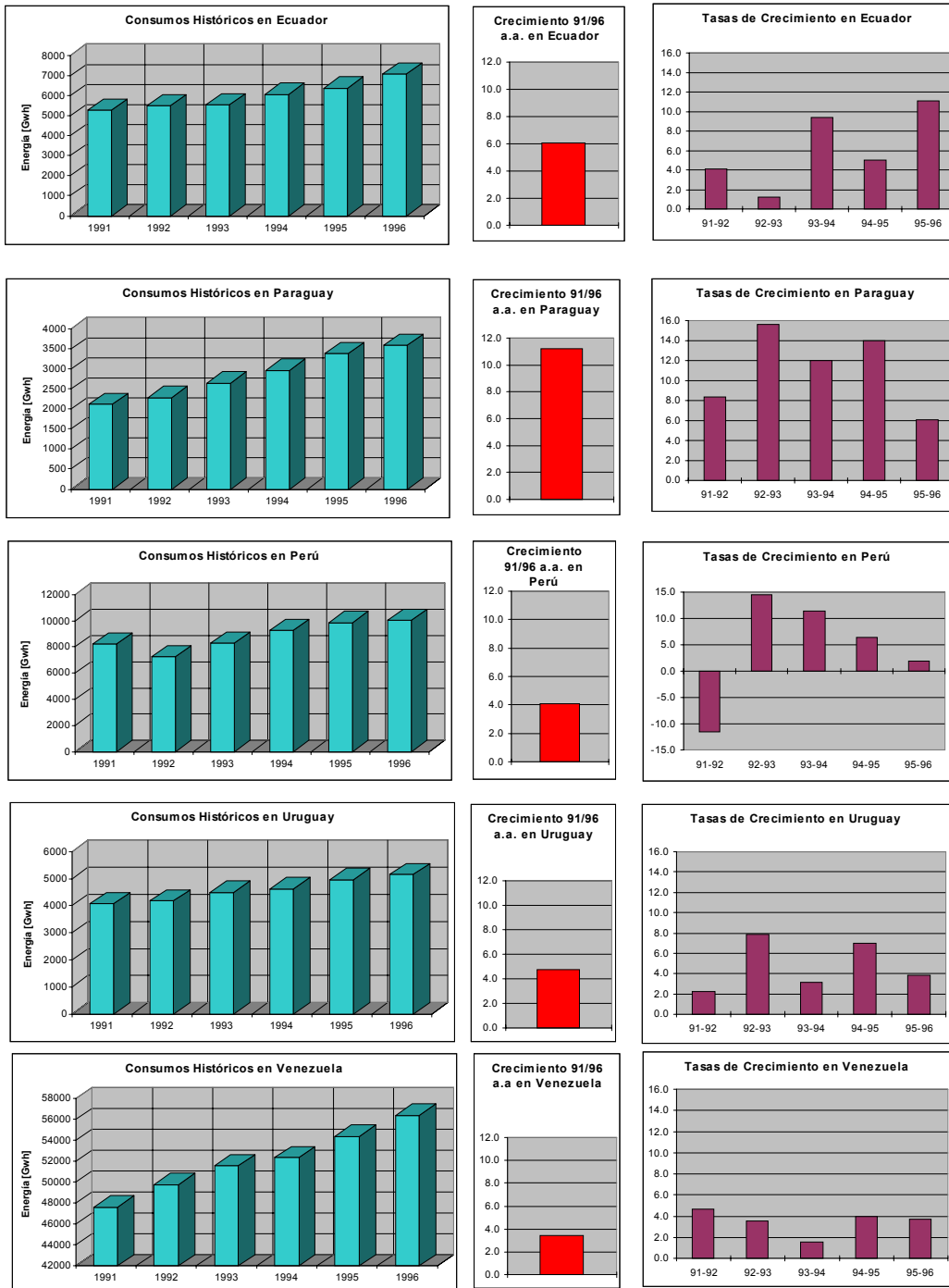
Gráfico 1.3 a.



Fuente: CIER

Consumo de Energía – Evolución Histórica – en GWh
Total país – Servicio Público

Gráfico 1.3 b.



Fuente: CIER

Consumos de Energía Eléctrica

Cuadro 1.5

Evolución histórica 1991–1996 (en GWh) y Crecimiento promedio (en %).

Datos: Planes Nacionales y Otras Fuentes.

Servicio Público – Área abarcada y Nivel de Medición: Se indica en cada país

PAIS/AÑO	Nivel	1991	1992	1993	1994	1995	1996	91/96
Argentina (1)	EDB MEM	45742	49637	53890	57579	59834	63903	6,9
	EDB MEMSP					4407	4406	
Bolivia (2)	UF	1749	1824	2024	2245	2416	2667	8,8
Brasil (3)	UF	S/D	S/D	227121	235627	249857	261000	(11) 4,7
Chile (4)	EER SIC	14563	16225	17534	18795	20261	21987	8,6
	EER SING	S/D	S/D	3118	3480	4055	5159	(11) 18,3
	SIC+SING	---	---	20652	22275	24316	27146	(11) 9,5
Colombia (5)	UF	27453	25248	27943	30156	31642	32371	3,4
	EER	35000	31687	36320	39229	41222	42096	3,8
Ecuador (6)	UF	5267	5484	5547	6068	6369	7075	6,1
Paraguay (7)	UF	2109	2286	2643	2961	3376	3582	11,2
Perú (8)	EBD	10430	9465	11211	12595	12978	13022	4,5
Uruguay (9)	UF	4076	4167	4493	4632	4955	5147	4,8
	EER	5028	5296	5594	5789	6116	6466	5,2
Venezuela (10)	UF	47587	49811	51552	52342	54399	56399	3,5

Abreviaturas:

EDB : Energía Disponible Bruta = Generación (incluye consumos propios) + Saldo de Intercambio

EER : Energía Enviada a la Red = Energía Disponible Bruta – Consumos Propios

UF : Facturación a consumidores finales

Notas:

- (1) Sistemas Interconectados: Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP). Fuente: CAMMESA.
- (2) Total país. Fuente: CIER El dato de 1993 fue estimado con la tasa de crecimiento promedio 1992-1994
- (3) Total Nacional (excluye autoproducción e incluye tarifas especiales y usuarios interrumpibles). Fuentes: Para 1993-1995, Sistema de Informações Empresariais do Sector de Energia Elétrica y para 1996, Plano Decenal de Expansão 1997/2006.
- (4) Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING). Fuente: ENDESA. Generación neta deducido consumo propio.
- (5) Sistema Interconectado Nacional. Fuente: ISA., SINSE, Gerencia Servicios de Información.
- (6) Sistema Eléctrico Nacional. Fuente INECEL, Plan Maestro de Electrificación.
- (7) Sistema Interconectado Nacional. Fuente ANDE
- (8) Corresponde a los Sistemas Interconectados Central Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SISUR). Los valores correspondientes al SISUR fueron estimados manteniendo la proporción existente en el año 1996, único dato histórico disponible.
- (9) Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: UTE
- (10) Sistema Eléctrico Venezolano. Fuente: Estadísticas Consolidadas de CAVEINEL
- (11) Corresponde al período 1993-1996.

Otro aspecto significativo, a considerar en esta primera aproximación global a la demanda histórica, es la evolución por sector de consumo, cuyos valores e indicadores se incluyen en los Cuadros 1.5, 1.6 a, 1.6 b, 1.7 a y 1.7 b y Gráficos 1.4 a, b y c.

Para el período 1991/96, los sectores que registraron tasas superiores al promedio fueron Comercial (8,4%) y Residencial (5,8%). Por debajo del promedio, el de menor ritmo fue el Industrial (3,1%), siguiéndole el rubro "Otros" con 3,4%. Esta merma del sector productivo se refleja en una pérdida del 3,3% en su participación, que pasó del 48,6% en 1991 al 45,4% en 1996. La incidencia de los sectores restantes en la estructura del consumo fue la siguiente: Año 1991 - Residencial, 27,2%; Comercial, 11,1%; Otros, 13%. Año 1996 - Residencial, 29%, Comercial 13,3%; Otros, 12,3%.

Retomando el examen del PIB y relacionando su crecimiento medio para 1991/96, a nivel sudamericano, del 3,8%, con su similar para energía eléctrica de servicio público, 4,6%, puede establecerse una elasticidad entre ambos de 1,21, lo que indica un ritmo de crecimiento algo mayor de la energía eléctrica respecto al PIB. Aún cuando el ritmo más acentuado de la energía es habitual en los diagnósticos, ello no es forzosamente obligado, dependiendo del país y de su coyuntura temporal, como lo evidencia la situación de Colombia en 1992, con tasa negativa de energía y positiva del PIB.

Esto último induce a la indagación individual, por país, de algunas características, singularidades y/o factores incidentes que contribuyen a explicar la evolución de su demanda de energía eléctrica. En lo que sigue, se reseñan sintéticamente, por país, dichos aspectos. Una ampliación de la información, comprendiendo adicionalmente otros tópicos considerados en la demanda, puede encontrarse en el Anexo 1, que incluye diez análisis individuales correspondientes a cada uno de los países examinados.

El conjunto de elementos precedentemente analizados será tenido en cuenta al evaluar las proyecciones de demanda futura, comparando su grado de optimismo o pesimismo respecto a las tendencias registradas en el pasado, sin perjuicio de considerar las demandas extratendenciales y los cambios en las variables explicatorias que los planes nacionales contengan. Estos aspectos se desarrollan en los puntos finales del presente Capítulo.

A continuación, se detallan las síntesis por país, en orden alfabético. Entre la documentación considerada para estas sinopsis, cabe señalar los Informes de Progreso Económico Social en América Latina, publicados por el BID.

Argentina

El sistema eléctrico argentino está integrado fundamentalmente por dos mercados: el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), que, en 1996, incluyó el 92,3% de la generación total, el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico), al sur del país, que participó con el 6% de la generación. El resto, conformado por generación aislada o sistemas interconectados no pertenecientes a los dos mercados mencionados, alcanzó el 1,7% del total.

El MEM comprende seis subsistemas regionales -vinculados por un sistema de interconexión nacional en 500kV y distribuciones regionales troncales en 220/132 kV- que se detallan de norte a sur y oeste a este: NOA (Noroeste argentino), NEA (Noreste argentino), Cuyo, Centro, GBA-Litoral-Bs.As (Gran Buenos Aires (Ciudad)-Litoral-Buenos Aires (Provincia)).

Evolución histórica por sector de consumo - Valores Físicos
En GWh

Cuadro 1.6 a

País	Año	1991	1992	1993	1994	1995	1996
	Sector						
Argentina	Residencial	11534	12014	13882	15462	16690	17725
	Comercial	3555	3524	3704	6335	7382	7727
	Industrial	19315	21762	20739	19776	21370	22666
	Otros	5191	5300	6296	6683	5987	6323
	TOTAL	39595	42600	44621	48256	51429	54441
Bolivia	Residencial	784	856	950	951	1036	1160
	Comercial	271	361	400	381	429	470
	Industrial	527	519	576	768	804	887
	Otros	167	88	97.625	145	147	150
	TOTAL	1749	1824	2023.5	2245	2416	2667
Brasil	Residencial	51082	52119	53590	55955	63522	69056
	Comercial	24919	25977	27328	28879	32142	34775
	Industrial	107979	108955	113430	116571	118346	118940
	Otros	27502	28649	29972	31156	31021	30884
	TOTAL	211482	215700	224320	232561	245031	253655
Chile	Residencial	3575	3061	3608		4160	4635
	Comercial	1130	1419	1237		1969	2194
	Industrial	6459	7969	9252		13678	16242
	Otros	930	1333	1713		1396	1556
	TOTAL	12094	13782	15810		21203	24627
Colombia	Residencial	12996	11706	13234	14113	14627	14752
	Comercial	2712	2424	2784	3076	3397	3673
	Industrial	8321	7725	8898	9606	10148	10363
	Otros	3334	3054	3169	3360	3486	3583
	TOTAL	27363	24909	28085	30155	31658	32371
Ecuador	Residencial	2015	2128	2127	2425	2611	2892
	Comercial	770	797	794	890	952	1087
	Industrial	1671	1652	1609	1777	1802	1886
	Otros	805	895	921	1002	992	1210
	TOTAL	5261	5472	5451	6094	6357	7075
Paraguay	Residencial	779	903	1092	1237	1445	1590
	Comercial	319	357	423	530	649	697
	Industrial	513	629	684	765	863	790
	Otros	753	448	500	497	483	527
	TOTAL	2364	2337	2699	3029	3440	3604
Perú	Residencial	3111	2748	3064	3185	3181	3185
	Comercial	365	362	744	935	1387	1476
	Industrial	3445	3011	3177	3687	3938	4012
	Otros	1288	1140	1326	1445	1340	1365
	TOTAL	8209	7261	8311	9252	9846	10038
Uruguay	Residencial	1931	1974	2128	2196	2307	2387
	Comercial	490	501	540	612	906	964
	Industrial	1095	1119	1207	1210	1045	1084
	Otros	561	573	618	614	698	712
	TOTAL	4077	4167	4493	4632	4956	5147
Venezuela	Residencial	10028	11696	13054	12280	12370	12790
	Comercial	5480	5711	6487	6608	6675	6954
	Industrial	25500	26089	25640	26025	27316	27130
	Otros	6260	6532	7103	7768	8372	9122
	TOTAL	47268	50028	52284	52681	54733	55996
TOTAL	Residencial	97835	99205	106729	107804	121949	130172
	Comercial	40011	41433	44441	48246	55888	60017
	Industrial	174825	179430	185212	180185	199310	204000
	Otros	46791	48012	51716	52670	53922	55432
	TOTAL	359462	368080	388097.5	388905	431069	449621

Fuentes:

El total del Año 1994 no incluye Chile. Las tasas de crecimiento del TOTAL SUDAMERICA para los períodos 93/94 y 94/95 excluyen a Chile (en ambos extremos).

Chile 1995: El consumo Residencial+Comercial+Otros es dato consolidado, y fue distribuido con las participaciones del año 1996.

Colombia 1996: Corresponde a datos provistos por ISA.

Ecuador 1995: El total CIER de este año excede la suma sectorial en 50 GWh. Se adicionaron 50 GWh a los sectores manteniendo la participación antes de sumarlos.

Bolivia 1993: El total sectorial fue estimado con información nacional, manteniendo las participaciones del año 1992.

Uruguay 1991 y 1992: Se mantuvieron las estructuras del año 1993.

Perú 1991: Estimación: se tomó la tasa 91/92 del total y se la aplicó al Sector Otros. El Sector Industrial se calculó de manera de cerrar el balance sectorial

Evolución histórica por sector de consumo
Tasas de Crecimiento (%)

Cuadro 1.6 b

Pais	Año	91/96	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96
	Sector						
Argentina	Residencial	9.0	4.2	15.5	11.4	7.9	6.2
	Comercial	16.8	-0.9	5.1	71.0	16.5	4.7
	Industrial	3.3	12.7	-4.7	-4.6	8.1	6.1
	Otros	4.0	2.1	18.8	6.1	-10.4	5.6
	TOTAL	6.6	7.6	4.7	8.1	6.6	5.9
Bolivia	Residencial	8.2	9.2	10.9	0.1	8.9	12.0
	Comercial	11.6	33.2	10.9	-4.9	12.6	9.6
	Industrial	11.0	-1.5	10.9	33.4	4.7	10.3
	Otros	-2.1	-47.3	10.9	48.5	1.4	2.0
	TOTAL	8.8	4.3	10.9	10.9	7.6	10.4
Brasil	Residencial	6.2	2.0	2.8	4.4	13.5	8.7
	Comercial	6.9	4.2	5.2	5.7	11.3	8.2
	Industrial	2.0	0.9	4.1	2.8	1.5	0.5
	Otros	2.3	4.2	4.6	4.0	-0.4	-0.4
	TOTAL	3.7	2.0	4.0	3.7	5.4	3.5
Chile	Residencial	5.3	-14.4	17.9			11.4
	Comercial	14.2	25.6	-12.8			11.4
	Industrial	20.3	23.4	16.1			18.7
	Otros	10.8	43.3	28.5			11.4
	TOTAL	15.3	14.0	14.7			16.1
Colombia	Residencial	2.6	-9.9	13.1	6.6	3.6	0.9
	Comercial	6.3	-10.6	14.9	10.5	10.4	8.1
	Industrial	4.5	-7.2	15.2	8.0	5.6	2.1
	Otros	1.5	-8.4	3.8	6.0	3.8	2.8
	TOTAL	3.4	-9.0	12.8	7.4	5.0	2.3
Ecuador	Residencial	7.5	5.6	0.0	14.0	7.7	10.8
	Comercial	7.1	3.5	-0.4	12.1	7.0	14.2
	Industrial	2.5	-1.1	-2.6	10.4	1.4	4.7
	Otros	8.5	11.2	2.9	8.8	-1.0	22.0
	TOTAL	6.1	4.0	-0.4	11.8	4.3	11.3
Paraguay	Residencial	15.3	15.9	20.9	13.3	16.8	10.0
	Comercial	16.9	11.9	18.5	25.3	22.5	7.4
	Industrial	9.0	22.6	8.7	11.8	12.8	-8.5
	Otros	-6.9	-40.5	11.6	-0.6	-2.8	9.1
	TOTAL	8.8	-1.1	15.5	12.2	13.6	4.8
Perú	Residencial	0.5	-11.7	11.5	3.9	-0.1	0.1
	Comercial	32.2	-0.8	105.5	25.7	48.3	6.4
	Industrial	3.1	-12.6	5.5	16.1	6.8	1.9
	Otros	1.2	-11.5	16.3	9.0	-7.3	1.9
	TOTAL	4.1	-11.5	14.5	11.3	6.4	2.0
Uruguay	Residencial	4.3	2.2	7.8	3.2	5.1	3.5
	Comercial	14.5	2.2	7.8	13.3	48.0	6.4
	Industrial	-0.2	2.2	7.8	0.2	-13.6	3.7
	Otros	4.9	2.2	7.8	-0.6	13.7	2.0
	TOTAL	4.8	2.2	7.8	3.1	7.0	3.9
Venezuela	Residencial	5.0	16.6	11.6	-5.9	0.7	3.4
	Comercial	4.9	4.2	13.6	1.9	1.0	4.2
	Industrial	1.2	2.3	-1.7	1.5	5.0	-0.7
	Otros	7.8	4.3	8.7	9.4	7.8	9.0
	TOTAL	3.4	5.8	4.5	0.8	3.9	2.3
TOTAL	Residencial	5.9	1.4	7.6	4.5	9.3	6.7
	Comercial	8.4	3.6	7.3	11.7	11.8	7.4
	Industrial	3.1	2.6	3.2	2.4	3.0	2.4
	Otros	3	3	8	5	0	3
	TOTAL	4.6	2.4	5.4	4.5	5.4	4.3

Fuente: Información Básica CIER

Composición del Consumo por Sector
Participación en %

Cuadro 1.7 a

Año	1991 [%]				1996 [%]			
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
Argentina	29.1	9.0	48.8	13.1	32.6	14.2	41.6	11.6
Bolivia	44.8	15.5	30.1	9.5	43.5	17.6	33.3	5.6
Brasil	24.2	11.8	51.1	13.0	27.2	13.7	46.9	12.2
Chile	29.6	9.3	53.4	7.7	18.8	8.9	66.0	6.3
Colombia	47.5	9.9	30.4	12.2	45.6	11.3	32.0	11.1
Ecuador	38.3	14.6	31.8	15.3	40.9	15.4	26.7	17.1
Paraguay	33.0	13.5	21.7	31.9	44.1	19.3	21.9	14.6
Perú	37.9	4.4	42.0	15.7	31.7	14.7	40.0	13.6
Uruguay	47.4	12.0	26.9	13.8	46.4	18.7	21.1	13.8
Venezuela	21.2	11.6	53.9	13.2	22.8	12.4	48.4	16.3
TOTAL	27.2	11.1	48.6	13.0	29.0	13.3	45.4	12.3

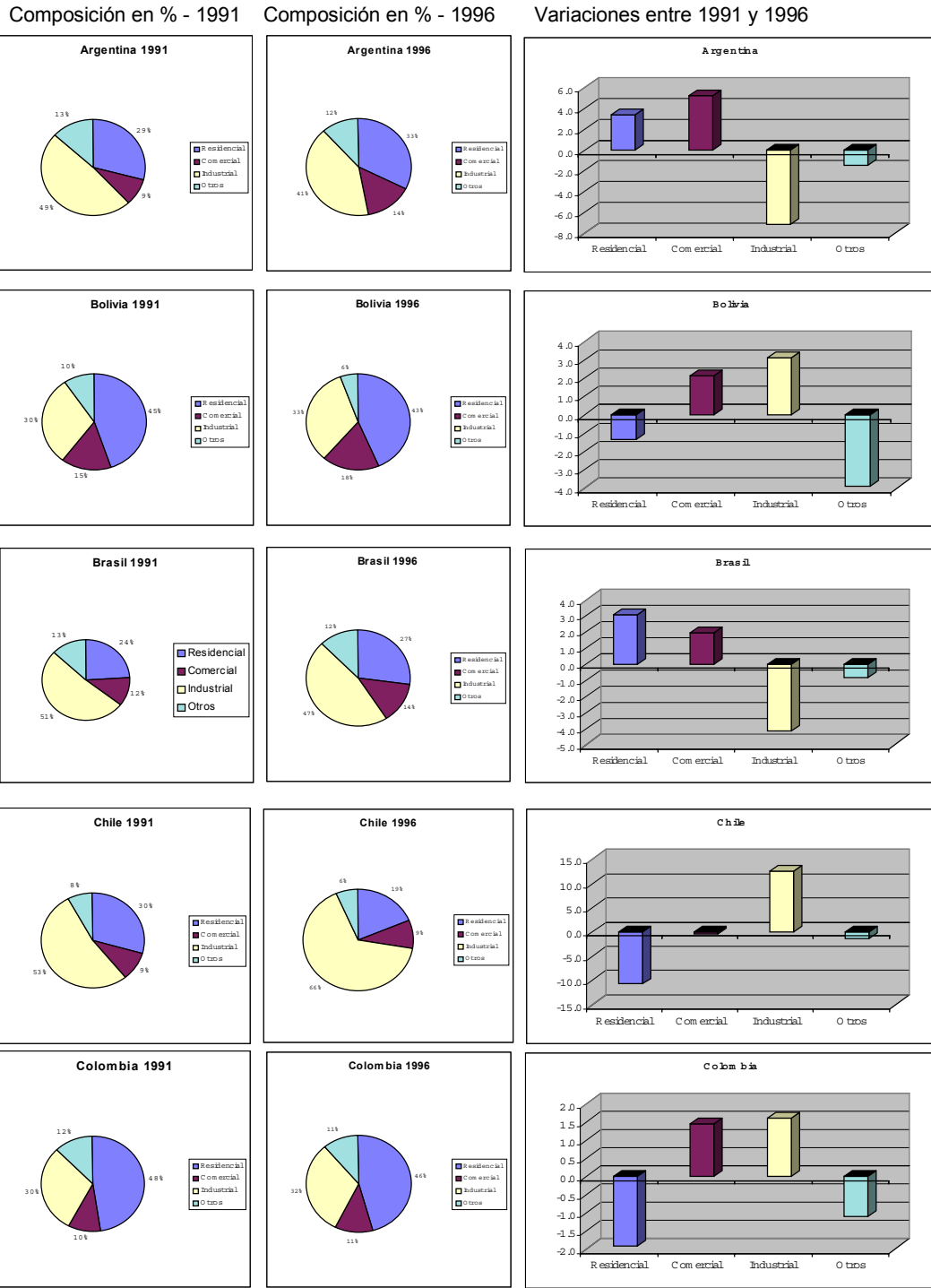
Variaciones en la Participación por Sector
entre 1991 y 1996

Cuadro 1.7 b

Año	Diferencias entre porcentajes correspondientes a 1991-1996			
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
Argentina	3.4	5.2	-7.1	-1.5
Bolivia	-1.3	2.1	3.1	-3.9
Brasil	3.1	1.9	-4.2	-0.8
Chile	-10.7	-0.4	12.5	-1.4
Colombia	-1.9	1.4	1.6	-1.1
Ecuador	2.6	0.7	-5.1	1.8
Paraguay	11.2	5.8	0.2	-17.2
Perú	-6.2	10.3	-2.0	-2.1
Uruguay	-1.0	6.7	-5.8	0.1
Venezuela	1.6	0.8	-5.5	3.0
TOTAL	1.7	2.2	-3.3	-0.7

Consumos Sectoriales

Gráfico 1.4 a



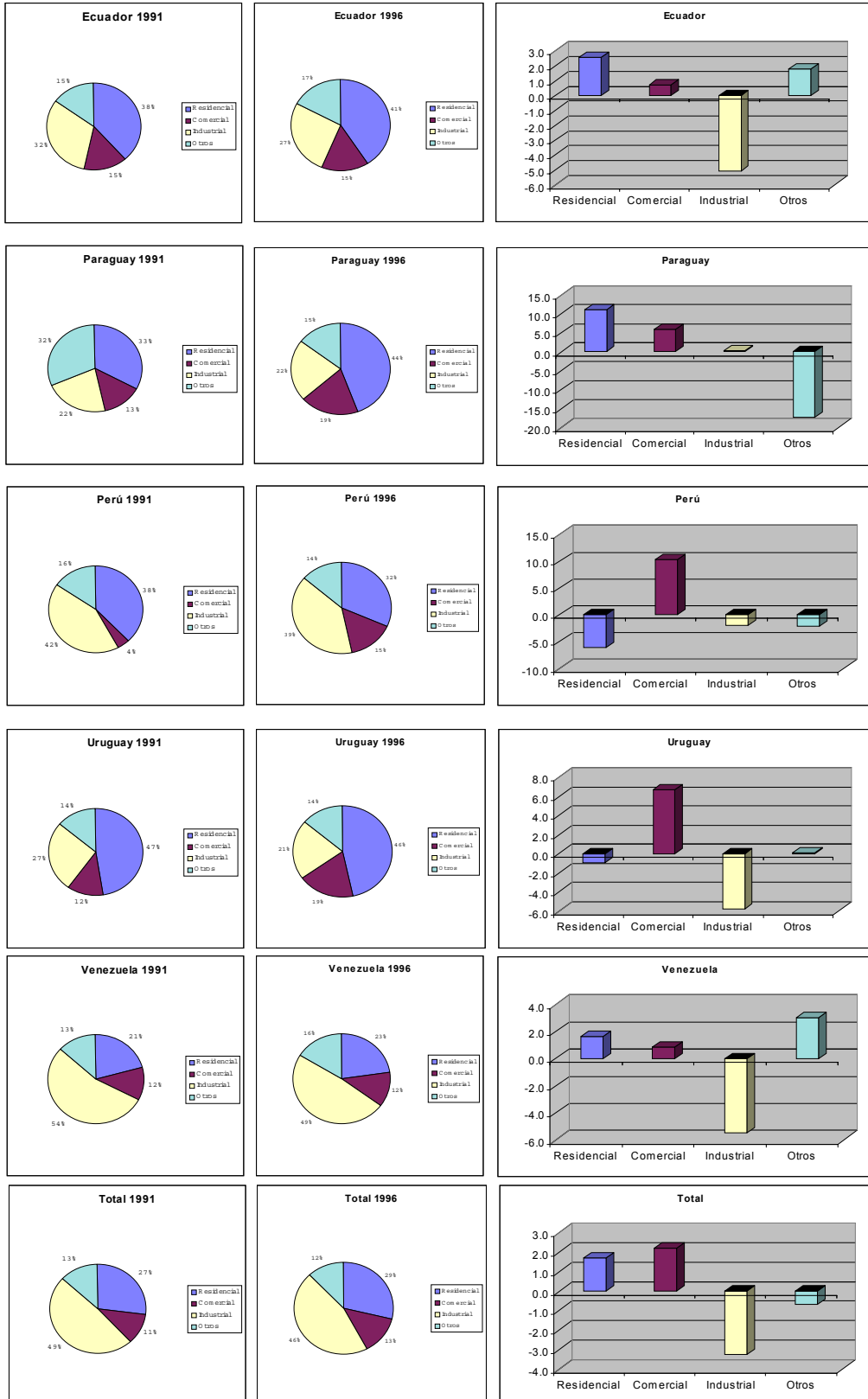
Consumos Sectoriales

Gráfico 1.4 a

Composición en % - 1991

Composición en % - 1996

Variaciones entre 1991 y 1996



El MEMSP abarca la Provincia de Chubut, la franja atlántica al sudeste de Río Negro y el área noreste de Santa Cruz, con un sistema de transmisión en 330/132 kV.

Los mercados han sido segmentados vertical (y horizontalmente). A fines de 1996, los dos mercados principales comprendían 825 agentes, según el detalle siguiente: Generadores, 43; Distribuidores, 28; Transportistas, 21; Grandes Usuarios Mayores, 265; Grandes Usuarios Menores, 459; Autogeneradores, 9.

Argentina tiene las siguientes interconexiones internacionales mayores (de 100 kV):

- Acaray/Carlos López(Py)-Posadas(Ar), 220/132 kV (30 MW)
- Salidas de Central Yacretá (Ar-Py), 500/220kV (800/30 MW)
- Clorinda(Ar)-Guarambaré(Py), 132/220 kV (80 MW)
- Santo Tomé(Ar)-Sao Borja(Py), 130/230 kV, 50 MW, a construir (convertor)
- Paso de los Libres(Ar)-Uruguayana(Br), 130/230 kV (50 MW), operativa, convertor.
- Anillo de la Central Salto Grande (Ar-Ur), 500 kV (200 MW).
- Paysandú(Ur)-Concepción(Ar), 150/132 kV (100 MW).
- Mendoza(Ar)-Santiago(Ch), 220 kV, (150/230 MW) (prefactibilidad)
- Salta(Ar)-Antofagasta(Ch), 345kV, (200MW/600MW), en ejecución.

Las interconexiones internacionales menores son las siguientes:

- La Quiaca(Ar)-Villazón(Bo), 13,2 kV
- Pocitos(Ar)-Yacuiba(Bo), 33 kV
- Río Turbio(Ar)-Puerto Natales(Ch), 33 kV
- Posadas(Ar)-Encarnación(Py), 66/33 kV, 10MW
- Concordia(Ar)-Salto(Ur), 30 kV, (aislación 150 kV)

La participación de Argentina en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó el 12,1%, en 1996.

La energía eléctrica para el total nacional en servicio público, creció durante el período 1991/96 al 6,6% anual, según CIER, valor casi un 50% superior al promedio sudamericano en igual lapso. (4,6% - Ver Cuadro 1.4 b). El Cuadro 1.5.2 da un valor similar, 6,8%, para el crecimiento de la suma de los dos interconectados principales, MEM y MESP.

En relación al PIB y durante el mismo lapso, Argentina alcanzó un 4,8% anual acumulativo, superior también a la media sudamericana de 3,8%. La elasticidad resultante alcanza al 1,38, para el período.

La observación de las series históricas de PIB y consumo eléctrico muestra, 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 Argentina y México, después de la crisis financiera internacional que siguió a la devaluación mexicana de diciembre de 1994. En relación al entorno externo, estos dos países fueron los más afectados por el "efecto tequila" y, aún cuando restablecieron paulatinamente su acceso a los mercados financieros internacionales lo hicieron inicialmente a un volumen sustancialmente inferior y a mayores tasas de interés que las

de años precedentes. La crisis creó incertidumbre sobre la viabilidad de las políticas macroeconómicas, en particular sobre la convertibilidad, lo que condujo a una sustancial salida de capitales que combinada con la vulnerabilidad del déficit de cuenta corriente, generó importantes déficits en la balanza de pagos. Ello derivó a una abrupta declinación de la oferta monetaria interna, aumento de tasas de interés y contracción de los préstamos, ejerciendo una fuerte presión sobre la economía no financiera. Expresada en términos de PIB, ello significó una fuerte contracción del 4,6% negativo en el total; una reducción de -7% en Manufacturas y del -10,9 en Construcción; una disminución en el ritmo de crecimiento, que pasó del 3,6% (1994) al 2,3% (1995), en Agricultura, Silvicultura y Pesca.

Presenta cierto grado de dificultad explicar el comportamiento de la demanda eléctrica durante el mismo año, la que apenas acompañó, en forma muy amenguada, la contracción descripta. Una de las razones puede fundamentarse en la persistente baja del precio eléctrico, por el aumento de la oferta en generación, la que por efectos elasticidad precio y sustitución, puede haber conducido a un aumento de la demanda. Otro efecto adicional puede vincularse con la demanda "registrada", más que con la "real", la cual puede haber aumentado como consecuencia de la drástica reducción de pérdidas "no técnicas", consumos clandestinos y fraudes.

El año 1996 muestra una recuperación de la crisis acontecida. Al respecto, el IPES del BID de 1997, comenta respecto a 1996: "Durante el año, Argentina comenzó a recuperarse del efecto tequila de 1995. El PIB creció aproximadamente un 4,5%⁵, después de una disminución de aproximadamente la misma magnitud en 1995. La recuperación estuvo impulsada por la inversión y las exportaciones, que crecieron en términos reales un 7% y un 14% respectivamente, mientras que el consumo real se expandió cerca de un 5%. La recuperación estuvo igualmente respaldada por la renovada confianza en el sistema financiero argentino, como lo refleja el sustancial incremento en la demanda de depósitos bancarios internos, que eliminó la crisis de liquidez del año anterior y permitió la reactivación del crédito interno". En lo que hace a los sectores que integran el PIB, Manufacturas subió el 4,4%; Agricultura, Silvicultura y Pesca, el 1,5% y Construcción el 1%.

Respecto a los ritmos de crecimiento por sector de consumo, durante el período 1991/96, los incrementos más fuertes se registraron en Comercial, con 16,8% y Residencial, con 9%, ambos por encima de la media del conjunto; por debajo de la media se registró el menor incremento en el sector productivo, con un 3,3%, para el Industrial; Otros, creció al 4% anual promedio. Como resultado de sus diversos ritmos, los sectores variaron en su participación, desde 1991 hasta 1996, en las cifras que se indican: Residencial, del 29,1% al 32,6%; Comercial, del 9% al 14,2%; Industrial, del 48,8% al 41,6%; Otros, del 13,1% al 11,6%.

Bolivia

El mercado eléctrico boliviano está integrado en un Sistema Interconectado Nacional que se extiende en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Chuquisaca y Potosí.

Las instalaciones en alta tensión del SIN constituyen el STI (Sistema Troncal Interconectado). Este último comprende principalmente un sistema de 230/115/69 kV que se extiende, partiendo del entorno de la Paz, hacia el sudeste, pasando por Oruro y los

5 Existe una leve diferencia con la estimación de CEPAL de 4,2 %. El valor consignado en la Sinopsis estadística por el BID, es 4, 4 %

nodos de Cataví y Sucre. Desde Oruro parte una línea hacia el este, que abarca los nodos de Valle Hermoso, Coraní, Carrasco y Guaracachi. De Sucre nace una línea al Sur que pasa por Potosí.

Existe un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuyos agentes en 1996 eran:

- Generadores: Corani, COBEE, Guaracachi, y Valle Hermoso.
- Transportista: ENDE.
- Distribuidores: ELFEC, CRE, Electropaz, ELFEO, CESSA, SEPSA, y ENDE.
- Clientes no regulados: Inti Raymi y Empresa Metalúrgica Vinto. Comibol es un autogenerador que comercializa en el nodo Potosí.

Bolivia tiene seis interconexiones menores con Argentina, Brasil y Perú:

- La Quiaca(Ar)-Villazón(Bo) 13,2 kV
- Pocitos(Ar)-Yacuiba(Bo) 33 kV
- Puerto Suarez(Bo)-Corumbá(Br) 13,8 kV
- San Matías(Bo)-Corixa(Br) 13,8 kV
- Desaguadero(Bo)-Zepita(Pe) 22,9 kV
- Casani(Bo)-Yunguyo(Pe) 22,9 kV

La participación de Bolivia en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó al 0,6%, en 1996.

La energía eléctrica creció durante el período 1991/96 al 8,8% promedio anual, cercano al doble de la tasa del conjunto sudamericano (4,6%), según los datos de CIER (Cuadro 1.4 b) coincidentemente con los de planes o fuente nacionales (Cuadro 1.5 a). En relación al PIB y durante el mismo lapso, Bolivia alcanzó un 3,6% anual, cercano al promedio sudamericano de 3,8%. Ello arroja un valor alto de la elasticidad, que alcanza al 2,44 para el período.

La evolución histórica de la energía eléctrica (Cuadro 1.4 b) muestra un alto crecimiento sostenido en el lapso 93/96 (7,6% al 10,9%), y un ritmo menor al comienzo de la serie, en el período 1991/92, que alcanzó el 4,3%.

En el año 1992, a pesar de condiciones adversas en la agricultura y la minería, el PIB continuó expandiéndose (3,4%) aún cuando a ritmo inferior del de los valores que se registrarían en años posteriores, gracias al dinamismo de la construcción(15,3%), las manufacturas (4,3%) y los servicios. Las fuertes inundaciones ocurridas en la región oriental del país afectaron a los productos de exportación no tradicional, mientras que las sequías y las heladas registradas en la zona occidental incidieron en la disminución de productos básicos como la quinua, la papa, la cebada y las hortalizas. El sector de minería e hidrocarburos mostró una contracción como consecuencia de una caída de la producción minera y un estancamiento de la producción de hidrocarburos. La drástica reducción de la producción de COMIBOL (Corporación Minera de Bolivia) obedeció al cierre de algunas minas y a conflictos laborales, mientras que el escaso dinamismo del sector de hidrocarburos se debió al agotamiento de algunos pozos, a la falta de inversiones en la exploración de nuevos yacimientos y a la intensidad de las lluvias que afectaron la infraestructura empresaria. Por otra parte, los servicios (comercio, actividades financieras, seguros) mostraron una significativa expansión.

Sin los factores climáticos desfavorables antes mencionados, los años posteriores, a partir de 1993, tuvieron un ritmo de crecimiento más intenso. Tomando como elemento de referencia el año 1994, el de mayor expansión del PIB (4,6% según CEPAL), el

crecimiento económico estuvo impulsado por la minería no tradicional, la propia generación eléctrica y la agroindustria. En el sector agropecuario, la expansión (4,8%) fue impulsada por los productos básicos como la soja (34%), el girasol (106%) y la fibra de algodón (33%). En la minería, los subsectores que mostraron más dinamismo fueron los que tuvieron inversiones privadas, como el oro (27%), el volframio (81%) y el antimonio, mientras que la producción se contrajo en los sectores más tradicionales, explotados por el Estado, como el estaño, el zinc y el plomo. Respecto a los hidrocarburos, contribuyeron a la expansión el petróleo (15%) y el gas natural (8%). En cuanto al sector manufacturero, el crecimiento del 4,9% estuvo impulsado por la mayor producción de alimento para ganado, alimentos envasados, productos de limpieza, prendas de vestir, y productos de vidrio.

En lo que hace a la variación relativa de los sectores de consumo eléctrico durante el período, las tasa de crecimiento más fuertes se registraron en los sectores Comercial, 11,6% e Industrial, 11%. El Residencial ascendió al 8,2%, en tanto el sector "Otros" se contrajo al 2,1 negativo. Como resultado de los diversos ritmos, los sectores variaron en su participación, desde 1991 hasta 1996, en los guarismos que se indican: Residencial, del 44,8% al 43,5%; Comercial, del 15,5% al 17,6%; Industrial del 30,1% al 33,3%; Otros, del 9,5% al 5,6%.

Brasil

Una primer desagregación del sector eléctrico brasileño puede establecerse entre sistemas interconectados, con una potencia instalada de 55.885 MW ⁶ que representa el 97% de la total, y sistemas aislados, con una potencia instalada de 1680 MW, 3% de la total, alcanzando esta última 57.565 MW. Dentro de los sistemas interconectados pueden distinguirse 5 regiones o subsistemas: el Sudeste, con el 58,8% del consumo (San Pablo, R. de Janeiro, M. Geraes, E. Santo); Nordeste, 15,8% del consumo (Bahía, Pernambuco y otros estados del NE); Sur, 15,2% del consumo (R. Grande del Sur, Sta. Catalina, Paraná); Norte, con 5,2% del consumo (Amazonas y estados colindantes); Centro Oeste, con 5% del consumo (M.Grosso, M.Grosso del Sur y Goias, donde se localiza también Brasilia). Dadas sus interconexiones actuales, habitualmente se agrupan en dos sistemas: SE-S-CO, por una parte, en el Sur y, por otra parte, N-NE, en el Norte.

El Sistema SE-S-CO tiene fuertes vinculaciones en corriente alterna, 750 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV, 230 kV y 138 kV y en corriente continua +- 600 kV. El Sistema N-NE tiene interconexiones en 500 kV, 230 kV y 138 kV. Está prevista una interconexión Norte-Sur en 500 kV.

Las actividades empresariales del Sector Eléctrico son orientadas por el Ministerio de Minas y Energía, teniendo a Eletrobras, empresa de economía mixta, como responsable de la ejecución de la política gubernamental en el Sector. Eletrobras actúa a través de empresas generadoras, de las cuales tiene el control accionario: Eletronorte (Principalmente región Norte); CHESF (Nordeste); Furnas (Principalmente región Sudeste); Eletrosul (Principalmente región Sur). Otras empresas de importancia son: CESP, CEMIG y COPEL.

Brasil tiene siete interconexiones internacionales mayores, a saber:

- Boa Vista(Br)-El Guri(Ve) 230/400 kv; 60 MW (200 MW); ejecución (futura)

6 A diciembre/1996 – Plano Decenal de Expansao 1997/2006 – GCPS – Incluye parte brasileña de Itaipú.

- Salidas de Central Itaipú (Br-Py) 220/750 kV, CC; 6300 MW; Operativas (conversor).
- Acaray(Py)-Foz de Iguazú(Br) 132 kV; 70 MW; Operativa (conversor)
- Paso de los Libres(Ar)-Uruguayana(Br); 132/230 kV; 50 MW; Operativa (conversor)
- Rivera(Ur)-Livramento(Br); 150/230 kV; 70 MW; En ejecución (conversor)
- San Carlos(Ur)-Pte. Médici(Br); 500 kV o CC; 300 MW; Proyecto (conversor)
- Chuy(Ur)-Chui(Br); 150/138 kV; s/d; Ampliación en estudio.

Las interconexiones internacionales menores de Brasil son:

- Puerto Suarez(Bo)-Corumbá(Br); 13,8 kV; Operativa.
- San Matías(Bo)-Corixa(Br); 34,5 kV; Operativa.
- Tabatinga(Br)-Leticia(Co); 13,8 kV; Stand-by.
- Ponta Porá(Br)-Juan Caballero(Py); 69/68 kV; 3 MW; Operativa.
- Suministro a Cerrillada(Br a Ur); 13,8/23 kV; Operativa.
- Chui(Br)-Chuy(Ur); 15/13,8 kV; 1,5 MW; Operativa.

La participación de Brasil en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó el 56,4% en 1996.

La energía eléctrica en servicio público, total nacional, creció durante el período 1991/96 al 3,7% anual según Cuadro 1.4 b, pero incluyendo tarifas especiales y usuarios interrumpibles alcanza un ritmo mayor, del 4,7% (Cuadro 1.5 a) con lo que se sitúa levemente por encima de la media del conjunto (4,6%).

En relación al PIB y durante el mismo lapso, Brasil alcanzó un 3,2% anual acumulativo, inferior a la media sudamericana de 3,8%. La elasticidad resultante alcanzó al 1,47, para el período.

La observación de la serie histórica del PIB muestra una singularidad en 1992, con tasa negativa del 1,1%, Luego el nivel asciende hasta un máximo en 1994 y vuelve escalonadamente a descender hasta llegar al 3,1% en 1996. En cuanto a la serie de consumo eléctrico se presentan dos domos, con tasas más altas en 1993 y 1995, y más bajas en 1992/94/96.

Como se mencionara, el año 1992 presenta una situación crítica, con tasa negativa para el PIB y la tasa más baja para la energía eléctrica, 2%, inferior a la mitad de la promedio. La contracción reflejó en parte la adopción de una política de altas tasas de interés para combatir la inflación derivada principalmente del desequilibrio fiscal del país, la que logró atenuar la demanda agregada, pero evidenció que la política monetaria por sí misma no sería suficiente para revertir las expectativas inflacionarias. En el segundo semestre del año la inflación se intensificó progresivamente, debido en parte a la crisis política que estalló en mayo y que culminó en el juicio político del presidente hacia fines de año.

La compleja situación económica y política deprimió el consumo privado y motivó la caída de la inversión al nivel más bajo registrado hasta entonces, algo menos del 15% del PIB. El valor agregado del sector clave de las manufacturas decreció un 4,9%, alcanzando a San Pablo, corazón industrial del país, donde las quiebras de empresas alcanzaron niveles sin precedentes. Al mismo tiempo, la tasa de desempleo de la región creció aceleradamente hasta alcanzar un nivel, también, sin precedentes del 14,9%. La caída de la producción industrial fue parcialmente mitigada por el crecimiento de la agricultura. Este sector creció un 6 % al beneficiarse con condiciones climáticas favorables y con mayor acceso al crédito subvencionado. Otra contribución fue la expansión de las

exportaciones, principalmente de bienes industriales, que alcanzó un nivel sin precedentes de \$ 36.200 millones. Completando las consideraciones sectoriales, la Agricultura, Silvicultura y Pesca aumentó un 6%; la Construcción y el Comercio decrecieron -4,4 y 3,2%, respectivamente. Como se viera, la energía eléctrica acompañó la variación del PIB.

Así como 1992 marca el año de más bajo nivel de actividad del período, 1994 señala el de mayor crecimiento, e indica el paradigma de políticas y situaciones representativas del período posterior a 1992. En 1994 el comportamiento de la economía brasileña se vio afectado positivamente por el Plan Real, programa de estabilización que contemplaba medidas de corrección fiscal, eliminación de numerosas distorsiones en los precios relativos y la adopción en la práctica de un tipo de cambio fijo. Ello consiguió reducir sustancialmente la inflación e incrementar el poder adquisitivo, al expandirse notablemente el consumo en la segunda mitad del año. El PIB creció un 5,7%⁷, la tasa más elevada registrada desde 1986 y la economía mostró un vigoroso crecimiento por segundo año consecutivo.

El incremento del 7,3% en la demanda interna fue satisfecho parcialmente a través de importaciones pero primordialmente a través de aumentos en la producción de todos los principales sectores. El mayor crecimiento correspondió al sector agrícola, dado que las condiciones climáticas favorables posibilitaron una cosecha de cereales sin precedentes (75,2 millones de toneladas) y una alza del 7,5% en el valor agregado del sector. Sin embargo, fue el aumento del 7% en el sector industrial, equivalente a casi un tercio del PIB, lo que cimentó la expansión económica. La producción de bienes de capital y de consumo duradero crecieron un 18,6% y un 15,5% respectivamente. En la última categoría se destaca el sector automotor, cuya producción alcanzó un nivel sin precedentes de 1,6 millones de unidades en 1994, con el 14% de incremento respecto de 1993. La mayor parte de este crecimiento se logró con una mayor tasa de utilización de la capacidad, que en 1994 fue similar a los niveles anteriores a 1990.

El Plan Real también produjo resultados favorables en el mercado laboral. El desempleo abierto disminuyó, alcanzando un promedio del 3,4% en los seis mayores centros metropolitanos del país, en tanto que el salario real promedio de la fuerza laboral se incrementó en un 4,9%.

La demanda eléctrica acompañó la evolución del crecimiento económico con un pequeño desplazamiento en el tiempo, que entre otras causales posibles, podría explicarse por la variación de stocks antes o después de verificarse el pico de crecimiento económico máximo.

Respecto a los ritmos de crecimiento de cada sector de consumo eléctrico, durante el período 1991/96, los crecimientos más fuertes se registraron en el Comercial (6,9%) y Residencial (6,2%), ambos por encima del promedio de 3,7%. Por debajo de la media se registró el menor incremento en el Industrial, 2%, no obstante la recuperación de este sector a partir del Plan Real. "Otros" tuvo una variación del 2,3%. Como resultado de sus diversos ritmos, los sectores variaron su participación, desde 1991 hasta 1996, en las cifras que se indican: Residencial, del 24,2% al 27,2%; Comercial, del 11,8% al 13,7%; Industrial, del 51,1% al 46,9%; Otros, del 13% al 12,2%.

7 Existe una leve diferencia entre las tasas de CEPAL (5,8 %) y BID (5,7 %)

Chile

En Chile existen cuatro diferentes sistemas o mercados eléctricos, los que ordenados de norte a sur son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central, el Sistema Eléctrico de Aysen y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Existen centros aislados de generación de autoprodutores industriales y mineros que en total alcanzan a los 687 MW. Sumada a esta potencia la de servicio público, 5267 MW, el total a fin de 1995 asciende a 5954 MW.⁸

El SING se extiende entre la ciudad de Arica, por el norte, y la localidad de Coloso, por el sur, cubriendo las Regiones I y II, en el extremo norte del país. Su potencia representa el 18,8% del total (SP+AP) y tiene vinculaciones en 220 y 110 kV.

El SIC se extiende entre la ciudad de Taltal, II Región, en su extremo norte y la localidad de Quellón (Chiloé), X Región, en su extremo sur. A fines de 1995 este sistema interconectaba el 68,5% de la potencia total, mediante líneas de 500, 220, 154, 110 y 66 kV, sirviendo a más del 90% de la población nacional.

El Sistema Eléctrico de Aysén, localizado en la XI Región, consta de 5 subsistemas aislados que alcanzan el 0,3% de la potencia instalada total (SP+AP).

Finalmente el Sistema Eléctrico de Aysen consta de tres subsistemas, aislados entre sí, que abastecen las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir.

En el Sector Eléctrico Chileno participa un total de 58 empresas. De ellas, 36 son concesionarias de servicio público de distribución, 20 son generadoras y 4 están dedicadas exclusivamente a la transmisión de electricidad. Cabe destacar que, de las generadoras existentes, 9 son propietarias de líneas de transmisión y 2 de ellas cuentan con concesión de distribución de electricidad.

Chile tiene las siguientes interconexiones internacionales mayores de 100 kV:

- Salta(Ar)-Antofagasta(Ch); 345 kV; 200MW (600 MW); En ejecución(futuro)
- Mendoza(Ar)-Santiago(Ch); 220 kV; 150/200 MW; En proyecto.
- Arica(Ch)-Tacna(Pe); 66 kV; 10 MW; Proyecto(convertor).

La participación de Chile en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó el 5,5%, en 1996.

Los energía eléctrica en servicio público presenta valores de crecimiento disímiles según la fuente de información. Los crecimientos más fuertes corresponden a datos CIER, con 15,3% para SP y 10,3% para SP+AP, en el período 1991/96 (Cuadro 1.4 b). La información de la CNE da una tasa promedio anual del 8,8% para SP+AP, para el período 1990/95. La información de ENDESA para el grueso del SP SING+SIC, da 8,6% para el SIC (91/96), 18,3% para el SING (93/96) y 9,5% para el conjunto de ambos (93/96). Respecto a algunas de las tasas más fuertes relativas a SP pueden suponerse dos hipótesis: 1) Existe un aumento sensible, principalmente en el SING, debido a una fuerte transferencia de AP a SP y no a un aumento de la demanda real; 2) Dado que el propio documento mencionado de la CNE no da datos del SING anteriores a 1993 en SP, es posible que los agregados de años iniciales de SP no lo incluyan, pero sí los finales, con lo que puede llegar a computarse como incremento la incorporación posterior, en la serie, de un sistema adicional, con el consiguiente aumento de la tasa resultante. En definitiva, se considera razonable adoptar la tasa del 9,5% para el conjunto SING+SIC, para el

⁸ Datos iniciales de "El Sector Eléctrico en Chile" - Comisión Nacional de Energía - 1996

período 1991/96, teniendo en cuenta, además, que dicho conjunto es el que se considera para la posterior proyección.

En relación al PIB durante el lapso 1991/96 (Cuadro 1.2 b) Chile alcanzó una tasa media del 7,2%, la más alta del conjunto sudamericano. La elasticidad resultante fue del 1,32. Puede observarse que los valores máximo (10,1%) y mínimo del PIB (4,1%) se manifiestan en los años 1992 y 1994, respectivamente. La tasa del PIB de 1992 es acompañada por la de energía eléctrica según CNE (12,7%; valor máximo de la serie - Total nacional SP+AP) ⁹. En cuanto a 1994, aún cuando no se registra la tasa eléctrica más baja, la tasa resultante es la que ocupa el segundo nivel entre las menores. En principio se considera que los años 1992 y 1994 son representativos de las tendencias operadas en el período, para examinar los factores económicos que incidieron en la evolución eléctrica.

En 1992, el PIB creció el 10,4% por el acentuado incremento de las exportaciones y la demanda interna. El comercio (14, 3%), la construcción (14,2%) y las manufacturas (12,2%) experimentaron crecimientos de dos dígitos sustentando la expansión. La producción agropecuaria y minera crecieron al 3,6% y 1,1% respectivamente. No obstante, la tasa agropecuaria se duplicó respecto de la del año anterior, basada principalmente en la demanda interna de productos alimenticios. La tasa de desempleo descendió a la tasa más baja de las dos últimas décadas: 4,9% respecto a 6,5% del año anterior. La inversión fija registró una notable expansión del 20,2% lo que aumentó las importaciones de maquinarias y equipos.

La otra fuente importante de crecimiento fueron las exportaciones, tanto de bienes tradicionales como no tradicionales, que alcanzó un 11,9%. La nueva producción de La Disputada aumentó la producción de cobre. Las exportaciones de este metal crecieron un 7,4%, ya que los precios ligeramente inferiores del cobre se vieron contrarrestados por un aumento del volumen de exportación. Por otra parte el valor de las exportaciones de productos no tradicionales creció un 19,8%, destinándose en una mayor proporción a los mercados regionales.

Consecuentemente, la alta tasa de incremento de energía eléctrica del 14% (Cuadro 1.4 b), la más alta de Sudamérica en ese año, aparece como una resultante directa del proceso de expansión económica.

El año 1994 marca un nivel de declinación en el período, con tasas de energía eléctrica de 6,5% ¹⁰ (14,5% en 1992) y de PIB de 4,1% (10,5% en 1992).

Uno de los objetivos explícitos de la política económica fue moderar el ritmo de crecimiento durante 1994, a fin de disminuir las presiones inflacionarias. El crecimiento económico de 1994 se vio impulsado por la demanda externa, registrándose un incremento del 8,2% en el volumen de las exportaciones de bienes y servicios.

La demanda interna creció a un ritmo menor que el producto, 3,2%, concordante con los objetivos de lograr una reducción del gasto interno. La tasa de crecimiento de la formación bruta de capital fijo fue 3,5%.

El crecimiento del producto estuvo impulsado por los sectores de pesca (18,8%), transporte y comunicaciones (8,6%), y agropecuario (6,9%). Por otra parte el comercio, la

9 Los valores físicos (GWh) y tasas de la CNE, son: 90, 16.428 GWh ; 91, 17.735 GWh (12,7 %); 92, 19.991 GWh (5,7 %); 93, 21.124 GWh (5,7 %); 94, 22.506 GWh (6,5 %); 95, 25.100 GWh (11,5 %). La tasa promedio anual para el período 1990/95 alcanza a 8,8 %.

10 Dado que no se dispone dato de CIER para este año se ha tomado la información de la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE).

industria manufacturera (2,9%), la construcción (2%), y la minería (2,7%) crecieron a tasas más moderadas, mientras que las ramas afectadas por los bienes importados, como textiles, prendas de vestir, cuero y calzado, registraron tasas negativas de -6% y -10%.

Respecto a los ritmos de crecimiento por cada sector de consumo en servicio público, se han considerado los datos disponibles de CIER que, por las razones antes apuntadas, arrojan tasas más elevadas, principalmente en Industrial, por transferencia de la autoproducción, pero que, de todas maneras posibilitan una idea adecuada de la composición sectorial. El incremento más acentuado se registró en Industrial (20.3%), pro encima de la media total. Por debajo de esta última, pero manteniendo en algunos casos aumentos considerables, se ubican Comercial (14,2%), Otros (10,8%) y Residencial (5,3). Como resultado de sus diversos ritmos, los sectores variaron en su participación, desde 1991 hasta 1996, en las cifras que se indican: Residencial, del 29,6 al 18,8%; Comercial, del 9,3% al 8,9%; Industrial, del 53,4 al 66%, la participación de consumo industrial más alta de Sudamérica, siguiendo después Venezuela, con 48,4% y Brasil, con 46,9%.

Colombia

El mercado eléctrico colombiano se encuentra integrado en un único Sistema Nacional Interconectado. Las áreas aisladas representan una incidencia levemente superior al 1%.

Los subsistemas que componen el Interconectado están localizados en las siguientes áreas geográficas: Centro (Incluye Bogotá), Corelca (Costa Atlántica)¹¹ y Antioquía (incluye Antioquía y Medellín). Estas tres áreas concentran más del 62% de la demanda total. Las regiones restantes son: THC (Tolima, Huila y Caquetá), Suroeste, CQR (Caldas, Quindio y Risaralda) y Nordeste.

Colombia tiene tres interconexiones con Venezuela: Cuestecita(Co)-Cuatricentenario(Ve), 230kV (150 MW); San Mateo(Co)-Corozo(Ve), 230 kV (150 MW); Zulia(Co)-La Fría(Ve), 115 kV (80 MW) y una con Ecuador: Ipiales(Co)-Tulcán/Ibarra(Ec), 115 kV (30MW), en el futuro 138 kV (113 MW)

Colombia tiene una participación del 7,8% en la demanda sudamericana de energía eléctrica en servicio público. La energía eléctrica (SP) creció durante 1991/96 al 3,4% anual, en tanto el conjunto lo hizo a un ritmo mayor, del 4,6%. En relación al PIB, durante el mismo lapso, Colombia tuvo un crecimiento mayor, de 4,8%, respecto al global sudamericano, que alcanzó el 3,8%. Como consecuencia la elasticidad $\Delta EE/\Delta PIB$ es menor a la unidad, 0,89, alcanzando valores negativos en 1991/92, período en el que el consumo eléctrico decreció en -9%.

El factor incidente fundamental en la crítica situación eléctrica de 1992 fue la severa sequía que afectó seriamente la generación eléctrica, ya que Colombia depende casi en un 83% de la hidroelectricidad (1996). Ello no fue acompañado sensiblemente por el PIB, que experimentó un incremento del 4%. Los factores que impulsaron este aumento fueron la mayor inversión y el aumento de los volúmenes físicos de la exportación, no obstante la declinación del precio internacional del café. En cuanto a los sectores productivos que incidieron, cabe citar: el sector de minería e hidrocarburos que registró un repunte en la producción petrolera, facilitado por la entrada en funcionamiento del oleoducto de Magdalena Medio al Atlántico, a fines de 1991, y la ampliación de la capacidad productiva del carbón; las ampliaciones de los sectores de la Construcción y

11 Colombia posee costas en los Océanos Atlántico y Pacífico.

Manufacturas, alentados por la inversión, la disminución de las tasas de interés y la mayor disponibilidad de crédito y recursos prestables para la industria y la vivienda.

Cabe señalar que actualmente (1997), por la influencia del fenómeno del Niño, Colombia vuelve a sufrir una fuerte sequía.

Las tasas de energía eléctrica del período 1992-96 muestran una declinación escalonada del ritmo de crecimiento: 92/93, 12,8%; 93/94, 7,4%, 94/95, 5% y 95/96, 2,3%. La alta tasa inicial puede explicarse por el agregado de la demanda insatisfecha que, en 1992, no pudo ser cubierta por la crisis mencionada, al incremento que normalmente se hubiera producido en ese año.

En cuanto a la declinación de la energía eléctrica durante el período 1993-95, no acompañada por el PIB que mantuvo un ritmo constante alrededor del 6%, puede explicarse parcialmente por la sustitución de energía eléctrica por gas natural y gas licuado de petróleo en el sector residencial. En efecto, en este sector Colombia tuvo la participación más fuerte de Sudamérica en 1991, con el 47,5%, pasando al segundo lugar en 1996, con 45,6%, después de Uruguay. Como puede apreciarse en el Cuadro 1.6 b las tasas 92/93 a 94/95 del Residencial y, en forma ligeramente menos acentuada, las del Industrial acompañaron la declinación de la energía eléctrica total (SP).

Finalmente, en 1996, se observa una disminución paralela de las tasas de EE (2,3%) y PIB (2,2%). Respecto a 1995, todos los sectores que integran el PIB bajaron sus ritmos en 1996, según datos del BID: Agricultura, Silvicultura y Pesca, de 5,2% a 1,4%; Explotación de Minas y Canteras, de 17,8 a 4,7; Manufacturas, de 1% a 2,5% negativo; Construcción, de 5,2% a 0,6% y Comercio, de 5,2% a 0,2%. Como se comentara, durante 1996 se aplicaron políticas de ajuste destinadas a mitigar la inflación.

En lo que hace a la variación relativa de los sectores de consumo eléctrico durante el período, las tasas de crecimiento más fuertes se registraron en los sectores Comercial con 6,3% e Industrial con 4,5% anual medio. El desempeño de los demás sectores se mantuvo por debajo de la media: Residencial, 2,6%; Otros, 1,5%. Las participaciones relativas variaron desde 1991 a 1996, de la siguiente forma: Residencial, de 47,5% a 45,6%; Comercial, de 9,9% a 11,3%; Industrial, de 30,4% a 32% y Otros, de 12,2% a 11,1% (Cuadro 1.7 a).

Ecuador

El mercado eléctrico ecuatoriano está 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 en 230 kV y sus derivaciones en 138 kV y 69 kV.

Alrededor del 50% de la demanda se encuentra concentrada en Quito y Guayaquil. El porcentaje restante se reparte entre diversas zonas y localidades de la costa y del interior del país. El abastecimiento se realiza a través de 17 empresas, 15 de las cuales están integradas.

Ecuador tiene la siguiente interconexión internacional mayor (de 100kV):

- Ipiiales(Co)-Tulcán/Ibarra(Ec); 115/138 kV; 30 MW(113) MW; Operativa (Futura).

La participación de Ecuador en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó el 1,6%, en 1996.

La energía eléctrica para el total nacional en servicio público creció durante el período 1991/96 al 6,1% anual, tasa alrededor de un 33% superior al promedio anual acumulativo sudamericano en igual lapso, (4,6% - Ver Cuadro 1.4 b). El Cuadro 1.5 da una tasa igual, proviniendo de fuente distinta. (INECEL, Plan Maestro de Electrificación. El dato anterior es de CIER).

En relación al PIB y durante el mismo lapso, Ecuador alcanzó un 3,1% anual acumulativo, nivel inferior a la media sudamericana de 3,8%. La elasticidad resultante alcanza al 1,97, para el período.

A través de la observación de la serie histórica de tasas de variación del consumo de electricidad, puede apreciarse que los valores singulares de la serie corresponden, al año 1993, con -0,4% (negativo) y, el máximo al año 1994 con 11,8%. Vinculando estas cifras con las de PIB, la primera corresponde a un valor de 2,5% del PIB (año 1993), cercano al mínimo (2,5%). En cuanto a la segunda, coincide también con el valor máximo del PIB, 4,8%, en el año 1994. Un análisis particularizado de estos años posibilitará la explicación de las singularidades y explicará la dinámica de los sectores productivos.

En los primeros ocho meses de 1992, la escasa disciplina en el gasto fiscal concurrentemente con la proximidad de elecciones presidenciales y la disminución de ingresos fiscales por la caída de precios del petróleo, ocasionaron un sustancial aumento del déficit del sector público. Inmediatamente después de asumir el poder, en agosto, el nuevo gobierno adoptó medidas para corregir esos desequilibrios. Se elevaron marcadamente los precios de los bienes y servicios provistos por el sector público, entre ellos las tarifas eléctricas en más de un 90%. Este fuerte aumento, en la última porción de 1992 puede haber influido el año siguiente, induciendo la disminución operada en el consumo eléctrico, en 1993.

El limitado crecimiento de PIB en 1993 se origina en la caída del precio internacional del petróleo y en el impacto del programa de estabilización adoptado a partir de septiembre de 1992.

Entre los aspectos favorables del comportamiento productivo puede citarse el notable aumento de la producción minera (7,2%) como resultado de explotar más aceleradamente las reservas petroleras, aunque con riesgo creciente por el eventual perjuicio al rendimiento futuro y mayor costo. El incremento de la producción no llegó a compensar la caída de los precios del petróleo. Las manufacturas crecieron al 2,7% superando la tasa económica media, contribuyendo a ello la expansión de las exportaciones a Colombia, como consecuencia de la entrada en vigencia de la Zona de Libre Comercio.

Otros efecto negativo, además de la baja del precio del petróleo, fue la disminución del impulso del sector agropecuario, debido a dificultades en las industrias del banano y del camarón, que tonificaron el sector externo desde los "ochenta". El banano enfrentó la imposición de cuotas por la UE y la aparición de una plaga, la "sigatoka negra". La industria camaronera tuvo problemas de orden climático, de contaminación de las piscinas por agroquímicos y de pérdida de competitividad en los mercados internacionales.

En 1994 cabe destacar la recuperación del crecimiento y el avance del proceso de estabilización, estimulados por la expansión del crédito interno y las exportaciones, el aumento de los salarios reales y el ingreso de capitales externos. Las exportaciones crecieron, principalmente el petróleo, el banano y el café, tanto en volumen como en precio, y el camarón, la pesca y el cacao, fundamentalmente en precio. La demanda

interna también contribuyó, incrementando los sectores de: construcción, transporte, comunicaciones, cemento, hierro, madera y servicios financieros.

Respecto a los ritmos de crecimiento por sector de consumo de electricidad, durante el período 1991/96, los incrementos más fuertes se registraron en Otros (8,5%), Residencial (7,5%) y Comercial (7,1%), todos por encima de la media del conjunto. En cambio, registró un aumento relativamente magro el sector productivo, con un 2,5% para el Industrial.

Paraguay

El mercado eléctrico paraguayo se encuentra integrado en un Sistema Nacional Interconectado, representando las áreas aisladas una área mínima del medio por ciento. Las interconexiones, exclusivamente en 220 kV en el sistema troncal, vinculan los principales centros de generación –Itaipú, Yacyretá y Acaray- con los centros de consumo, existiendo derivaciones en 132 kV y tensiones menores que completan el abastecimiento. Tomando como línea divisoria el Río Paraguay, la Región Oriental al mismo concentra casi la totalidad del mercado y por ende, del sistema interconectado. En la Región Occidental los abastecimientos son aislados, previéndose su interconexión en 220 kV –entre Vallemí y Loma Plata, en centro de esta Región- hacia el año 2002.

En la Región Oriental pueden identificarse subsistemas que, enunciados de norte a sur son: Norte, Central, Este, Metropolitano (que abarca el área de influencia de Asunción) y Sur.

Paraguay tiene cinco interconexiones internacionales mayores, tres con Argentina y dos con Brasil, a saber: Salidas de CH Yacyretá 500/220 kV (800/130 MW), Acaray (Py)-Carlos López (Py)-Posadas (Ar.) 220/132 kV (30 MW); Clorinda-Guarambaré 132/220 kV (80 MW); salidas de CH Itaipú 220/750/CC (6300 MW); Acaray (Py)-Foz de Iguazú (Br) 132 kV (70 MW). Tiene además, dos interconexiones menores: Pedro Juan Caballero (Py)-Punta Porá (Br, Enersul) 69 kV (3 MVA); Vallemí (Py)-Pto. Murtinho (Br, Enersul) 23 kV (3 MVA).

La explotación y expansión del sistema está a cargo de ANDE (Administración Nacional de Electricidad), monopolio estatal integrado.

Paraguay tiene una participación del 0,8% en el consumo de energía eléctrica en servicio público. La demanda eléctrica nacional total creció durante 1991/96 al 8,8% anual, según datos CIER (Cuadro 1.4 b). Si la demanda se circunscribe al Sistema Interconectado Nacional, la facturación a usuarios finales sube al 11,2%. Como se mencionara, ello puede explicarse por la fuerte política desarrollada para la interconexión de localidades aisladas, ampliando la cobertura del Interconectado Nacional, lo que arroja un crecimiento superior para este último. En relación al PIB, durante el mismo lapso, Paraguay tuvo un crecimiento del 2,8%, menor que el promedio sudamericano del 3,8%. Este contraste entre un fuerte crecimiento eléctrico y relativamente bajo incremento del PIB es el resultado de la amplia y económica disponibilidad de fluido eléctrico, frente a la magra existencia nacional de otras fuentes, lo que ha conducido a un acentuado proceso de sustitución de estas últimas por la electricidad. Como consecuencia, la elasticidad energía eléctrica/PIB para el total nacional, arroja un valor sensiblemente alto, del 3,14.

En cuanto a los años de la serie que acusan cierto grado de singularidad, pueden observarse 1992 y 1996, ambos con descensos de los ritmos, tanto de la electricidad como del PIB.

En 1992, el crecimiento del PIB tuvo un ritmo menor, del 1,7%, en tanto el consumo eléctrico disminuyó un 1,1%. Ello fue consecuencia de las condiciones climáticas adversas y de la baja producción industrial. Las severas inundaciones redujeron radicalmente la producción de algodón, sector que comprende principalmente a pequeños agricultores y que alcanza cerca del 21% de la producción agrícola. Esta última tuvo una reducción del 4,1% durante el año. La actividad manufacturera tuvo un incremento nulo durante 1992, pese a la mayor producción de insumos para la industria de la construcción y al aumento de la producción de bienes transables, debido a una tasa cambiaria más competitiva. El sector Comercio redujo su ritmo, pasando de un 4,4% en 1991 a un 0,4% en 1992.

En cuanto al año 1996 también registraron impactos negativos los principales sectores del PIB: Agricultura, Silvicultura y Pesca pasó del 8,1%, en 1995 al 1,3 en 1996; Manufacturas del 3% al 2,2 negativo; Construcción del 4% al 3%; Comercio del 1,6% al 1% negativo.

En lo que hace a la variación relativa de los sectores de consumo eléctrico durante 1991/96 se registraron en los sectores Comercial (16,9%), Residencial (15,3%) e Industrial (9%), reduciéndose Otros, en un -6,9%. Los incrementos de los dos primeros pueden obedecer a la mayor penetración de la electricidad sobre las otras fuentes (ya que la ampliación del interconectado no incide en estos totales de alcance nacional). En cuanto al consumo Industrial, su disponibilidad abundante y económica favorece su incremento, convirtiéndolo a su vez en un promotor de la expansión industrial. Las participaciones relativas variaron entre 1991 y 1996, de la siguiente manera: Residencial, de 33% a 44,1%; Comercial, de 13,5% a 19,3%; Industrial, de 21,7 a 21,9%; Otros, de 31,9% a 14,6% (Cuadro 1.7 a).

Perú

El mercado peruano se concentra fundamentalmente en dos sistemas: el Sistema Interconectado Central - Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SISUR), existiendo, adicionalmente, áreas aisladas de prestación de reducida magnitud.

El SICN cubre la franja costera, desde Marcona en el Sur hasta Piura en el norte, y la zona central, 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, que unió los sistemas preexistentes Sur – Este y Sur – Oeste.

Dada la alternativa próxima de suministro de gas natural para generación eléctrica, desde el yacimiento de Camisea, se estudia la interconexión de los dos sistemas mencionados, conformando así el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Perú tiene una sola interconexión internacional mayor, en proyecto, con Chile: Arica(Ch)-Tacna(Pe), 66kV (10 MW), con convertidor. Respecto a interconexiones menores pueden citarse dos con Bolivia: Desaguadero(Bo)-Zepita(Pe), 22,9kV; Casani(Bo)-Yunguyo(Pe), 22,9kV.

En el SICN operan cinco empresas generadoras que, en 1996, alcanzaron una producción de 11083 GWh, siendo la mayor Electroperú con el 55,3% de la misma, Edegel, 26,7%, Egenor, 13%, y Etevensa y Egecagua, con 2,5% c/u.

Perú tiene una participación del 2,2% en la demanda sudamericana de servicio público. La energía eléctrica (SP) creció durante 1991/96 al 4,1% anual, ritmo algo inferior al del conjunto sudamericano, del 4,6%. El crecimiento del PIB, durante igual lapso, fue del 5,7% anual, superior al medio sudamericano que alcanzó al 4,6%. Consecuentemente, se da un fenómeno similar al de Colombia, con una elasticidad $\Delta EE(SP)/\Delta PIB$ menor que la unidad: 0,72. En 1991/1992, la elasticidad tuvo valor positivo por la declinación conjunta de ambas tasas: consumo eléctrico (SP), -11,5; PIB, -0,9.

El principal factor incidente en la crítica situación eléctrica de 1992 fue la severa sequía, provocada por el fenómeno de “El Niño”, que afectó la generación eléctrica, ya que Perú depende en un 89% de la hidroelectricidad. La fuerte declinación eléctrica fue acompañada por una más suave disminución del PIB.

Según el Informe del BID, además del fenómeno de “El Niño”, influyeron en la recesión el efecto negativo de la sobrevaluación de la tasa de cambio y el alto nivel de las tasas de interés. La contracción del producto fue generalizada. El agro declinó un 5,8% por el mal tiempo, los precios desfavorables y la falta de crédito. La producción pesquera, ya disminuida en 1991, volvió a contraerse debido a los efectos de “El Niño”. Los elevados costos de financiación, una tasa cambiaria desfavorable y la reestructuración del sector de la minería pública antes de su privatización determinaron una contracción del 4,3% en el sector minero. La producción manufacturera también disminuyó como consecuencia de la debilidad de la demanda interna y de la fuerte competencia extranjera, a lo que se sumó el racionamiento de electricidad provocado por la severa sequía. La construcción empero, creció un 3,4% debido a la demanda de vivienda y a un incremento de obras municipales durante el último trimestre.

Las tasas de energía eléctrica del período 1992/96 muestran una declinación escalonada del ritmo de crecimiento: 92/93, 14,5%; 93/94, 11,3%; 94/95, 6,4%; 95/96, 2%. La alta tasa inicial puede explicarse por el agregado de la demanda insatisfecha, que en 1992 no pudo ser cubierta, al incremento normal anual. Durante el mismo lapso, el PIB mostró tres primeras tasa superiores a su media, llegando en 1994 al 13,8%, la tasa más alta registrada en Sudamérica en el lapso, para posteriormente arribar a un valor sensiblemente más bajo en 1995/96, del 2,5%.

En el alto nivel económico alcanzado en 1994 influyeron, según el BID, el crecimiento del 40% en la inversión privada, favorecida por la estabilidad macroeconómica, el incremento del ahorro interno, el flujo sostenido de capitales externos, precios internacionales atractivos que provocaron un aumento del 17,5% en los volúmenes exportados, la pacificación del país en lo político, al disminuir significativamente los atentados terroristas y el manejo prudente de la política monetaria y fiscal. Se observó un crecimiento en todos los sectores productivos: la construcción, el de mayor dinamismo como consecuencia del comportamiento de la inversión privada y de las obras de rehabilitación de la infraestructura pública; la pesca y la producción agropecuaria favorecidas por la mayor estabilidad, las condiciones climáticas, y la ampliación del 16% en la superficie sembrada, en particular, el aumento del 60% en la superficie de algodón, impulsado por el financiamiento directo de las hilanderías a los agricultores y del 35% en la superficie sembrada de arroz, favorecido por la mayor disponibilidad de agua; la industria respondió a la mayor demanda, incrementando la utilización de la capacidad instalada del 55,3% en 1993 al 64,7% en 1994, aún inferior al máximo de 73,9 registrado en 1989. Los rubros industriales más dinámicos fueron: producción de material de transporte, harina de pescado, y alimentos para el mercado interno, contrayéndose sectores en competencia con las importaciones como el caso de artefactos electrodomésticos. La minería creció relativamente poco, 4,6%, debido a la estabilidad en la extracción del petróleo, aún cuando hubo aumentos en la producción minera metálica, en particular hierro y oro.

Finalmente en la declinación del PIB en 1996, inciden principalmente el sector de la construcción, de un 17,2 en 1995, a un -4,6, en 1996 y las manufacturas, de un 4,5% en 1995, a un 2,5%, en 1996, manteniéndose el nivel de la Agricultura, silvicultura y pesca y de la explotación de minas y canteras.

En lo que hace a la variación relativa de los sectores de consumo eléctrico durante el período, la tasa de crecimiento más fuerte se registró en Comercial con 32,2% anual medio. El desempeño de los demás sectores se mantuvo por debajo de la media: Residencial, 0,5%; Industrial, 3,1%; Otros, 1,2% (Cuadro 1.6 b). Las participaciones relativas variaron de 1991 a 1996, de la siguiente forma: Residencial, de 37,9% a 31,7%; Comercial, de 4,4% a 14,7%; Industrial, de 42% a 40% y Otros, de 15,7% a 13,6% (Cuadro 1.7 b).

Uruguay

El mercado eléctrico uruguayo se encuentra integrado en un mercado interconectado que abarca el 99,89% del total nacional, cuyo polo de mayor concentración se localiza en Montevideo y sus alrededores, con aproximadamente el 50% del mismo, repartiéndose el otro 50% entre diversas localidades y zonas de la costa y del interior del país.

El resto no integrado, está compuesto por los sistemas aislados de Cerro de la Vera, La Puente, Las Toscas, Sequeira y Vichadero.

El sistema interconectado se vincula mediante líneas de transmisión de diversas tensiones: 500, 150, 110 y 60 kV.

La explotación y expansión del sistema está a cargo de UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas), monopolio estatal integrado.

Uruguay tiene las siguientes interconexiones internacionales mayores (de 100 kV):

- Anillo de Central Salto Grande (Ar-Ur); 500 kV; 200 MW; Operativa.
- Paysandú(Ur)-Concepción(Ar); 150/132 kV; 100MW; "Stand by"
- Rivera(Ur)-Livramento(Br); 150/230 kV; 70 MW; En ejecución (convertor).
- San Carlos(Ur)-Pte. Medici(Br); 500 kV o CC; 300 MW; Proyecto (convertor).
- Chuy(Ur)-Chui(Br); 150/138; Ampliación en estudio.

Las interconexiones internacionales menores son las siguientes:

- Concordia(Ar)-Salto(Ur); 30 kV, aislación 150 kV.
- Suministro a Cerrillada(Br a Ur); 13,8/23 kV; Operativa.
- Chui(Br)-Chuy(Ur); 15/13,8; 1,5 MW; Operativa.

La participación de Uruguay en la demanda sudamericana es del 1,1%.

La energía eléctrica para el total nacional en servicio público creció, durante el período 1991/96, al 4,8% anual, valor levemente superior a la media sudamericana de 4,6%. (Ver Cuadro 1.4 b).

En relación al PIB y durante el mismo lapso, Uruguay alcanzó un 3,9%, también levemente superior a la media sudamericana de 3,8% (Ver Cuadro 1.2 b). La elasticidad resultante alcanza al 1,23, para el período.

La observación de la serie histórica de tasas de incremento del consumo eléctrico muestra una alternancia anual de valores altos y bajos, tipo “serrucho”. El valor más bajo corresponde a 1992 (2,2%) y el más alto a 1993 (7,8%). A partir de la relación directa con el PIB no es adecuadamente explicable el año 1992, ya que coincide con la tasa más alta del PIB, 7,8%. Probablemente en ello incida que los sectores que más valor agregaron en el año fueran de intensidad eléctrica baja, como se verá a continuación. El año 1993 (PIB, 3,3%) mantiene una relación mayor entre ambas variables, aun cuando no guarde cercanamente las proporciones. A continuación se comentan las coyunturas económicas en ambos años.

En 1992, el PIB de Uruguay tuvo el mayor ritmo de crecimiento desde 1987, estimulado por una fuerte demanda externa y una sustancial afluencia de capitales. La producción agropecuaria se recuperó notablemente debido a los aumentos registrados en los cultivos y en la cría de ganado. Los servicios de hotelería y restaurantes crecieron significativamente como consecuencia del auge turístico, ritmo también extensible a la actividad comercial, en tanto beneficiaria de un incremento en la disponibilidad de importaciones. La producción manufacturera tuvo un crecimiento moderado, principalmente por expansión de las industrias textil y de procesamiento de alimentos, debido en parte a su mayor competitividad. La construcción se recuperó de la disminución del año anterior, debido a la mayor inversión, principalmente en los rubros residencial y comercial.

Como puede apreciarse los sectores de mayor crecimiento fueron de baja intensidad eléctrica: agropecuario, hotelería y restaurantes, textiles y procesamiento de alimentos, y construcción.

En relación al año 1993, la expansión de la producción total fue consecuencia de la expansión de sectores importantes de bienes no transables: construcción, actividad comercial, sector agropecuario. Es posible que el cierre de la refinería de petróleo por remodelación, durante la mayor parte del año, pueda haber inducido alguna sustitución que incrementara el consumo eléctrico.

Respecto a los ritmos de crecimiento por sector de consumo eléctrico, durante el período 1991/96, los incrementos más acentuados se registraron en Comercial (14,5%) y Otros (4,9%), ambos por encima de la media del conjunto. Por debajo se registraron Industrial, con una disminución del -0,2% y Residencial, con el 4,3%. Como resultado de sus diversos ritmos, los sectores variaron en su participación, desde 1991 hasta 1996, según las cifras que se indican: Residencial, del 47,4 al 46,4%; Comercial, del 12 al 18,7%; Industrial, del 26,9 al 21,1%; Otros, del 13,2 al 16,2% (Cuadro 1.7 a).

Venezuela

El Sistema Eléctrico Nacional Venezolano (SENV), se encuentra integrado por siete empresas eléctricas: CADAPE, EDELCA, Electricidad de Caracas, ENELVEN, ENELCO, ELEVAR y ENELVAR, todas ellas verticalmente integradas. Otro conjunto de empresas actúan exclusivamente a nivel de distribución y comercialización y compran energía a las primeras. La vinculación se establece a través de un sistema de transmisión integrado por líneas en 765/400/230 y 115 kV. El consumo, a nivel usuarios finales (facturado) alcanzó a 54.762 GWh.

CADAPE cubre casi la totalidad del territorio venezolano, con casi el 33% del consumo final. EDELCA atiende la zona industrial de Puerto Ordaz, en el oriente del país (industrias del hierro y acero, aluminio, níquel, oro, forestal y otras) y opera las plantas hidroeléctricas de Guri y Macagua, que abastecen casi el 70% del SENV. Su consumo

final representa algo menos del 33% del total. Electricidad de Caracas cubre el área metropolitana y vecinas, de Caracas con aproximadamente el 17% del consumo total. ENELVEN y ENELCO prestan el servicio en la Costa Occidental y Oriental, respectivamente, del Lago de Maracaibo. La última provee parcialmente al sector petrolero. Sus consumos representan el 10% y 3% del total, respectivamente. ENELVAR y ELEVAL son dos empresas que cubren pequeñas regiones en el Noroeste del País y representan el 2,6 y 1,3% del total. El sector petrolero ubicado en el Oriente del país, en particular en la Costa Oriental del Lago Maracaibo, autogenera energía para cubrir gran parte de su demanda, comprando la parte restante al SENV.

Venezuela tiene las siguientes interconexiones internacionales mayores (de 100 kV):

- Cuestecita(Co)-Cuatricentenario(Ve); 230 kV, 150 MW; Operativa.
- Zulia(Co)-La Fría(Ve); 115 kV; 80 MW; Operativa.
- San Mateo(Co)-Corozo(Ve); 230 kV; 150 MW; Operativa.
- Boa Vista(Br)-El Guri(Ve); 230/400 kV; 60 MW(200 MW); En ejecución (Futura).

Posee, además, una única interconexión internacional menor:

- Arauca(Co)-Guasualito(Ve);13,8 kV; Operativa.

La participación de Venezuela en la demanda sudamericana de energía eléctrica, en servicio público, alcanzó el 12,5%.

La energía eléctrica correspondiente al total nacional en servicio público creció durante el período 1991/96 al 3,4% anual acumulativo, valor inferior al promedio sudamericano (4,6%), según datos CIER (Cuadro 1.4 b). El Cuadro 1.5 (fuente nacional) da un valor levemente mayor: 3,5% a.a.

En relación al PIB y durante el mismo lapso, Venezuela alcanzó una tasa del 1,2% anual acumulativo, incremento bajo si se considera que representa aproximadamente un tercio del crecimiento medio del conjunto (3,8)

La observación de las tasas de consumo eléctrico y PIB (Cuadros 1.2 b y 1.4 b) muestra una coincidencia entre máximos (1992) y mínimos (1994) de ambas variables. La elasticidad da un valor de 2,83.

Examinando la incidencia de factores económicos en el año 1992, de valores máximos, surge que los sectores que dinamizaron el crecimiento fueron las manufacturas (7%) y la construcción (16,9%), el comercio, el transporte y las comunicaciones. La expansión se produjo a pesar del estancamiento de la producción petrolera y de la inestabilidad política.

En relación al año 1994, que registra los mínimos en ambas variables, en febrero asumió un nuevo gobierno, luego de un período de inestabilidad, en el cual se sucedieron dos golpes de Estado, la destitución del Presidente y la instalación de un gobierno provisional, lo que incidió negativamente en la actividad económica. Esta se contrajo como consecuencia de la caída del 5,8% del PIB no petrolero, lo cual no pudo compensarse con un crecimiento del 5,7% del PIB petrolero. La contracción económica disminuyó el gasto interno bruto real (en 12,7%) y redujo la inversión interna bruta real (en 25,4%), así como los gastos de consumo, estos últimos como consecuencia de la disminución de los salarios reales y del aumento del desempleo.

Respecto a los ritmos de crecimiento por sector de consumo, durante el período 1991/96, los incrementos más fuertes se registraron en Otros (7,8%), Residencial (5%) y Comercial

(4,9%), todos ellos por encima de la media. El crecimiento más bajo se registró en Industrial, singularmente igual a la media acumulativa del PIB venezolano. Como resultado de sus diversos ritmos, los sectores variaron en su participación, desde 1991 hasta 1996, en las cifras que se indican: Residencial, del 21,2 al 22,8%; Comercial, del 11,6 al 12,4%; Industrial, del 53,9 al 48,4%; Otros, del 13,2 al 16,3% (Cuadro 1.7 a).

1.4. Estructura del Abastecimiento – Año Base 1996

Partiendo de la demanda, la estructura del abastecimiento define, para un mismo lapso y comenzando por el consumo final, las relaciones entre los distintos niveles de energía hasta alcanzar la oferta, en bornes de generador. Por otra parte y a través del factor de carga, establece la relación, para un mismo nivel de medición, entre producción y capacidad demandada que, en términos de prestación eléctrica, implica la relación entre energía y potencia máxima.

La unidad temporal escogida en este caso es el año 1996, período hasta el cual se dispone de registros y, por lo tanto, el antecedente previo real más cercano a los valores futuros comprendidos en la proyección.

La demanda propiamente dicha debería establecerse a nivel de medición de los usuarios finales, ya que esta es, estrictamente, la demanda pura. Los otros niveles de medición, no son función de la demanda, sino de condiciones técnicas tales como pérdidas, consumos propios, etc. las que varían por condiciones, tecnológicas, en general ajenas a los factores incidentes sobre la demanda.

Sin perjuicio de ello y en particular a partir de nuevas condiciones regulatorias que segmentan la cadena eléctrica, frecuentemente la medición, tanto para los registros históricos como para las proyecciones, se establece a niveles del mercado mayorista, no minorista, obviando consecuentemente al usuario final, al menos al cautivo. Así, se denomina demanda neta a la compra de las distribuidoras y usuarios mayoristas y demanda bruta a la venta de los generadores.

A los efectos del presente examen de estructura se han considerado los siguientes niveles para la energía:

- Energía generada (EG): medida en bornes de generador. Incluye consumo propio. (Manteniendo el mismo concepto, en algunos casos a esta denominación se le agrega el calificativo de Bruta: Energía Generada Bruta)
- Energía enviada a la red (EER): incluye la energía medida en barras de salida de central, excluyendo consumo propio, más el saldo de intercambio, en este caso: importaciones menos exportaciones del país que se considera, en el punto de medición de la compra – venta.
- Energía consumida (EC): energía medida a nivel de los usuarios finales, vinculados tanto al mercado minorista como al mayorista. $EC = EER - \text{pérdidas en transmisión y distribución}$.

Respecto a la Potencia, se ha considerado su medición a nivel del Enviado a la red. Consecuentemente, el Factor de carga relaciona energía y potencia a igual nivel de medición, es decir Enviado a la red.

Se han tenido en cuenta dos fuentes de información CIER y los planes o fuentes nacionales.

Los balances electroenergéticos nacionales y el total sudamericano de CIER se incluyen en el Cuadro 1.8. La presentación comprende dos subplanillas que confluyen a un mismo resultado: la oferta a la izquierda, define en la columna central la energía disponible bruta; la demanda, a la derecha, define en la columna central la energía consumida total, cerrando el balance en un mismo valor, tanto para oferta, como para demanda. La energía generada, tanto Servicio Público como Autoproducción, incluye los consumos propios.

El balance es completo en lo que respecta a energía, incluye los totales nacionales tanto interconectados como aislados, tanto servicio público como autoproducción, los rubros son homogéneos en su definición y medición, y no comprende, por su vasto alcance, información sobre potencia. Se ha considerado importante su consideración como elemento referencial y de control y para proveer información sobre algunos coeficientes técnicos, en caso de faltantes o dudas en los planes o fuentes nacionales.

El Cuadro 1.9, también con información de CIER, incluye una interesante apertura complementaria del Cuadro anterior, ilustrando sobre los intercambios internacionales entre países sudamericanos, tanto exportaciones como importaciones, por origen y destino, para el año 1996.

Los planes nacionales han considerado, en la mayoría de los casos, la demanda de los principales sistemas interconectados o interconectables, no incluyendo la de las localidades aisladas, criterio válido para el presente Estudio de interconexiones internacionales. También establecen y proyectan valores de potencia, medidos en general a nivel de Enviado a la Red.

La información de planes o fuentes nacionales para el año 1996, básicamente usada para las previsiones futuras de demanda y oferta se presentan en el Cuadro 1.10. En algunos casos la información se presenta abierta por subsistemas importantes, incluyendo también su suma. Se ha tenido especial cuidado en establecer el Enviado a la Red, nivel en general definible o estimable en todas las proyecciones, tanto en energía como en potencia. El factor de carga alto indicaría países con un grado de industrialización, particularmente electrointensiva o de demanda plana, también alta: Venezuela, 81.1%; Brasil, 76,8%; Chile, 73%. (Cabe señalar que en Brasil se han incluido para los subsistemas, las participaciones simultáneas con la máxima conjunta, no las individuales diversificadas).

Se indica la Energía Disponible Bruta, pero a los efectos del análisis será considerada la Neta, es decir, la Enviada a la Red. En este caso, la Energía Enviada a la Red es igual a la Generada Bruta menos Consumo Propio más Saldo de Intercambio. El consumo propio depende de la tecnología de generación empleada y de la proporción entre generación propia e importación neta. Por esta razón, el mismo será estimado posteriormente a la Demanda, en el Capítulo de Oferta del presente Estudio.

Balances Electroenergéticos Nacionales y Total
Totales Nacionales - Año base: 1996
DATOS CIER

Cuadro 1.8

País	Energía Generada				Exportación	Importación	EDB (a) = ECT (b)	Facturado Usuario Final		Autoproducción	Consumos Propios (Centrales)		Pérdidas (Transporte y distribución)	
	Servicio Público		Autoproducción	TOTAL				(8) GWh	(9) %		(11) GWh	(12) %	(13) GWh	(14) %
	(1) GWh	(2) %												
Argentina	64934	88,8	4811	69745	300	3663	73108	54441	74,5	4811	3762	5,79	10094	15,6
Bolivia	3040	91,7	263	3303	2	13	3314	2667	80,5	263	30	0,99	354	11,7
Brasil	274677	85,5	10000	284677	18	36719	321378	253655	78,9	10000	7253	2,64	50470	16,6
Chile	28175	91,5	2615	30790	0	0	30790	24627	80,0	2615	860	3,05	2688	9,8
Colombia	41890	93,7	2619	44509	8	195	44696	32371	72,4	2619	854	2,04	8852	21,5
Ecuador	9262	98,6	126	9388	0	6	9394	7075	75,3	126	140	1,51	2053	22,5
Paraguay	44542	965,2	98	44640	40025	0	4615	3604	78,1	98	16	0,04	897	19,9
Perú	13267	80,2	3275	16542	0	2	16544	10038	60,7	3275	319	2,40	2912	22,5
Uruguay	6595	99,5	85	6680	352	300	6628	5147	77,7	85	183	2,77	1213	19,1
Venezuela	72680	91,9	6590	79270	195	2	79077	55996	70,8	6590	878	1,21	15613	21,8
TOTAL	559062	94,8	30482	589544	40900	40900	589544	448908	76,1	30482	14295	2,56	95859	17,6

Notas:

(a) EDB : Energía Disponible Bruta = (4) - (5) + (6)

(b) ECT : Energía Consumida Total = (8) + (10) + (11) + (13)

(2) Porcentaje de la Energía Disponible Bruta (de (7))

(12) Porcentaje de la Energía Generada del Servicio Público (de (1))

(14) Porcentaje de la resta entre la Energía Disponible Bruta y el Consumo Propio y la Autoproducción (de (7)-(11)-(10))

El balance de Colombia fue modificado de manera de corresponderse a los valores nacionales provistos. Fuente: ISA.

Intercambios Eléctricos Nacionales (GWh)

Cuadro 1.9

IMPORTACIONES												
E	Países	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
X	Argentina		0	0	0	0	0	0	0	300	0	300
P	Bolivia	0		0	0	0	0	0	2	0	0	2
O	Brasil	5	13		0	0	0	0	0	0	0	18
R	Chile	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
T	Colombia	0	0	0	0		6	0	0	0	2	8
A	Ecuador	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
C	Paraguay	3323	0	36702	0	0	0		0	0	0	40025
I	Perú	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
O	Uruguay	335	0	17	0	0	0	0	0		0	352
N	Venezuela	0	0	0	0	195	0	0	0	0		195
E	TOTAL	3663	13	36719	0	195	6	0	2	300	2	40900
S												

Año base : 1996 - Estructura del Abastecimiento (Excluida autoproducción)
Sistemas Interconectados – Valores registrados

Cuadro 1.10

País		Energía Consumida (Usuarios Finales)	Pérdidas (Transmisión y Distribución)		Energía Enviada a la Red (1)	Demanda de Potencia Máxima	Factor de Carga	Consumo Propio (centrales)		Energía Generada Bruta (2)	Saldo de Intercambio (Import.- Export.)	Energía Disponible Bruta
		GWh	GWh	% de 1	GWh	MW	%	GWh	% de 2	GWh	GWh	GWh
Argentina	MEM		8587	14,0	61334	11180	62,6	2795	4,6	60771	3358	64129
	MEMSP		617	14,0	4406	575	87,5	40	0,9	4446	0	4446
	Sis Tot		9204	14,0	65740	11755	63,8	2835	4,3	65217	3358	68575
Bolivia					2775	540	58,7	71	2,5	2847	0	2847
Brasil	N-NE		9837	16,1	61101	8925	78,2	653	2,6	25106	36648	61754
	S-SE		38483	16,1	239025	35669	76,5	6381	2,6	245406	0	245406
	Sis Tot		48320	16,1	300126	44594	76,8	7033	2,6	270511	36648	307159
Chile	SIC				21987	3497	71,8	437	1,9	22424	0	22424
	SING				5162	747	78,9	385	6,9	5547	0	5547
	Sis Tot				27149	4244	73,0	822	2,9	27971	0	27971
Colombia		32371	9725	23,1	42096	(3)7312	65,7	703	1,6	42284	148	42432
Ecuador		7075	2092	22,8	9167	1753	59,7	140	1,5	9301	6	9307
Paraguay		3582	933	20,7	4515	862	59,8	226	0,5	44766	-40025	4741
Perú	SICN				10817	1774	69,6	266	2,4	11083	0	11083
	SISUR				1338	267	57,2	33	2,4	1371	0	1371
	SIN				12155	2041	68,0	299	2,4	12454	0	12454
Uruguay		5147	1267	19,8	6414	1269	57,7	53	0,8	6454	13	6467
Venezuela		56399	15423	21,5	71822	10104	81,1	709	1,0	72680	(2)-148	72532
TOTAL					541959	84474	73,2	12892	2,3	554485	0	554485

Notas:

Argentina: La Energía Disponible Bruta del MEM contiene la Generación Neta de la Central de Bombeo Río Grande. Se estimó el consumo propio del MEMSP. Pérdidas estimadas en base a CIER. Se supuso que los dos sistemas tienen igual nivel de pérdidas, equivalente al Total Nacional.

Brasil: Las cargas máximas indicadas por Subsistema son coincidentes con la máxima brasileña. Se supuso que los dos sistemas tienen igual nivel de pérdidas, equivalente al Total Nacional.

Perú: Los valores de Energía Generada Bruta y Demanda de Potencia Máxima del SISUR fueron estimados en base a datos de 1995 y ajustados con una tasa de crecimiento de 1.76%, que es el promedio en los últimos años. La potencia máxima corresponde a la suma no simultánea de las tres empresas que generaban ese año. Consumos propios estimados en base a datos CIER. (No incluye autoproducción)

Los saldos de intercambio de Brasil, Argentina y Paraguay fueron ajustados con datos estadísticos de CIER.

(1) Energía Enviada a la Red= Energía Generada Bruta - Consumo Propio + Saldo de Intercambio (2) EGB= EER+CP

(2) Incluye pérdidas. (3) Bruta

1.5. Planes nacionales - Proyecciones de la demanda futura

El presente Capítulo se basa en la documentación proveniente de planes nacionales o de fuentes nacionales, en la que se ha elaborado proyecciones de la demanda futura, individualmente para cada país. La documentación ha sido proporcionada por los representantes en el Grupo de Trabajo de Mercados Mayorista e Interconexiones (GTMMI) de la CIER, a través de su Coordinador.

Se ha controlado la información y completado o estimado niveles faltantes, o lapsos de proyección no cubiertos, a fin de alcanzar el horizonte establecido, del año 2010 con cortes cada cinco años, respetando en lo posible el criterio metodológico original.

En este Capítulo, después de los Cuadros que incluyen los diversos aspectos cuantitativos de la proyecciones de demanda de energía y potencia, se desarrollan reseñas sintéticas por país, sobre los criterios y procedimientos utilizados por cada uno de ellos para establecer su previsión. Se indican los escenarios adoptados, en los casos de proyecciones alternativas y se evalúa, asimismo, el ritmo de crecimiento nacional pronosticado, teniendo en cuenta el comportamiento histórico, criterios metodológicos, e incidencia de factores adicionales futuros justificables, que puedan implicar modificaciones extratendenciales en la demanda futura, calificándolo, de acuerdo a su gradación, en: adecuado o razonable, optimista, pesimista.

Las proyecciones de energía se incluyen en el Cuadro 1.11 a, para los cortes 1996, 2000, 2005 y 2010. Conforme a lo comentado precedentemente, el nivel de la misma es el de Energía Enviada a la Red. Las proyecciones comprenden los Sistemas Interconectados o interconectables significativos, no incluyendo las localidades aisladas de magnitud pequeña ni tampoco la autoproducción sino solamente el Servicio Público, incluyendo el aporte neto de aquellos autogeneradores que proveen a la red pública. Dado que este estudio investiga las posibles interconexiones internacionales, se han tomado como base aquellos sistemas nacionales interconectados con magnitud y posibilidades para viabilizarlas.

En el Cuadro 1.11 b pueden observarse las tasas resultantes de la proyección, por país y para el total sudamericano. Esta última tiene un valor de 4,7% anual acumulativo para todo el período, que contrastado con el histórico (4,6%), parece proyectarse dentro de márgenes razonables. Agrupados los países en tres subconjuntos, mayores, iguales o menores a la tasa del conjunto: tenemos el detalle siguiente:

- Mayores a la tasa del conjunto:

-	Chile:	7,9%
-	Bolivia:	7,1%
-	Colombia:	6,2%
-	Paraguay:	6,2%
-	Ecuador:	6,0%

- Iguales a la tasa del conjunto

-	Argentina:	4,7%
---	------------	------

- Menores que la tasa del conjunto
 - Perú: 4,4%
 - Brasil: 4,3%
 - Venezuela: 3,1%
 - Uruguay: 2,6%

Todos los valores precedentemente mencionados se ilustran en los Gráficos 1.5. a y b. Los diferentes ritmos de crecimiento previstos para cada país modifican su participación en el total sudamericano, con el transcurso del tiempo. En el Cuadro 1.11 c se incluyen dichas participaciones, para los cuatro cortes temporales considerados, las que se ilustran en el Gráfico 1.6.

Cuadro 1.12 se incluyen los valores de Demandas Máximas de Potencia, a nivel de Enviado a la Red, como se mencionara. Para ello se han tenido en cuenta los factores de carga considerados para cada país, cuyos datos se incluyen en el Cuadro 1.13, el que, a su vez, resume el conjunto de datos proyectado.

A continuación se desarrollan las reseñas breves, por cada país:

Argentina

La metodología utilizada para la proyección de la demanda se basa, por una parte, en la aplicación del Modelo MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) que es un módulo del paquete ENPEP (Energy Power Evaluation Program) desarrollado por el Argonne National Laboratory, dependiente del DOE de Estados Unidos, y la International Atomic Energy Agency y, por otra, de un modelo econométrico que regresa la oferta eléctrica destinada al Servicio Público y el PIB, en valores trimestrales.

Para el Modelo MAED, el año base adoptado fue 1996 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010.

Se han planteado tres escenarios socioeconómicos caracterizados principalmente por la evolución prevista para el PIB. En tanto que para 1997 se adoptaron estimaciones oficiales, para el resto de los años se hicieron supuestos.

Las tasas de crecimiento del PIB, adoptadas para los diversos escenarios considerados, han sido 5,6; 4.9 y 3.4% a.a. que corresponden, respectivamente; al de crecimiento alto, medio y bajo.

Para definir las proyecciones de la demanda interna de energía eléctrica se han establecido supuestos de crecimiento sectorial y regional que conducen a la obtención de tres escenarios que prevén el mantenimiento de las tendencias de crecimiento 1990/96, con una participación levemente decreciente del consumo industrial, respecto del total.

Se han considerado las probables evoluciones de las siguientes variables explicativas: ingreso/cápita; consumo/cápita; intensidad energética; grado de electrificación.

Se estimaron evoluciones diferenciadas para los cuatro conjuntos considerados para el país: Mercado Eléctrico Mayorista (Central), MEM Sistema Patagónico, Patagónico Sur y Resto. En los tres escenarios examinados se previó la disminución de pérdidas técnicas a un nivel del 10.8%.

Proyecciones de Demanda Futura por país
Energía Enviada a la Red [GWh]

Cuadro 1.11 a

Pais		Año 1996 (*)	Año 2000	Año 2005	Año 2010
Argentina	MEM	61334	73140	93347	119137
	MEMSP	4406	4951	5602	6338
	Sis Tot	65740	78091	98949	125475
Bolivia		2775	3689	5165	7244
Brasil	N-NE	61101	74066	101160	134605
	S-SE	239025	271271	333914	408515
	Sis Tot	300126	345337	435074	543120
Chile	SIC	21987	30508	45636	68306
	SING	5162	8981	10362	11954
	Sis Tot	27149	39489	55998	80260
Colombia		42096	51631	70738	98231
Ecuador		8455	10635	14106	19106
Paraguay		4515	6077	8331	10490
Perú	SICN	12713	15495	18840	22682
	SISUR	2340	3240	4319	4823
	SIN	15053	18735	23159	27505
Uruguay		6414	7371	8380	9190
Venezuela		71954	81802	96264	109967
Total		544776	642857	816164	1030588

Notas:

- (*) Año 1996: Se aclaran a pie de página los casos de valores registrados. El resto son valores proyectados.
- Argentina: Informe de Prospectiva 1997. Secretaría de Energía. Escenario 2. 1996: Valor Registrado
- Bolivia: Precios Referenciales para el Sistema Interconectado Nacional. 1996: Valor Registrado. 2005 y 2010: Valores estimados con una tasa del 7%.
- Brasil: Plano Decenal de Expansao. 1997-2006. Empresariais do Sector de Energia Elétrica. Se completó la proyección hasta el año 2010 con la tasa promedio correspondiente al período 1997-2006. 1996: Valor Registrado.
- Chile: Se completó la proyección hasta el 2010 con una tasa de crecimiento del 8.4%aa para el SIC y con una del 2.9% para el SING a partir del año 2001.
- Colombia: Plan de Expansión, Generación-Transmisión (1996-2010), Ministerio de Minas y Energía, ISA, UPME. Escenario Medio.
- Ecuador: Actualización del Plan Maestro de Electrificación (1996-2010). Escenario de Mayor Crecimiento.
- Paraguay: 1996: Valor Registrado
- Perú: Plan Referencial 1996. Escenario Medio. Incluye autoproducción.
- Uruguay: 1996: Valor Registrado. Se descontó el consumo propio a toda la serie proyectada según la proporción de 1996.
- Venezuela: Actualización de los Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica (1996-2020). Escenario 1.

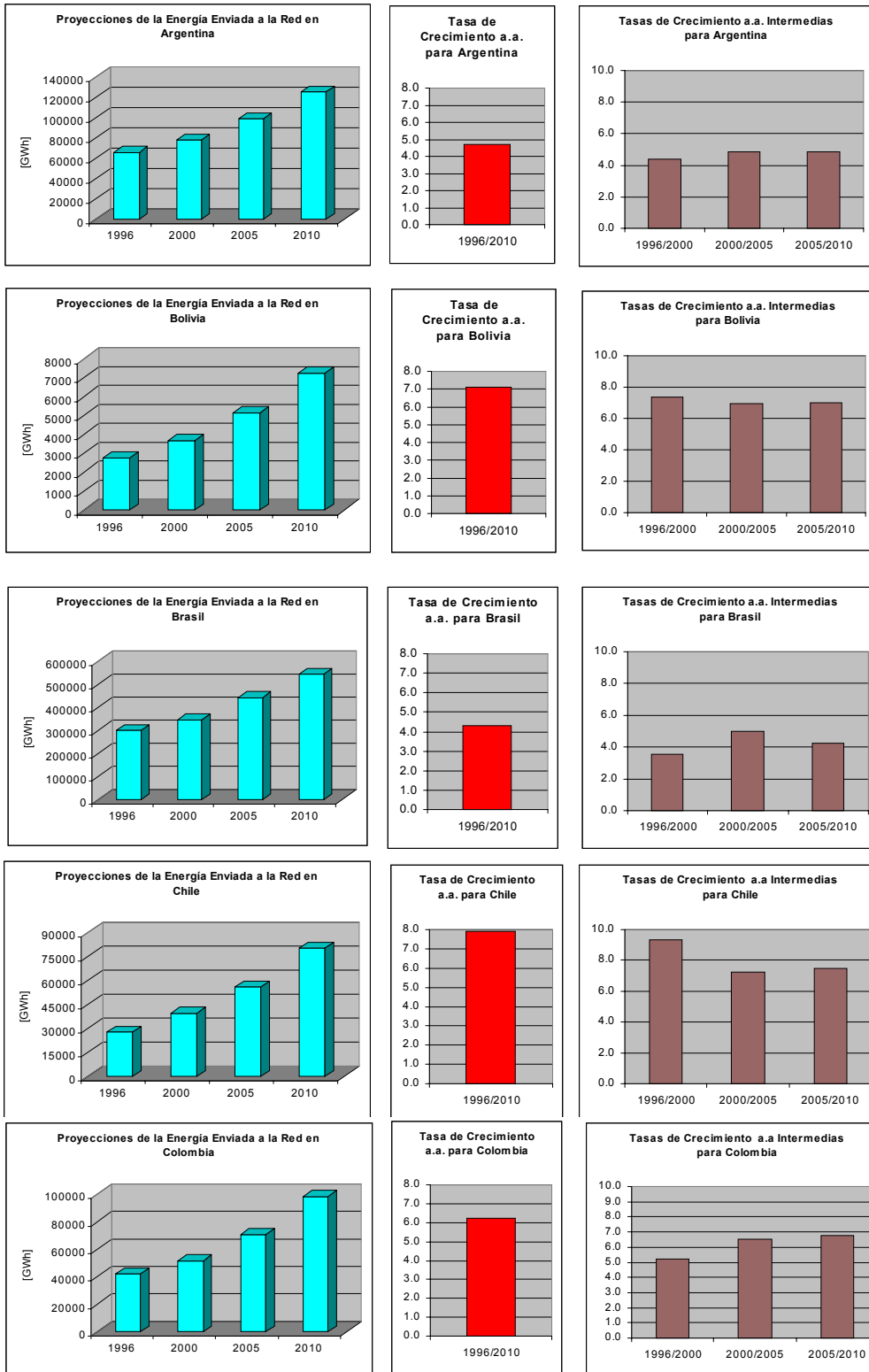
Proyecciones de Demanda Futura por país
Tasas de Crecimiento anuales de la
Energía Enviada a la Red [%]

Cuadro 1.11 b

País		1996/2010	1996/2000	2000/2005	2005/2010
Argentina	MEM	4,9	4,5	5,0	5,0
	MEMSP	2,6	3,0	2,5	2,5
	Sis Tot	4,7	4,4	4,8	4,9
Bolivia		7,1	7,4	7,0	7,0
Brasil	N-NE	5,8	4,9	6,4	5,9
	S-SE	3,9	3,2	4,2	4,1
	Sis Tot	4,3	3,6	4,7	4,5
Chile	SIC	8,4	8,4	8,4	8,4
	SING	5,6	12,7	2,9	2,9
	Sis Tot	7,9	9,3	7,2	7,5
Colombia		6,2	5,2	6,5	6,8
Ecuador		6,0	5,9	5,8	6,3
Paraguay		6,2	7,7	6,5	4,7
Perú	SICN	4,2	5,1	4,0	3,8
	SISUR	5,3	8,5	5,9	2,2
	SIN	4,4	5,6	4,3	3,5
Uruguay		2,6	3,5	2,6	1,9
Venezuela		3,1	3,3	3,3	2,6
Total		4,7	4,2	4,9	4,8

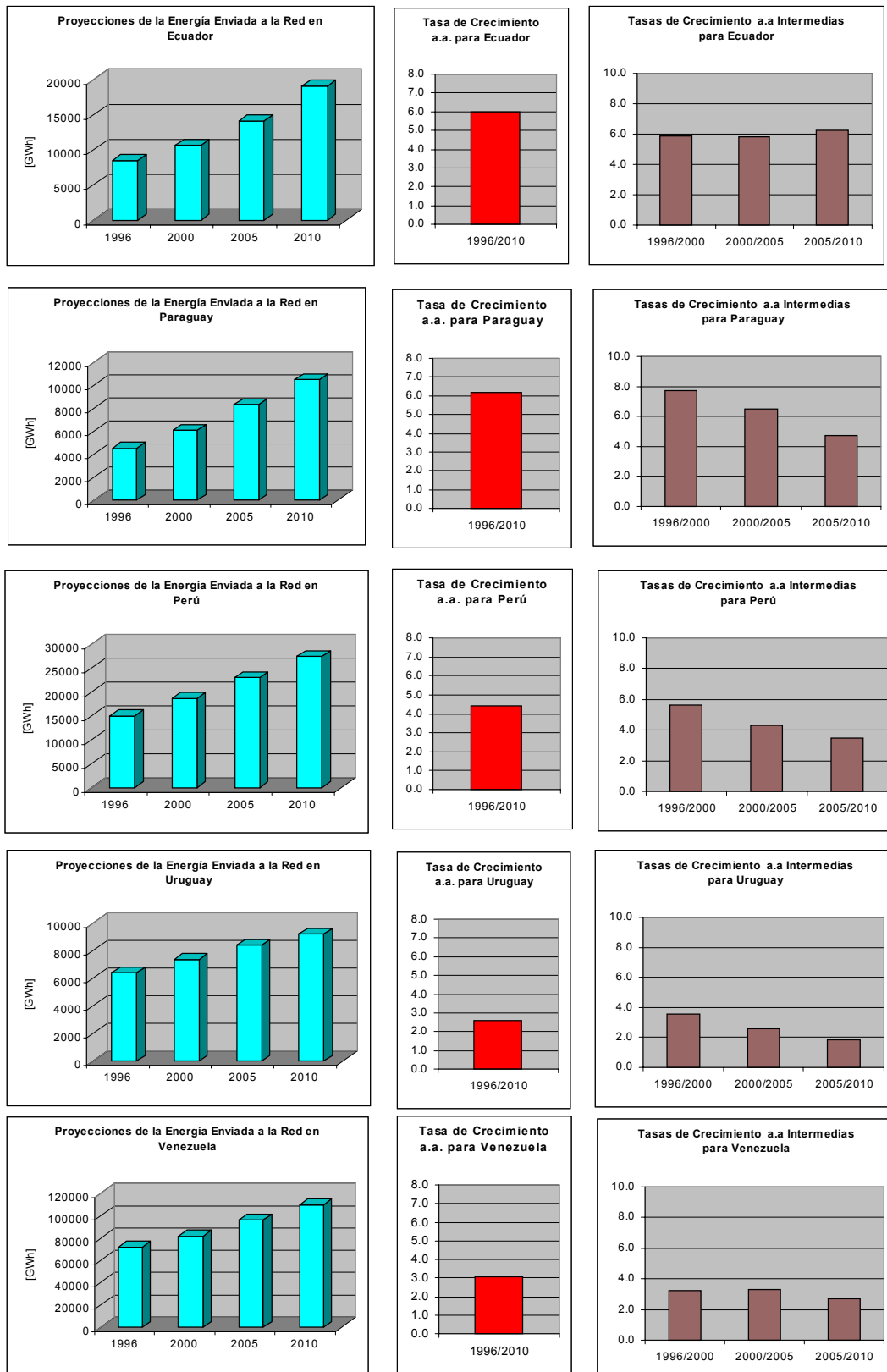
Proyecciones de la Demanda de la Energía y Tasas de Crecimiento

Gráfico 1.5 a



Proyecciones de la Demanda de la Energía y Tasas de Crecimiento

Gráfico 1.5 b

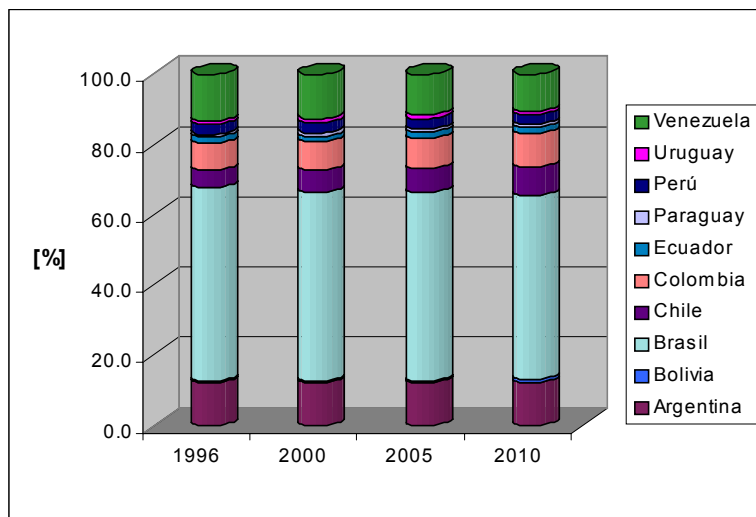


Participaciones Nacionales en las
Proyecciones de Energía Enviada a la Red
Sistemas Interconectados

Cuadro 1.11 c

País	1996	2000	2005	2010
Argentina	12,1	12,1	12,1	12,2
Bolivia	0,5	0,6	0,6	0,7
Brasil	55,1	53,7	53,3	52,7
Chile	5,1	6,1	6,9	7,8
Colombia	7,7	8,0	8,7	9,5
Ecuador	1,6	1,7	1,7	1,9
Paraguay	0,8	0,9	1,0	1,0
Perú	2,8	2,9	2,8	2,7
Uruguay	1,2	1,1	1,0	0,9
Venezuela	13,2	12,7	11,8	10,6
Total	100	100	100	100

Gráfico 1.6



Proyecciones de Demanda Futura por País.
Demanda Máxima de Potencia [MW]

Cuadro 1.12

País		Año 1996	Año 2000	Año 2005	Año 2010
Argentina	MEM	11180	13332	17015	21717
	MEMSP	575	646	732	827
	Sis Tot	11755	13978	17747	22544
Bolivia		540	709	990	1389
Brasil	N-NE	8925	10898	14613	19474
	S-SE	35669	42357	51873	63375
	Sis Tot	44594	53255	66486	82849
Chile	SIC	3497	4831	7227	10817
	SING	747	1206	1391	1605
	Sis Tot	4244	6037	8618	12422
Colombia		7192	8217	11008	15173
Ecuador		1636	2004	2588	3379
Paraguay		862	1119	1484	1842
Perú	SICN	1988	2416	2947	3556
	SISUR	356	504	667	753
	SIN	2344	2774	3433	4094
Uruguay		1269	1462	1593	1763
Venezuela		9943	11363	13323	15241
Total		84379	100918	127270	160696

Notas:

Argentina: Se estimaron las demandas futuras de potencia suponiendo factores de carga constantes para los sistemas MEM y MEMSP individualmente, en todo el período de proyección e igual al correspondiente a 1996.

Chile: Se estimaron las demandas futuras de potencia suponiendo factores de carga constantes para los sistemas SIC y SING individualmente, en todo el período de proyección e igual a las correspondientes a 1996.

Perú: La demanda de potencia del Sistema Total (SICN más SISUR) corresponde a la suma de las demandas no simultáneas.

Las potencias correspondientes al año 1996 de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Paraguay y Uruguay son valores registrados.

Proyecciones de Demanda Futura por País. Cuadro Resumen
Energía Enviada a la Red y Potencia

Cuadro 1.13

Concepto		Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1996												
EER	GWh	65740	2775	300126	27648	42096	8455	4515	15053	6414	71954	544776
FC	%	63,8	58,7	76,8	74,4	66,8	59,0	59,8	73,3	57,7	82,6	73,7
PotMáx	MW	11755	540	44594	4244	7192	1636	862	2344	1269	9943	84379
2000												
EER	GWh	78091	3689	345337	39489	51631	10635	6077	18735	7371	81802	642857
FC	%	63,8	59,4	74,0	74,7	71,7	60,6	62,0	77,1	57,6	82,2	72,7
PotMáx	MW	13978	709	53255	6037	8217	2004	1119	2774	1462	11363	100918
2005												
EER	GWh	98949	5165	435074	55998	70738	14106	8331	23159	8380	96264	816164
FC	%	63,6	59,6	74,7	74,2	73,4	62,2	64,1	77,0	60,1	82,5	73,2
PotMáx	MW	17747	990	66486	8618	11008	2588	1484	3433	1593	13323	127270
2010												
EER	GWh	125475	7244	543120	80260	98231	19106	10490	27505	9190	109697	1030318
FC	%	63,5	59,5	74,8	73,8	73,9	64,5	65,0	76,7	59,5	82,4	73,2
PotMáx	MW	22544	1389	82849	12422	15173	3379	1842	4094	1763	15241	160696

Abreviaturas:

EER : Energía Enviada a la Red

FC : Factor de Carga

PotMáx : Demanda Máxima de Potencia

En el MEM se estructuraron escenarios de crecimiento regional, considerando la existencia probable de demandas extratendenciales, como las de origen minero, previstas principalmente a nivel regional, en especial en la región del Noroeste Argentino (NOA).

Finalmente se consideró para este Estudio el Escenario 2, de demanda intermedia, que arroja para el MEM un crecimiento 1996/2010 del 4,9% (5% para 1998/2010) y que, conjuntamente con el MEMSP, dan una tasa resultante 1996/2010 del 4,7%a.a.

El ritmo histórico reciente de la demanda de energía eléctrica en el MEM (1991/95) ha sido del 6,8%, que tiende a acercarse al 6% si se le suma el MEMSP, por la relativa constancia de la demanda de este último. Comparadas éstas con la tasa resultante para la proyección, del 4,7 para el conjunto, las previsiones parecen razonables aún cuando algo conservadoras. A favor del decrecimiento incide la reducción de pérdidas, y en contra del mismo, las demandas mineras extratendenciales del NOA y Cuyo.

Bolivia

Las proyecciones de energía y potencia presentadas por Bolivia, alcanzan el horizonte del año 2001. Fueron estimadas en base a relaciones Consumo-Producto Interno Bruto y estimaciones que grandes usuarios hicieron de sus propias demandas especiales a mediano plazo. Bolivia presenta un solo escenario para las proyecciones.

A fin de extender la proyección hasta el límite temporal del Estudio, fijado en el 2010, se proyectó la generación de energía con una tasa promedio anual del 7%, para los años restantes. La tasa de crecimiento anual promedio para el período 1995-2000 es de 7,2%, pero tiende a decrecer al final del período, llegando a 6,8% en el 2000, por lo que se supuso razonable la tasa intermedia adoptada para la extensión. Para la evolución futura (2002-2010) de la potencia, se mantuvo constante el factor de carga, previsto al 2001.

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

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

Considerando que la tasa histórica registrada en el período 1991/96 alcanzó al 8,8% a.a. (UF) esta previsión del 7% (EER) parece algo pesimista, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, que no se menciona una disminución de pérdidas, que hubiera justificado cierta reducción del Enviado a la Red.

Brasil

El Plan Decenal de Expansión 1997 – 2006 considera tres escenarios macroeconómicos, de los cuales adopta el 1, intermedio entre los otros dos, que prevé tasas anuales medias de crecimiento del PIB de 4,5%, entre 1997 y 2001, y del 5%, entre el 2002 y el 2006.

Posteriormente define un escenario único de proyección demográfica y asociado al mismo, considerando datos censales y tasa de urbanización, proyecta el número de domicilios.

La proyección tiene en cuenta premisas de conservación de electricidad a alcanzar a través de programas y acciones que busquen una mayor eficiencia y racionalización en el uso de la energía eléctrica, por cada clase de consumo y, principalmente, en el sector industrial. Se interpreta que el potencial de conservación hoy existente en Brasil tiene costos significativamente inferiores a los operados en la expansión del sistema eléctrico y son de alta rentabilidad para el consumidor y para la sociedad.

Las perspectivas de reducción anuales alcanzan a los 36.500 GWh en el 2006.

Adicionalmente se realiza un estudio de grandes consumidores industriales en los rubros; siderurgia, ferroaleaciones, aluminio, soda-cloro, papel y celulosa, petroquímica y cemento.

Con los elementos precedentes y teniendo en cuenta la relación Electricidad/PIB se proyecta el consumo, haciendo previamente un análisis de la autoproducción para desagregarla del Servicio Público.

Por separado se realiza una previsión de las concesionarias del servicio, que se consolida, por una parte por región y, por otra parte por sector de consumo.

Los resultados de la proyección se consignan en los Cuadros 1.11 a y 1.11 b, para los sistemas S-SE y N-NE, alcanzándose una tasa para el período 1996-2010 del 4,3% a.a. para el conjunto. Teniendo en cuenta la tasa histórica registrada del 4,7% anual y la reducción por conservación y uso racional que Brasil se propone para reducir inversiones, el ritmo previsto parece razonable.

Chile

Para la proyección de Chile se consideraron el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En cuanto a los otros dos sistemas chilenos, el de Aysén representa menos del 1% del SIC y su interconexión podría tener algunos problemas por las profundas entradas marítimas y lagos existentes en la zona límite, que contornea parcialmente la Isla de Chiloé. En cuanto al Sistema de Magallanes, de tamaño levemente mayor, su gran distancia al de Aysén, concurrentemente con su magnitud, harían impracticable la interconexión dentro de los plazos temporales que limitan este Estudio.

Los valores resultantes de las proyecciones se incluyen en el documento de la Comisión Nacional de Energía de Chile, "El Sector Eléctrico en Chile" que tiene valores a nivel de Energía Enviada a la Red o Ventas de Energía Eléctrica (Mayoristas) e indica también factores de carga por sistema.

No ha sido posible disponer de la metodología de proyección de demanda, la que no se detalla en el mencionado documento.

La tasa de proyección aplicada al SIC es del 8,4% a.a. constante hasta el 2005, límite de la proyección. La extensión hasta el 2010 se realizó con la misma tasa. En cuanto al SING, las tasas consideradas varían sensiblemente para el 97, 19,3%; 98, 26,2%; 99, 4,2% y 2000, 2,9%. La extensión hasta el 2010 se hizo con esta última tasa. Las altas tasas del período 1997/99 obedecen seguramente a demandas programadas por

ampliaciones o nuevas implantaciones, probablemente mineras, facilitadas por los gasoductos y la línea de transmisión, en construcción o de iniciación prevista a breve plazo, desde el Noroeste argentino.

La tasa resultante para el conjunto alcanza al 7,9%. La tasa histórica dio el 9,5%. Considerando que en la acentuada tasa histórica incidió en buena parte una fuerte transferencia de autoproducción al servicio público, lo que no representa un aumento de la demanda real y, por otra parte que tasas muy elevadas son difícilmente sostenibles en el largo plazo, se considera que la proyección resultante y su ritmo, son adecuados.

Colombia

En la proyección de la demanda eléctrica futura de Colombia se han utilizado metodologías analíticas, econométricas y mixtas que han permitido predecir el orden de magnitud de la tasa de crecimiento en años futuros.

Dentro de las variables consideradas en las proyecciones de demanda se han utilizado estimativos sobre crecimiento económico y de población elaborados por el DNP (Departamento Nacional de Población), 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 han 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 a.a. 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 Res. N° 80 del 94 y suponen la desaparición gradual en cinco años de los subsidios para los estratos 1, 2 y 3, mientras que para los estratos 4, 5 y 6 se planteó dicha desaparición para 1996.

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 las mismas, las pérdidas de energía eléctrica deberían 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.

Como resultado del análisis de los diferentes escenarios planteados anteriormente se definieron tres evoluciones posibles para los requerimientos de energía para el período 1996-2010. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica en los tres escenarios definidos arrojan una franja de proyección para el período 1995-2010, limitada por un máximo crecimiento promedio anual de 6,61% y un mínimo de 4,68%, con un crecimiento esperado de 5,95% anual en el escenario medio.

En el escenario alto, la demanda de electricidad en el año 2010 alcanzaría un valor cercano a 2,5 veces la demanda de 1996. En el escenario medio se tendría en el año 2010 una demanda inferior en 10.000 GWh con respecto al anterior 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. Ellas se vinculan, específicamente, con 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.

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.

Las proyecciones de energía arrojan un valor de tasa media a.a. del 6,2%, contra una tasa histórica del 3,8%. Esta diferencia se acrecienta, si se considera el programa de conservación de energía, el de disminución de pérdidas, el de masificación de gas con su incidencia en la sustitución eléctrica, el de desaparición de subsidios y el hecho de no indicarse situaciones extratendenciales de importancia singular. Teniendo en cuenta las consideraciones precedentes, se estima que la tendencia de la proyección propuesta, es optimista.

Ecuador

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 prevén alcanzar.

En la proyección de 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 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.

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.

- Consumo característico sectorial nacional

La previsión del consumo característico nacional se ha realizado tomando, en consideración, diferentes variables explicativas para los siguientes sectores: residencial (población, viviendas con servicio, etc.), comercial (consumo, crecimiento de abonados, etc.), industrial (consumo industrial y PIB), alumbrado público (consumo específico en relación al número de los abonados residenciales etc.) y el sector otros. Por consolidación de estos sectores se han obtenido las previsiones del consumo total del sector eléctrico a nivel nacional.

El resumen de los resultados presenta dos escenarios de probable evolución de la demanda eléctrica ecuatoriana: Uno de menor crecimiento (4.5% a.a.), y otro de mayor crecimiento (6% a.a.) ambos para el período 1996/2010.

Teniendo en cuenta la metodología utilizada, la evolución de las actividades económicas y el ritmo histórico reciente del consumo eléctrico, que en el período 1991/96 alcanzó una tasa del 6,2%, se considera plausible adoptar el escenario de crecimiento mayor. Se estima que los valores proyectados son razonables.

Paraguay

Las proyecciones de mercado eléctrico fueron elaboradas originalmente para el período 1997 – 2006, siendo posteriormente completadas hasta el 2010, para el presente análisis.

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

En las proyecciones de energía eléctrica para usuarios comunes se han relacionado la población, el número de viviendas y la cobertura eléctrica.

Para población se consideró la proyección elaborada por la Dirección General de Estadística, Encuesta y Censo.

El número de viviendas fue estimado en base a la proyección de población, teniendo en cuenta el promedio de personas por vivienda, que alcanzó a 4,8 personas/vivienda.

Para la cobertura eléctrica, fue utilizada una curva logística a fin de representarla en el lapso de proyección. Los límites supuestos fueron: tasa inicial de cobertura, la verificada en 1996, del 76,1%; tasa de saturación, valor máximo de cobertura a ser alcanzado: escenario alto, 95%; escenario bajo, 90%. Ambas hipótesis serían alcanzadas en el 2010, para sus respectivas proyecciones.

En general, en base al número de clientes y al consumo por cliente fueron proyectados cada uno de los sectores de consumo. Industrial fue desagregado en tres grupos: principales clientes, electrointensivos y demás clientes. Para los últimos, que constituyen un grupo de 8795 usuarios que abarca el 73% de la producción industrial, la previsión fue hecha en bloque considerando el consumo histórico. En cuanto a los dos primeros grupos, la proyección fue elaborada en base a información específica, en lo posible individualizada por usuario. Los sectores Comercial y Otros Consumos, inicialmente consolidados fueron desagregados para el presente Estudio. Algunos consumos fueron proyectados por separado, extratendencialmente, en base a informaciones específicas sobre los mismos. El obrador de Yacyretá fue incorporado a la categoría otros consumos. Obviamente el rubro Exportaciones fue excluido del consumo nacional propio.

La proyección media da una tasa media anual acumulativa para el período 1996/2010 del 6,2% a.a. contra tasas, en el período histórico 1991/1996, de 8,8% para el total nacional y 11, 2 para el Interconectado. No obstante esta diferencia y considerando que uno de los factores más dinámicos, la extensión de la cobertura del servicio en particular el del Interconectado, alcanza su saturación en el período de análisis y que la previsión de electrointensivos es dinámica, se estima que la previsión parece adecuada o levemente conservadora. Por supuesto, la expansión de los electrointensivos depende en gran medida de las políticas tarifarias que se desarrollen respecto de estos, habida cuenta de su alta sensibilidad a los niveles de precio del insumo eléctrico y de que Paraguay dispone de un gran “stock” potencial de electricidad, que actualmente exporta.

Perú

Los estudios de requerimientos de energía y potencia comprenden los sistemas interconectados y los principales sistemas aislados. Dada la posibilidad de suministro de gas natural para generación eléctrica a partir del yacimiento de Camisea, se considera la unificación, en un Sistema Interconectado Nacional, de los actuales subsistemas: SICN y SISUR.

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

- Metodología General

Las proyecciones de demanda eléctrica fueron realizadas a través de técnicas econométricas que correlacionan las ventas de energía con la población, el producto interno bruto y 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 nuevos 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 les 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 les 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.

- 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.

Las previsiones de estas variables se representan a través de distintas tasas de crecimiento, las cuales se muestran en el Anexo de Perú

- 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 solamente 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 informada 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 informada 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. Para el presente Estudio, en particular, se adoptó el escenario medio de las proyecciones

En base a la proyección del factor de carga, se ha obtenido para los sistemas interconectados, la correspondiente proyección de la potencia máxima demandada para los escenarios analizados. Se incluye la proyección de carga máxima del SIN, que como hemos mencionado se conformaría con la interconexión del SICN y el SISUR.

Las tasas de crecimiento para el período histórico 1991/96 fueron del 4,8% (Usuarios finales) y 4,8% (Energía disponible bruta). La tasa del escenario medio de proyección para el período 1996 – 2010 (SICN + SISUR) resulta del 4,4%. Se estima que las hipótesis y valores resultantes de esta proyección son adecuados.

Uruguay

El modelo analítico 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.

Para el sector industrial, la demanda de electricidad se obtiene sobre 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 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, y consumos unitarios. 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 de largo plazo diseñado por el equipo de trabajo del convenio UTE - Universidad se definen en tres niveles: mundial, regional y nacional. Con diferentes aspectos analizados en cada uno. El crecimiento previsto del PBI en el mediano plazo presenta diferentes tasas anuales, que oscilan entre el 2.1% y el 4.1%. Posteriormente, para el crecimiento del PBI en el largo plazo (período 1997 - 2013), las tasas acumulativas anuales resultantes, por escenario económico, han sido, para el de bajo, medio y alto, 1.24, 1.61 y 2.64% a.a. respectivamente.

Finalmente el equipo planificador adoptó para la proyección el escenario 2, cuyas principales características lo ubican como un escenario pesimista en cuanto a las condiciones del crédito no mejoran, la tasa de interés se mantiene aunque con tendencia a la disminución en el largo plazo. En lo comercial, los países industrializados mantienen medidas proteccionistas, existe una leve tendencia a la liberación pero es de carácter selectivo. La inversión extranjera directa se concentra en actividades segmentadas y en los servicios. En lo ambiental: debido a una situación restrictiva en los países centrales existe un traslado de actividades contaminantes a los países subdesarrollados

A nivel Regional 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. A nivel Nacional 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 redistributivos desde la órbita fiscal, a algunos sectores sensibles que se ven afectados por prácticas comerciales proteccionistas.

Dentro del marco socioeconómico adoptado (de crecimiento medio) el equipo planificador ha adoptado un escenario de crecimiento de la demanda eléctrica del 2.6% a.a. entre 1997/2010.

El análisis de la evolución histórica reciente (1991/96) del PIB (3.9%a.a.) y del consumo eléctrico (4.8%a.a.) hacen suponer que el escenario de crecimiento futuro adoptado es pesimista.

Venezuela

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 la empresa 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.

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 exógena 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 que sigue 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

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

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

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 que sigue 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.

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	109697	2,6	125931	2,4
2015	125219	2,7	143442	2,6
2020	138916	2,1	164504	2,8

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

La tasa de crecimiento para el período histórico 1991/96 fue del 3,4%. La resultante para el período 1996/2010, para el Escenario 1, adoptado de la Actualización, es del 3,1%. Se estima que las hipótesis y valores resultantes de esta proyección, son razonables.

2. INFORME DE LA DIVERSIDAD HORARIA Y DE LA ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA

2.1. Análisis de la Diversidad Horaria de la Demanda

Las demandas máximas de los diez países sudamericanos, objeto del presente análisis, no son coincidentes. Ello implica que no acontecen todas ellas en la misma hora, el mismo día y el mismo mes del año. Esta diferenciación en el tiempo de ocurrencia de las máximas, que muestra que las mismas no coinciden en la misma hora sino que se presentan separadamente, manteniendo entre sí intervalos temporales que pueden fluctuar entre una hora y un lapso que no supere el año, es denominada, en este Capítulo, Diversidad Horaria. Ello es independiente de otros conceptos atribuibles al término Diversidad, en otros tipos de análisis, por ejemplo tarifarios.

Si los diez países sudamericanos no están interconectados sino cada uno de ellos está aislado del conjunto restante, el equipamiento requerido por cada uno de ellos, en particular en generación, deberá abastecer la demanda individual máxima de cada uno, más una cierta reserva.

Ello implica que el equipamiento requerido en esta hipótesis deberá cubrir la sumatoria de las máximas nacionales no coincidentes más la sumatoria de diez reservas individuales no compartidas.

En el otro extremo cabe suponer una integración total. En este caso, la máxima demanda de un país podrá coincidir, en la misma hora, con demandas de otros países distintas de sus máximas y, por lo tanto, inferiores a ellas. De ello se infiere que, si la diversidad existe, la sumatoria de las cargas horarias simultáneas de los diez países será inferior a la sumatoria de sus demandas máximas individuales (y no coincidentes). De ello también puede concluirse que si el requerimiento simultáneo es menor que la suma de las máximas no coincidentes, la interconexión podría posibilitar ahorros significativos en equipamientos de generación.

Un concepto complementario es el de disponibilidad. Dado que cada país debe cubrir, al menos, su carga máxima, puede considerarse que en todo momento dicho país dispondrá de una potencia ofertable igual, en cada hora i a la diferencia entre su carga máxima y la carga registrada en la hora i . Definimos como disponibilidad a dicha potencia ofertable. En la hora en que se registra su máxima, la disponibilidad de un país se anula.

Aún cuando lo expresado precedentemente es válido, principalmente para la potencia (más que para la energía) la disponibilidad está sujeta a variables hidrológicas aleatorias, las que tienen incidencia importante en Sudamérica. El análisis hidrológico no forma parte del Estudio de la Demanda, sino de la Oferta, pero sin perjuicio de ello, puede acotarse el riesgo del análisis, acortando la extensión del período que abarca el mismo. Por ello se han considerado períodos de extensión estacional, menores que los anuales.

Un aspecto conceptual adicional reside en que la disponibilidad real no se restringe a la diferencia entre la máxima demanda y la potencia registrada a la hora i , ya que la capacidad de equipamiento debería superar, con cierta holgura, la máxima. Una mínima consideración de este aspecto ha inducido a tener en cuenta en el cálculo, una adición del 5 % de la demanda máxima, a la disponibilidad antes definida, considerando que este es un nivel mínimo de reserva computable. Esta adición figura en las planillas en forma individualizable, de manera que eventualmente pudiera descontarse de no compartirse el criterio.

Es importante comentar que la diversidad entre máximas no sólo ocurre por las diferentes modalidades y características de cada país, que inciden en la configuración de su diagrama, sino también por los diferentes husos horarios en los que están localizados los países, lo que implica un corrimiento relativo de su hora nacional respecto de la de los países restantes.

La extensión territorial de Sudamérica en el sentido Este – Oeste incide en este análisis. El eje mayor en este sentido, abarca un ángulo superior a los 45° de longitud y las horas nacionales, teniendo en cuenta además las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos diferentes: -2, -3, -4, -5, a partir de Greenwich. En caso de diagramas proporcionales, ello implicaría una diferencia o diversidad de cuatro horas entre las demandas máximas más alejadas en el sentido indicado. Cabe aclarar que, para homogeneizar la comparación, se adoptó como referencia el huso horario comprendido en Sudamérica más cercano a Greenwich, inicialmente considerado el -3. Sin embargo, una información posterior, con el análisis casi finalizado, dio cuenta de que Brasil llega a utilizar, también, el huso -2, en la estación de Verano. Dado que la referencia adoptada no invalidaba el análisis, se mantuvo la misma, corriendo lógicamente el diagrama de Verano de Brasil, en una hora.

Ampliando la explicación, entre un huso horario -3 y un huso -5, media una diferencia de 4 horas. Ello significa que, si en el huso -2 son las 12 horas, en el huso -5 son las 9 hs. Si el huso de referencia es el -3, y este registra las 11 horas, las horas coincidentes y correspondientes cargas, en los husos considerados serán: huso -2, 12 horas; huso -3, 11 horas; huso -4, 10 horas; huso -5, 9 horas. Todas las cargas correspondientes a estos husos serán agrupadas en el Cuadro en una misma fila, correspondiente a la misma hora, la que será identificada como hora 11.

2.2. Detalle del análisis efectuado

La información básica solicitada para el procesamiento incluía los diagramas de cargas de días hábiles típicos de cada estación, Verano e Invierno¹², las cargas anuales máximas, los husos horarios nacionales y los cambios de hora estacionales.

Los valores horarios de los diagramas típicos de carga, sin corrimientos por huso horario, para los diez países, se indican en los Cuadros 1.14.a, para invierno y 1.14.b para verano. Variaciones de la información respecto de los pedidos originales se indican a pie de página.

Los valores de los diagramas con los corrimientos por diferencias de husos horarios, se muestran, para 1996, en el Cuadro 1.15.a, para invierno, y 1.16.a, para verano. Se producen corrimientos horarios de hasta cuatro horas entre países, por ejemplo, Brasil (-2) y Perú (-5) durante el verano, respecto a la ubicación relativa de los mismos, visibles en el citado Cuadro. Los husos horarios de cada país se indican en la misma hoja en el ángulo superior izquierdo.

Estos diagramas se reiteran en los tres cortes restantes -2000, 2005 y 2010-en los Cuadros 1.17.a; 1.18 a; 1.19.a; 1.20.a; 1.21.a y 1.22.a. Cabe señalar que cada diagrama nacional ha sido incrementado en igual proporción a la que guarda la relación entre la carga máxima del corte anual que se considera, respecto a la máxima del corte anterior. Ello se indica en los propios Cuadros, definiendo para cada país el factor por el cual se multiplica su diagrama, para el año de corte en cuestión.

12 Mínimamente de los terceros miércoles de enero y julio, salvo feriado.

Estos diagramas se han dibujado en los Gráficos 1.7.a y 1.8.a, en tres aproximaciones, con y sin Brasil y con cinco países de menor tamaño, para poder visualizar el conjunto con tres escalas distintas, adecuadas para cada caso. Los Cuadros se incluyen en todos los cortes, en tanto los Gráficos figuran solamente en el 2010. Este criterio se aplica a todos los Gráficos de este subcapítulo.

En los Cuadros 1.14.c y 1.15.c y Gráficos 1.7.b y 1.8.b pueden apreciarse las estructuras de los diagramas anteriores, expresadas en porcentaje de la máxima, lo que permite su comparación homogénea. En el Gráfico 1.7. por ejemplo, puede apreciarse la diversidad de las diferentes máximas y las particularidades de la configuración del diagrama. En el caso de Venezuela, por ejemplo, se nota un valle elevado por la alta participación industrial, en muchos casos de demanda continua, que incrementa el factor de carga.

En el Cuadro 1.15.b (en la misma hoja que el 1.15.b) se calculan las disponibilidades horarias totales. Ellas surgen por diferencia entre la sumatoria de cargas máximas menos la sumatoria de las cargas simultáneas de los diez países y se indican en la primera columna, A. En la segunda columna, B, se agrega a la disponibilidad anterior, el 5 % de la suma de demandas máximas, conforme a lo antes explicado. Finalmente, en la tercer columna, C, se resta de cada hora, el 5 % de la demanda máxima de los países que registran esta demanda en esa hora. De esta manera, en la hora de máxima carga de un país se anula su posibilidad de contribuir con su disponibilidad, para otros países. (La disponibilidad por demanda se anula automáticamente por la resta y suma simultánea de la máxima. En cuanto a la reserva, se deduce explícitamente el 5 %, antes sumado).

El Cuadro 1.15.d indica la disponibilidad horaria de cada país, incluyendo el 5 % de su máxima, con lo que puede discriminarse la contribución de cada país a la disponibilidad total, en cada hora del diagrama.

En el Gráfico 1.7.d se representa dicha contribución para las 24 horas y en el Gráfico 1.7.d se amplifica el dibujo concentrando la visual exclusivamente en las horas de punta, indicándose, además en barras verticales blancas, las cargas máximas nacionales que se producen en cada hora y la porción de las mismas absorbible por la disponibilidad del resto de los países, en esa misma hora. La disponibilidad total se mide, en cada hora, por la altura u ordenada del bastón integrado por las franjas horizontales de contribución de cada país. Ella puede ser asignada, entre las máximas coincidentes en cada hora, sin exceder el valor total de la ordenada.

En esta última parte del texto, se limitó la explicación a Cuadros y Gráficos del año 1996. La explicación mantiene su validez para todos los otros Cuadros y Gráficos que se reiteran en los demás cortes: 2000, 2005, 2010. Los Cuadros se incluyen en la totalidad de los cortes, en tanto que los Gráficos se consideran en los años extremos 1996 y 2010.

Los valores resultantes para 1996 son: disponibilidad mínima para el invierno, 6092 MW, a las 19 horas (del huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay. El valor similar para verano alcanza a los 6638 MW, a las 21 horas (huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

Los valores similares para el 2010 son: invierno, 11.982 MW a las 19 horas, coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay; verano, 13.512 MW, coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

El presente análisis se ha realizado para un ámbito generalizado comprendiendo los 10 países componentes. Sin embargo, el Estudio permite el examen particularizado de dos cualesquiera de ellos. En efecto, en cualquier hora es posible individualizar las demandas

y las disponibilidades de cada uno. De tal manera se posibilita el análisis inmediato de interconexiones que comprendan desde dos hasta los diez países del conjunto.

Los valores de mínima antes consignados tienen un valor indicativo de la importancia de la inversión que podría llegar a ahorrarse por reducción de equipos de generación, mediante su uso compartido. Ello tiene interés significativo, aún para los países de mayor demanda, como por ejemplo Brasil, que maneja cuidadosamente su financiamiento, dados los fuertes requerimientos de fondos que requiere su expansión, como lo evidencia, por ejemplo su consecuente política conservacionista.

Sin embargo los países más beneficiables son los que registran sus máximas en las horas de mayor disponibilidad y, por otra parte, los de menor demanda ya que, en términos relativos de su demanda máxima, son los que mayor cobertura porcentual obtienen.

A los efectos de ampliar estos conceptos, en los Cuadros que a continuación se indican, para los años 1996 y 2010 y para cada país: su carga máxima; la disponibilidad del resto de países coincidente con su máxima; el porcentaje de su máxima que cubriría dicha disponibilidad.

INVIERNO 1996

Pais	Dem.Máxima	Disp.Resto	% de la Máxima
Argentina	11055	8290	75
Bolivia	407	407	100
Brasil	44594	6092	14
Chile	3988	3988	100
Colombia	6172	6172	100
Ecuador	1556	1556	100
Paraguay	825	825	100
Perú	2180	2180	100
Uruguay	1171	1171	100
Venezuela	10104	9866	98

VERANO 1996

Pais	Dem.Máxima	Disp.Resto	% de la Máxima
Argentina	9449	8028	85
Bolivia	402	402	100
Brasil	41024	7047	17
Chile	3634	3643	100
Colombia	6870	6870	100
Ecuador	1550	1550	100
Paraguay	857	857	100
Perú	2132	2132	100
Uruguay	982	982	100
Venezuela	10104	6638	66

INVIERNO 2010

Pais	Dem.Máxima	Disp.Resto	% de la Máxima
Argentina	21202	16012	76
Bolivia	1047	1047	100
Brasil	82849	11982	14
Chile	11673	11673	100
Colombia	13021	13021	100
Ecuador	3214	3214	100
Paraguay	1763	1763	100
Perú	4007	4007	100
Uruguay	1627	1627	100
Venezuela	15488	15488	100

VERANO 2010

Pais	Dem.Máxima	Disp.Resto	% de la Máxima
Argentina	18121	14986	83
Bolivia	1034	1034	100
Brasil	76216	14468	19
Chile	10637	10637	100
Colombia	14494	14494	100
Ecuador	3201	3201	100
Paraguay	1831	1831	100
Perú	3919	3919	100
Uruguay	1364	1364	100
Venezuela	15488	13512	87

DIAGRAMAS DE CARGA ORIGINALES (sin corrección por huso horario): INVIERNO
Año base 1996

Cuadro 1.14 a

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
1	7427	218	24695	3055	3600	763	421	1421	771	7851
2	7230	205	22824	2868	3433	763	415	1371	688	7900
3	6946	198	21961	2767	3252	725	401	1344	646	7754
4	6965	197	21578	2737	3285	725	399	1336	645	7561
5	7011	203	22441	2727	3163	744	422	1383	654	7803
6	7287	221	23975	2761	3844	863	478	1456	691	8094
7	8268	241	27332	2933	4844	938	466	1527	814	7827
8	8865	259	31504	3314	5201	981	502	1594	905	8433
9	9071	279	34285	3477	5420	1044	525	1720	1000	8530
10	9271	283	35483	3664	5498	1075	535	1740	1049	8530
11	9212	285	36203	3784	5663	1100	558	1790	1051	8675
12	8807	269	34812	3779	5866	1063	543	1756	1046	8772
13	8412	268	33086	3673	5709	1025	527	1713	1013	8821
14	8353	271	35196	3551	5002	1031	561	1661	970	9112
15	8386	268	35963	3565	4655	1044	574	1660	944	9112
16	8323	265	35771	3620	4796	1050	580	1693	925	9112
17	8342	269	36586	3648	4753	1063	583	1706	938	8966
18	9081	331	39943	3695	4791	1119	825	1814	1049	9063
19	10601	407	44594	3949	4387	1556	794	2180	1161	10032
20	11055	402	42101	3988	6043	1538	740	2133	1171	10104
21	10795	379	40087	3921	6172	1400	681	2021	1159	9790
22	10313	353	37401	3932	5655	1206	587	1893	1108	9402
23	9347	290	33805	3667	4764	969	523	1735	1008	8530
24	8941	249	30017	3367	3798	844	484	1600	850	8239
MAXIMAS	11055	407	44594	3988	6172	1556	825	2180	1171	10104

Argentina : Corresponde a la Curva de Carga del MEM (17/07/96) más la Curva Típica de Invierno del MEMSP (Aproximación Gráfica)

Bolivia : Corresponde a una proyección para el día Lunes 14 de Julio de 1997

Brasil : Corresponde al día de máxima carga anual (Septiembre de 1996)

Chile : Corresponde al Miércoles 19 de Junio de 1996. Están sumadas las curvas de los sistemas SING y SIC

Colombia : Corresponde al Miércoles 17 de Julio de 1996

Ecuador : Corresponde al 17 de Julio de 1996

Paraguay : Corresponde a la Curva de Carga Típica de un día hábil de Invierno (1996)

Perú : Corresponde a la curva del Sistema SICN del 17 de Julio de 1997, más las Típicas de un día laborable de invierno de los Sistemas Sur Oeste y Sur Este

Uruguay : Corresponde al 17 de Julio de 1996

Venezuela : Tomada del día de máxima carga del año 1995 (22/11/95), Se ajustó esta curva de carga con la relación de máximas potencias anuales 1996/1995

DIAGRAMAS DE CARGA ORIGINALES (sin corrección por huso horario): VERANO
Año base 1996

Cuadro 1.14 b

Hora/Pais	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
1	7250	194	28069	3094	3469	838	604	1465	660	7851
2	6645	182	25910	2827	3223	838	574	1417	615	7900
3	6484	175	24471	2697	3224	798	557	1390	574	7754
4	6404	174	23367	2635	3211	800	546	1372	560	7561
5	6312	176	24231	2593	3350	775	550	1387	573	7803
6	6245	167	25286	2596	3748	875	523	1399	565	8094
7	6306	180	27302	2640	4444	931	509	1450	603	7827
8	6961	214	31140	2666	5041	988	599	1540	676	8433
9	7585	249	35027	2962	5354	1063	633	1632	719	8530
10	8022	263	36562	3178	5414	1094	640	1663	756	8530
11	8171	267	37666	3340	5610	1125	659	1683	792	8675
12	8234	244	35986	3405	5832	1113	657	1739	797	8772
13	8053	220	34547	3325	5723	1100	667	1729	778	8821
14	7923	232	37186	3272	5239	1103	693	1680	759	9112
15	7971	252	38146	3351	4885	1131	698	1693	735	9112
16	7970	246	37522	3356	4901	1100	686	1662	737	9112
17	8010	249	37186	3373	4967	1106	660	1718	761	8966
18	7882	242	35267	3323	5154	1163	603	1670	758	9063
19	7760	300	34067	3195	5799	1550	601	1909	765	10032
20	7781	402	35746	3070	6870	1538	740	2132	821	10104
21	9359	386	41024	3071	6496	1438	857	2087	982	9790
22	9449	330	39489	3520	5775	1269	818	1976	935	9402
23	8656	259	36466	3634	4915	1063	770	1808	857	8530
24	8039	218	32388	3406	4039	913	713	1677	754	8239
MAXIMAS	9449	402	41024	3634	6870	1550	857	2132	982	10104

Argentina : Corresponde a la Curva de Carga del MEM (17/01/96) más la Curva de Carga Típica de Verano del MEMSP (Aproximación Gráfica)

Bolivia : Corresponde a una proyección para el día Lunes 19 de Enero de 1998

Brasil : Corresponde a un día hábil de Enero (1996)

Chile : Corresponde al día Miércoles 17 de Enero. Están sumadas las curvas de los Sistemas SIC y SING

Colombia : Corresponde al Día 17 de Enero de 1996

Ecuador : Corresponde al Día 18 de Enero de 1996

Paraguay : Corresponde a la Curva de Carga Típica de un día hábil de Verano (1996)

Perú : Corresponde a la curva del Sistema SICN del 29 de Enero de 1997, más las Típicas de un día laborable de verano de los Sistemas Sur Oeste y Sur Este

Uruguay : Corresponde al Día 17 de Enero de 1996

Venezuela : Tomada del día de máxima carga del año 1995 (22/11/95), Se ajustó esta curva de carga con la relación de máximas potencias anuales 1996/1995

Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 1996
INVIERNO

Husos horarios para las curvas de INVIERNO:

País	Huso
Argentina (1)	-3
Bolivia (2)	-4
Brasil (3)	-3
Chile (4)	-4
Colombia (5)	-5

País	Huso
Ecuador (6)	-5
Paraguay (7)	-4
Perú (8)	-5
Uruguay (9)	-3
Venezuela(10)	-4

Cuadro 1.15 a

Cuadro 1.15 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	7427	249	24695	3367	4764	969	484	1735	771	8239	52699
2	7230	218	22824	3055	3798	844	421	1600	688	7851	48529
3	6946	205	21961	2868	3600	763	415	1421	646	7900	46724
4	6965	198	21578	2767	3433	763	401	1371	645	7754	45874
5	7011	197	22441	2737	3252	725	399	1344	654	7561	46322
6	7287	203	23975	2727	3285	725	422	1336	691	7803	48454
7	8268	221	27332	2761	3163	744	478	1383	814	8094	53258
8	8865	241	31504	2933	3844	863	466	1456	905	7827	58904
9	9071	259	34285	3314	4844	938	502	1527	1000	8433	64172
10	9271	279	35483	3477	5201	981	525	1594	1049	8530	66390
11	9212	283	36203	3664	5420	1044	535	1720	1051	8530	67661
12	8807	285	34812	3784	5498	1075	558	1740	1046	8675	66281
13	8412	269	33086	3779	5663	1100	543	1790	1013	8772	64428
14	8353	268	35196	3673	5866	1063	527	1756	970	8821	66492
15	8386	271	35963	3551	5709	1025	561	1713	944	9112	67235
16	8323	268	35771	3565	5002	1031	574	1661	925	9112	66232
17	8342	265	36586	3620	4655	1044	580	1660	938	9112	66801
18	9081	269	39943	3648	4796	1050	583	1693	1049	8966	71078
19	10601	331	44594	3695	4753	1063	825	1706	1161	9063	77792
20	11055	407	42101	3949	4791	1119	794	1814	1171	10032	77234
21	10795	402	40087	3988	4387	1556	740	2180	1159	10104	75397
22	10313	379	37401	3921	6043	1538	681	2133	1108	9790	73307
23	9347	353	33805	3932	6172	1400	587	2021	1008	9402	68027
24	8941	290	30017	3667	5655	1206	523	1893	850	8530	61572

Disponibilidades Totales		
A	B	C
29353	33456	33456
33524	37627	37627
35328	39431	39431
36178	40281	40281
35731	39834	39834
33598	37701	37701
28794	32897	32897
23148	27251	27251
17881	21983	21983
15662	19765	19765
14391	18494	18494
15771	19874	19874
17624	21727	21727
15561	19663	19663
14817	18920	18920
15821	19923	19923
15251	19354	19354
10975	15078	15078
4261	8363	6092
4819	8921	8290
6655	10758	9866
8746	12848	12848
14025	18128	17819
20481	24583	24583

Suma max

MAXIMA	11055	407	44594	3988	6172	1556	825	2180	1171	10104	82052
MÁS 5%	11608	427	46824	4188	6481	1634	866	2289	1230	10609	86155

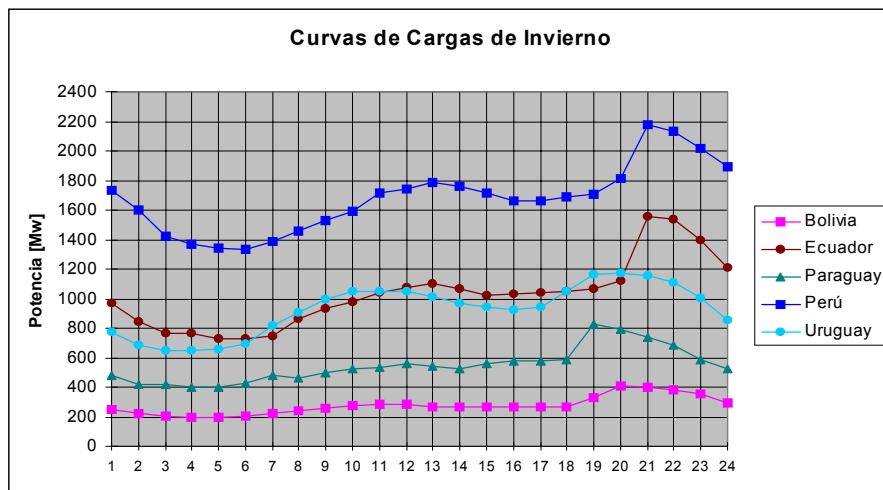
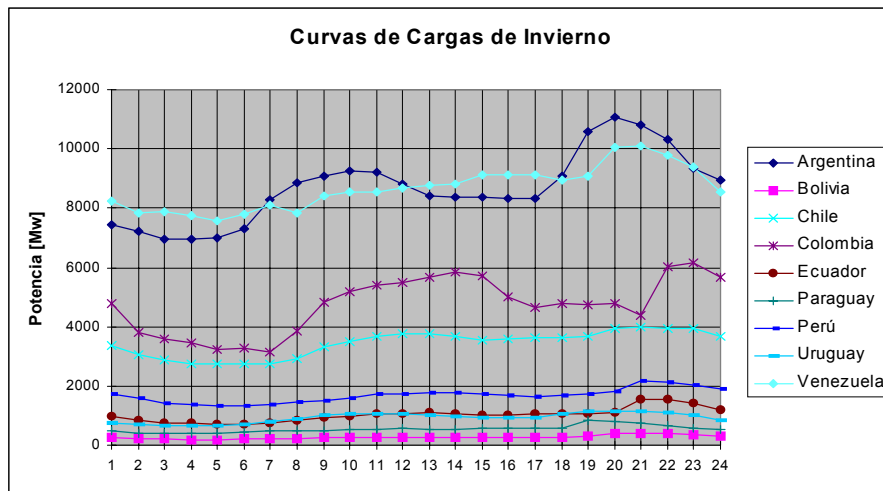
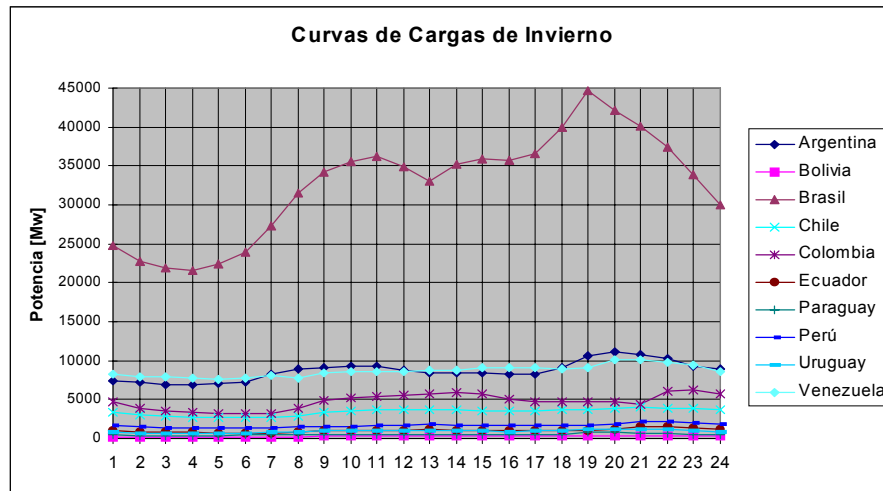
Referencias:

A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.

B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.

C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda)

Gráfico 1.7 a

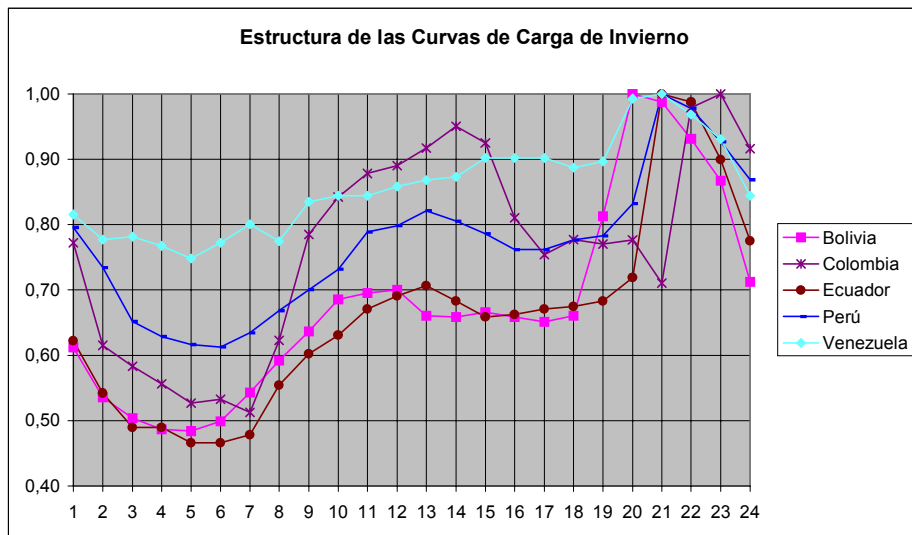
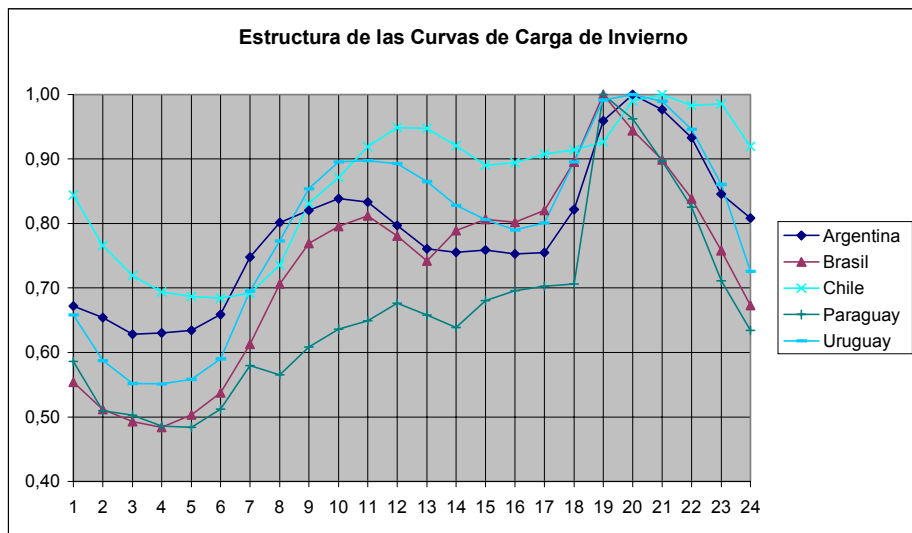
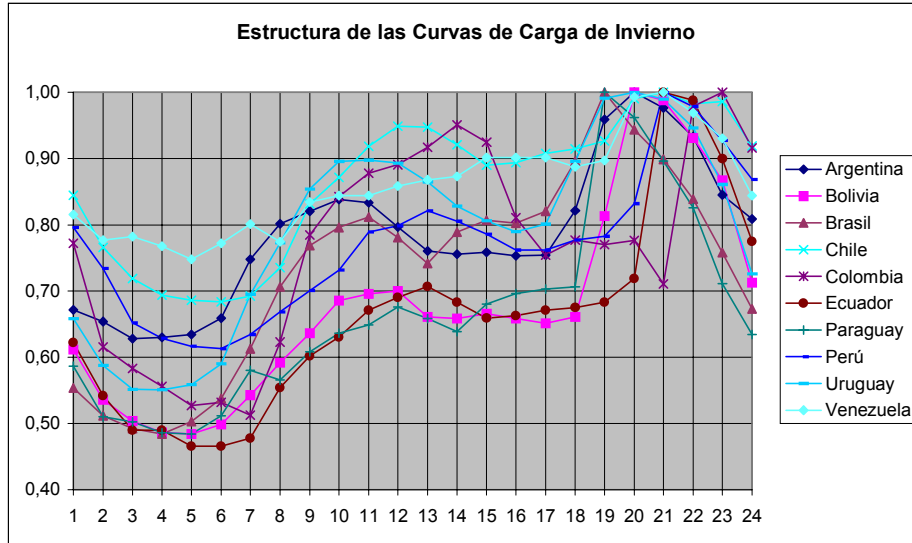


Estructura de las Curvas de Carga: INVIERNO
Año base 1996

Cuadro 1.15 c

Hora/Pais	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
1	0.67	0.61	0.55	0.84	0.77	0.62	0.59	0.80	0.66	0.82
2	0.65	0.54	0.51	0.77	0.62	0.54	0.51	0.73	0.59	0.78
3	0.63	0.50	0.49	0.72	0.58	0.49	0.50	0.65	0.55	0.78
4	0.63	0.49	0.48	0.69	0.56	0.49	0.49	0.63	0.55	0.77
5	0.63	0.48	0.50	0.69	0.53	0.47	0.48	0.62	0.56	0.75
6	0.66	0.50	0.54	0.68	0.53	0.47	0.51	0.61	0.59	0.77
7	0.75	0.54	0.61	0.69	0.51	0.48	0.58	0.63	0.70	0.80
8	0.80	0.59	0.71	0.74	0.62	0.55	0.57	0.67	0.77	0.77
9	0.82	0.64	0.77	0.83	0.78	0.60	0.61	0.70	0.85	0.83
10	0.84	0.69	0.80	0.87	0.84	0.63	0.64	0.73	0.90	0.84
11	0.83	0.70	0.81	0.92	0.88	0.67	0.65	0.79	0.90	0.84
12	0.80	0.70	0.78	0.95	0.89	0.69	0.68	0.80	0.89	0.86
13	0.76	0.66	0.74	0.95	0.92	0.71	0.66	0.82	0.87	0.87
14	0.76	0.66	0.79	0.92	0.95	0.68	0.64	0.81	0.83	0.87
15	0.76	0.67	0.81	0.89	0.92	0.66	0.68	0.79	0.81	0.90
16	0.75	0.66	0.80	0.89	0.81	0.66	0.70	0.76	0.79	0.90
17	0.75	0.65	0.82	0.91	0.75	0.67	0.70	0.76	0.80	0.90
18	0.82	0.66	0.90	0.91	0.78	0.67	0.71	0.78	0.90	0.89
19	0.96	0.81	1.00	0.93	0.77	0.68	1.00	0.78	0.99	0.90
20	1.00	1.00	0.94	0.99	0.78	0.72	0.96	0.83	1.00	0.99
21	0.98	0.99	0.90	1.00	0.71	1.00	0.90	1.00	0.99	1.00
22	0.93	0.93	0.84	0.98	0.98	0.99	0.83	0.98	0.95	0.97
23	0.85	0.87	0.76	0.99	1.00	0.90	0.71	0.93	0.86	0.93
24	0.81	0.71	0.67	0.92	0.92	0.78	0.63	0.87	0.73	0.84

Gráfico 1.7 b



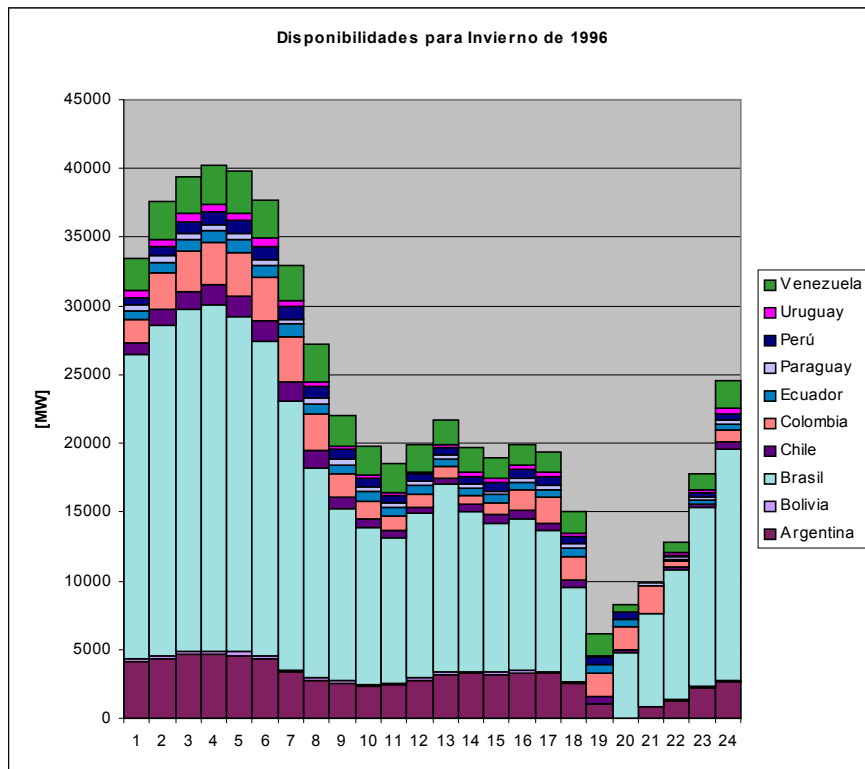
Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW

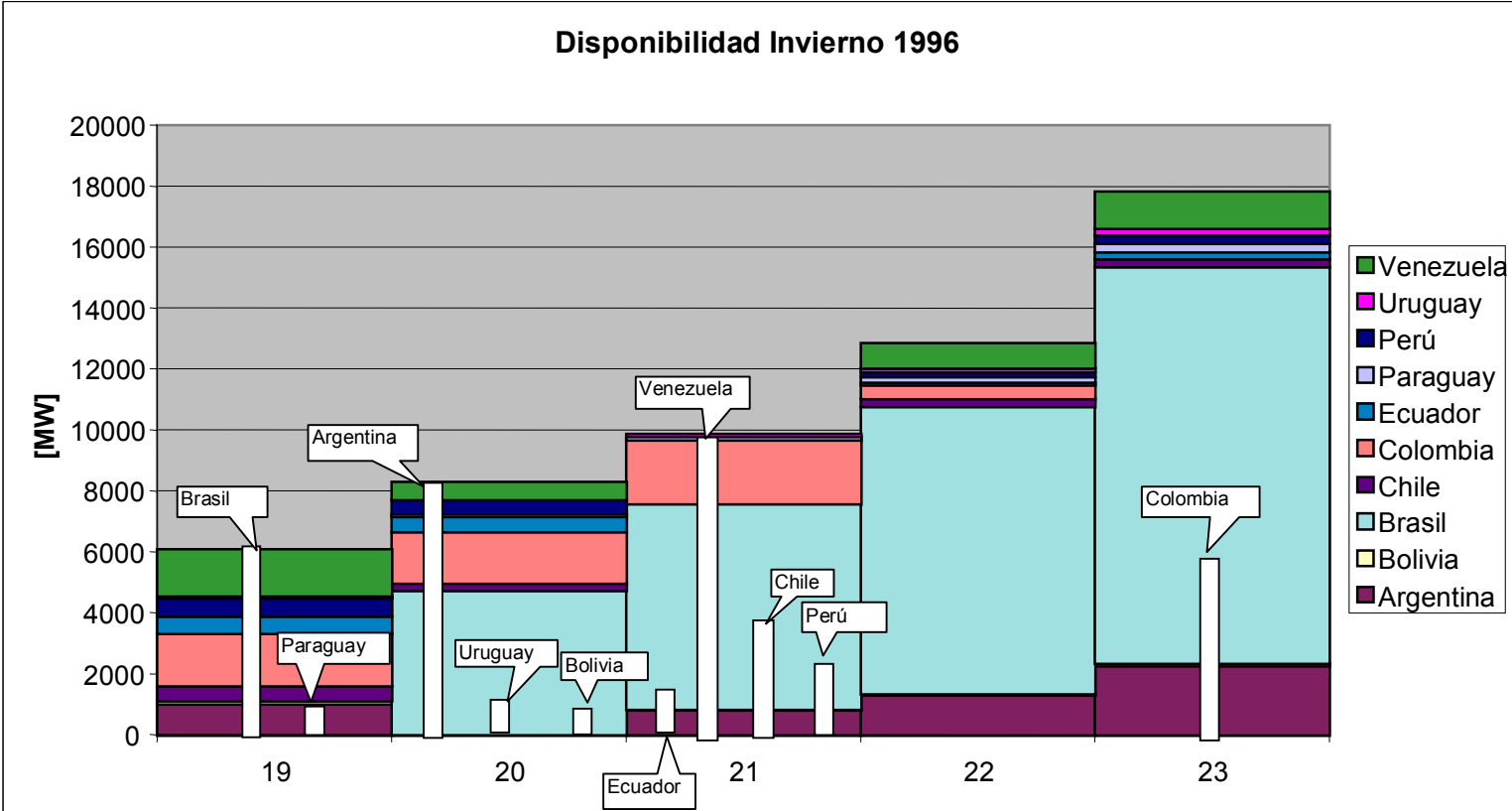
AÑO 1996
INVIERNO

Cuadro 1.15 d

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	4181	178	22129	820	1717	665	383	554	459	2370	33456
2	4378	209	24000	1133	2683	790	446	689	542	2758	37627
3	4662	222	24863	1319	2881	872	452	868	584	2709	39431
4	4643	229	25246	1421	3048	872	465	918	585	2855	40281
5	4597	230	24383	1450	3229	909	467	945	576	3049	39834
6	4321	224	22849	1460	3196	909	444	953	539	2806	37701
7	3340	206	19492	1427	3318	890	388	906	416	2515	32897
8	2744	186	15320	1254	2637	772	400	832	325	2782	27251
9	2538	168	12539	873	1637	697	364	762	230	2176	21983
10	2338	148	11341	711	1280	653	341	694	181	2079	19765
11	2397	144	10621	523	1061	590	331	569	179	2079	18494
12	2801	142	12012	403	983	559	308	548	184	1934	19874
13	3196	158	13738	408	818	534	323	499	217	1837	21727
14	3255	159	11628	515	615	572	339	533	260	1788	19663
15	3222	156	10861	637	772	609	305	575	286	1498	18920
16	3285	159	11053	622	1479	603	292	628	305	1498	19923
17	3266	162	10238	568	1826	590	286	629	292	1498	19354
18	2527	158	6881	540	1685	584	283	596	181	1643	15078
19	1007	96	0	492	1728	572	0	583	69	1546	6092
20	0	0	4723	238	1690	515	72	475	0	577	8290
21	814	25	6737	0	2094	0	127	0	71	0	9866
22	1295	48	9423	266	438	97	185	156	122	819	12848
23	2261	74	13019	256	0	234	279	268	222	1207	17819
24	2668	137	16807	521	826	428	343	396	380	2079	24583

Gráfico 1.7 c





Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 1996
VERANO

Husos horarios para las curvas de VERANO:

País	Huso
Argentina (1)	-3
Bolivia (2)	-4
Brasil (3)	-2
Chile (4)	-3
Colombia (5)	-5

País	Huso
Ecuador (6)	-5
Paraguay (7)	-3
Perú (8)	-5
Uruguay (9)	-3
Venezuela(10)	-4

Cuadro 1.16 a

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
1	7250	218	25910	3094	4915	1063	604	1808	660	8239	53762
2	6645	194	24471	2827	4039	913	574	1677	615	7851	49806
3	6484	182	23367	2697	3469	838	557	1465	574	7900	47532
4	6404	175	24231	2635	3223	838	546	1417	560	7754	47782
5	6312	174	25286	2593	3224	798	550	1390	573	7561	48461
6	6245	176	27302	2596	3211	800	523	1372	565	7803	50593
7	6306	167	31140	2640	3350	775	509	1387	603	8094	54970
8	6961	180	35027	2666	3748	875	599	1399	676	7827	59958
9	7585	214	36562	2962	4444	931	633	1450	719	8433	63933
10	8022	249	37666	3178	5041	988	640	1540	756	8530	66609
11	8171	263	35986	3340	5354	1063	659	1632	792	8530	65790
12	8234	267	34547	3405	5414	1094	657	1663	797	8675	64753
13	8053	244	37186	3325	5610	1125	667	1683	778	8772	67444
14	7923	220	38146	3272	5832	1113	693	1739	759	8821	68517
15	7971	232	37522	3351	5723	1100	698	1729	735	9112	68172
16	7970	252	37186	3356	5239	1103	686	1680	737	9112	67320
17	8010	246	35267	3373	4885	1131	660	1693	761	9112	65139
18	7882	249	34067	3323	4901	1100	603	1662	758	8966	63512
19	7760	242	35746	3195	4967	1106	601	1718	765	9063	65163
20	7781	300	41024	3070	5154	1163	740	1670	821	10032	71755
21	9359	402	39489	3071	5799	1550	857	1909	982	10104	73521
22	9449	386	36466	3520	6870	1538	818	2132	935	9790	71904
23	8656	330	32388	3634	6496	1438	770	2087	857	9402	66057
24	8039	259	28069	3406	5775	1269	713	1976	754	8530	58789

Cuadro 1.16 b

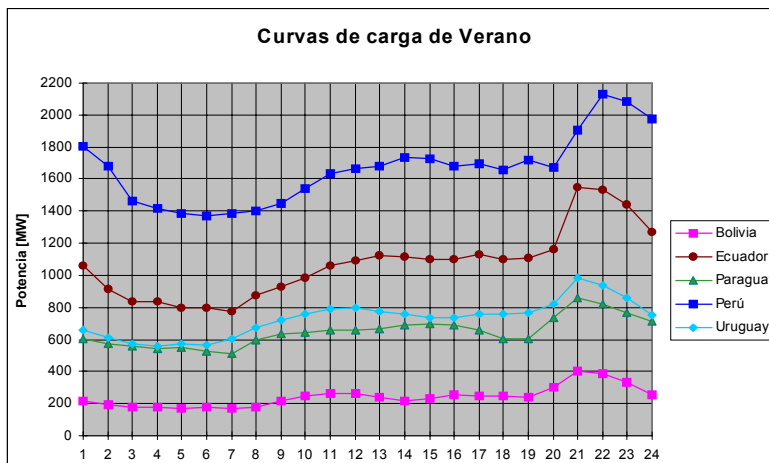
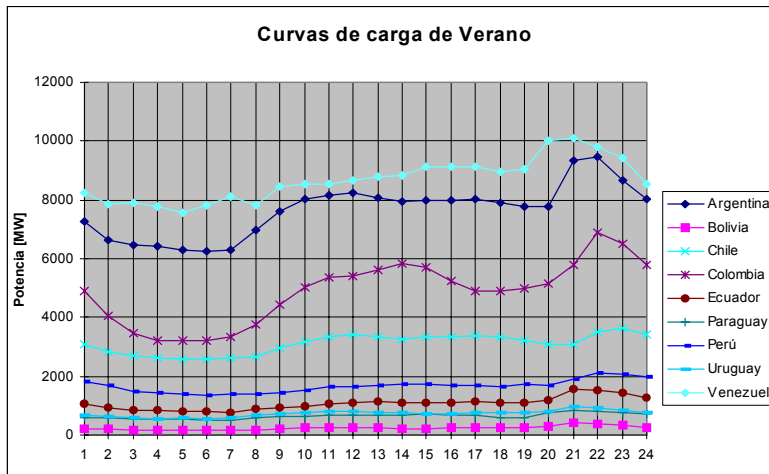
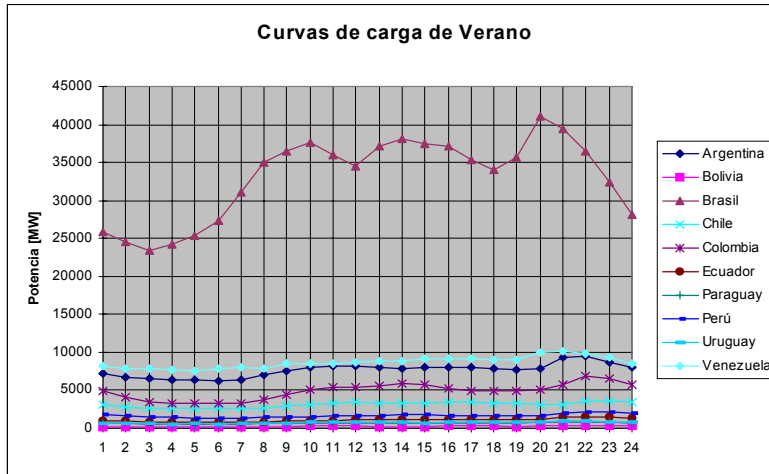
Disponibilidades Totales		
A	B	C
23242	27092	27092
27198	31048	31048
29472	33322	33322
29221	33071	33071
28543	32393	32393
26411	30261	30261
22034	25884	25884
17045	20896	20896
13070	16920	16920
10395	14245	14245
11214	15064	15064
12251	16101	16101
9559	13409	13409
8486	12337	12337
8831	12681	12681
9684	13534	13534
11865	15715	15715
13492	17342	17342
11840	15690	15690
5248	9098	7047
3482	7333	6638
5100	8950	8028
10946	14797	14615
18215	22065	22065

	Sum Max										
MAXIMA	9449	402	41024	3634	6870	1550	857	2132	982	10104	77004
MÁS 5%	9921	422	43075	3816	7214	1628	900	2238	1031	10609	80854

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda)

Gráfico 1.8 a

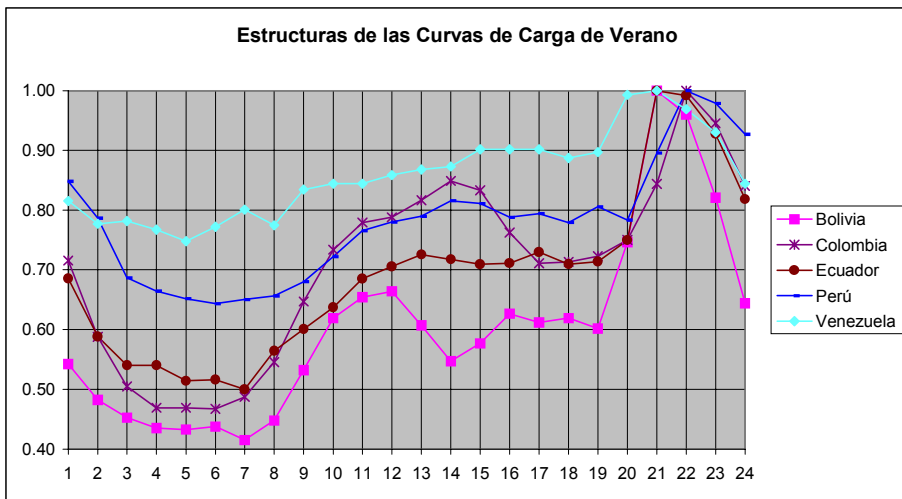
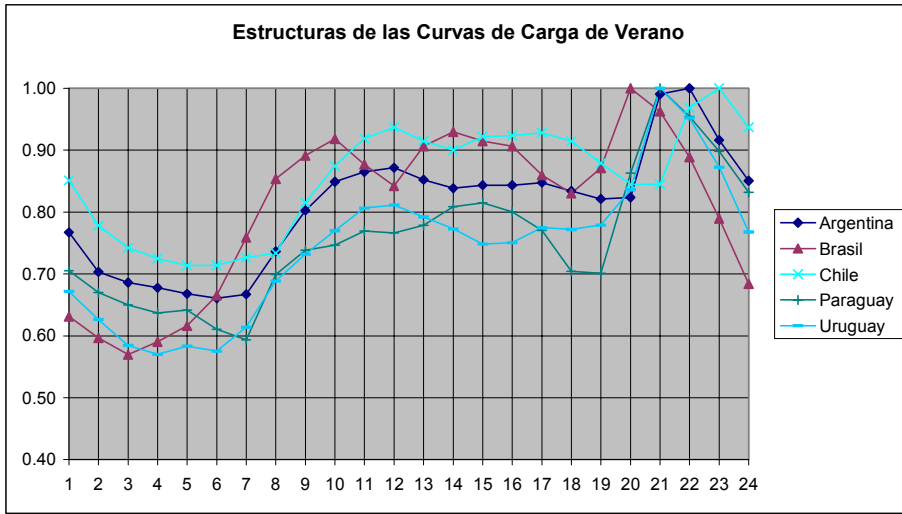
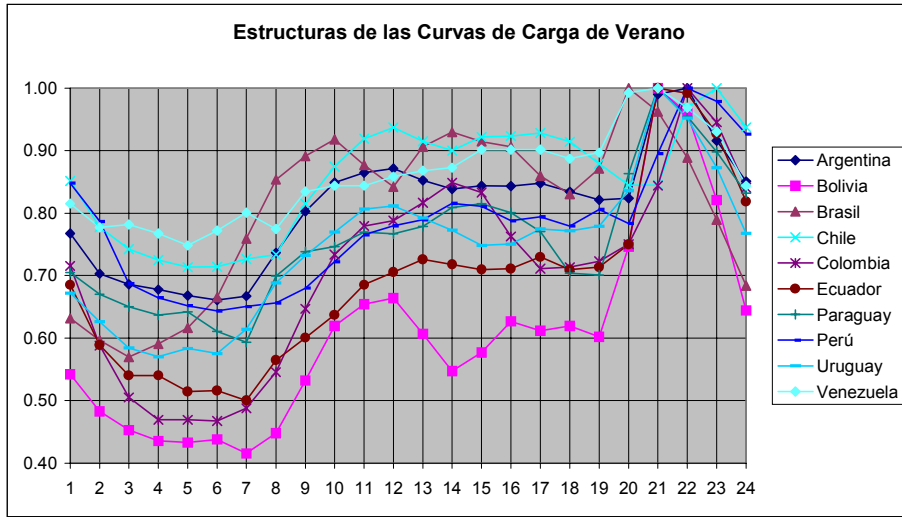


Estructura de las Curvas de Carga: VERANO
Año base 1996

Cuadro 1.16 c

Hora/Pais	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
1	0.77	0.54	0.63	0.85	0.72	0.69	0.71	0.85	0.67	0.82
2	0.70	0.48	0.60	0.78	0.59	0.59	0.67	0.79	0.63	0.78
3	0.69	0.45	0.57	0.74	0.50	0.54	0.65	0.69	0.58	0.78
4	0.68	0.44	0.59	0.72	0.47	0.54	0.64	0.66	0.57	0.77
5	0.67	0.43	0.62	0.71	0.47	0.51	0.64	0.65	0.58	0.75
6	0.66	0.44	0.67	0.71	0.47	0.52	0.61	0.64	0.58	0.77
7	0.67	0.42	0.76	0.73	0.49	0.50	0.59	0.65	0.61	0.80
8	0.74	0.45	0.85	0.73	0.55	0.56	0.70	0.66	0.69	0.77
9	0.80	0.53	0.89	0.82	0.65	0.60	0.74	0.68	0.73	0.83
10	0.85	0.62	0.92	0.87	0.73	0.64	0.75	0.72	0.77	0.84
11	0.86	0.65	0.88	0.92	0.78	0.69	0.77	0.77	0.81	0.84
12	0.87	0.66	0.84	0.94	0.79	0.71	0.77	0.78	0.81	0.86
13	0.85	0.61	0.91	0.92	0.82	0.73	0.78	0.79	0.79	0.87
14	0.84	0.55	0.93	0.90	0.85	0.72	0.81	0.82	0.77	0.87
15	0.84	0.58	0.91	0.92	0.83	0.71	0.81	0.81	0.75	0.90
16	0.84	0.63	0.91	0.92	0.76	0.71	0.80	0.79	0.75	0.90
17	0.85	0.61	0.86	0.93	0.71	0.73	0.77	0.79	0.77	0.90
18	0.83	0.62	0.83	0.91	0.71	0.71	0.70	0.78	0.77	0.89
19	0.82	0.60	0.87	0.88	0.72	0.71	0.70	0.81	0.78	0.90
20	0.82	0.75	1.00	0.84	0.75	0.75	0.86	0.78	0.84	0.99
21	0.99	1.00	0.96	0.85	0.84	1.00	1.00	0.90	1.00	1.00
22	1.00	0.96	0.89	0.97	1.00	0.99	0.95	1.00	0.95	0.97
23	0.92	0.82	0.79	1.00	0.95	0.93	0.90	0.98	0.87	0.93
24	0.85	0.64	0.68	0.94	0.84	0.82	0.83	0.93	0.77	0.84

Gráfico 1.8 b

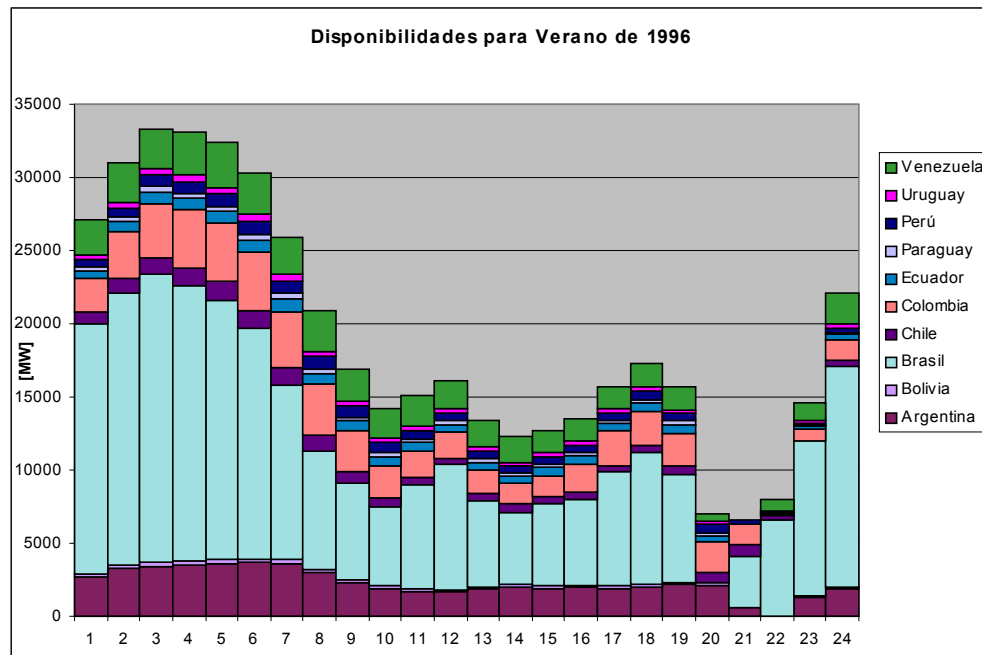


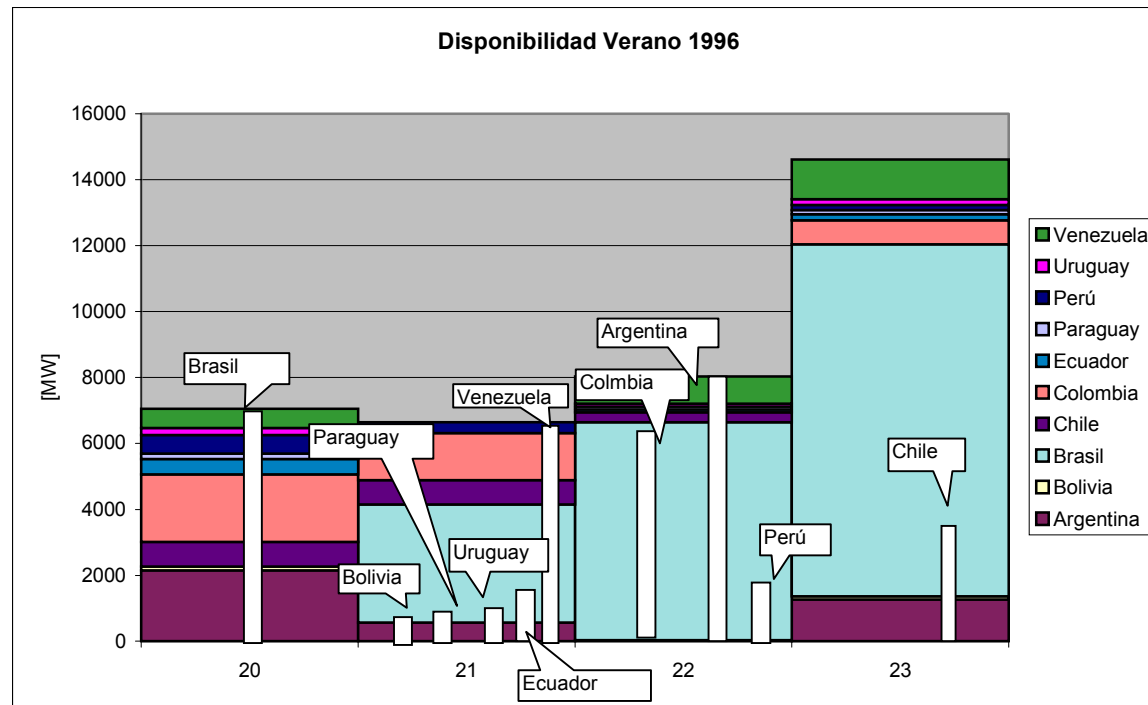
Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW

AÑO 1996 Cuadro 1.16 d
VERANO

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	2671	204	17165	721	2299	565	295	430	371	2370	27092
2	3277	228	18604	989	3175	715	326	561	416	2758	31048
3	3438	240	19708	1118	3745	790	343	774	457	2709	33322
4	3517	247	18844	1181	3991	790	354	822	471	2855	33071
5	3609	248	17789	1222	3990	830	350	849	458	3049	32393
6	3676	246	15773	1220	4003	828	376	867	466	2806	30261
7	3616	255	11935	1176	3864	853	391	852	428	2515	25884
8	2961	242	8048	1150	3466	753	301	839	355	2782	20896
9	2336	208	6513	854	2770	696	267	788	312	2176	16920
10	1899	173	5409	638	2173	640	260	699	275	2079	14245
11	1750	159	7089	476	1860	565	240	606	239	2079	15064
12	1687	155	8528	411	1800	534	243	576	234	1934	16101
13	1868	178	5889	491	1604	503	232	555	253	1837	13409
14	1998	202	4929	544	1382	515	207	500	272	1788	12337
15	1950	190	5553	465	1491	528	201	510	296	1498	12681
16	1951	170	5889	460	1975	525	214	559	294	1498	13534
17	1911	176	7808	443	2329	496	239	545	270	1498	15715
18	2039	173	9008	493	2313	528	296	577	273	1643	17342
19	2161	180	7329	621	2247	521	299	520	266	1546	15690
20	2140	122	0	745	2060	465	160	568	210	577	7047
21	563	0	3586	745	1415	0	0	330	0	0	6638
22	0	36	6609	295	0	90	82	0	96	819	8028
23	1265	92	10687	0	718	190	130	152	174	1207	14615
24	1883	163	15006	409	1439	359	187	263	277	2079	22065

Gráfico 1.8 c





Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 2000
INVIERNO

Cuadro 1.17 a

Cuadro 1.17 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	8831	327	29491	4790	5443	1187	628	2161	888	9416	63162
2	8597	286	27257	4345	4339	1034	546	1993	793	8973	58163
3	8259	269	26226	4080	4113	934	538	1770	744	9028	55963
4	8282	260	25769	3936	3922	934	520	1708	743	8862	54936
5	8337	259	26799	3894	3715	888	518	1674	753	8640	55479
6	8665	267	28631	3879	3753	888	548	1664	796	8917	58009
7	9832	290	32640	3927	3614	911	621	1723	938	9250	63746
8	10541	316	37623	4173	4392	1057	605	1814	1043	8945	70508
9	10786	340	40944	4715	5534	1148	651	1902	1152	9637	76810
10	11024	366	42374	4946	5942	1202	681	1986	1209	9748	79479
11	10954	372	43234	5212	6192	1279	695	2142	1211	9748	81039
12	10473	374	41573	5383	6282	1317	724	2168	1205	9914	79413
13	10003	353	39512	5376	6470	1347	705	2230	1167	10025	77189
14	9933	352	42032	5225	6702	1301	684	2187	1118	10080	79614
15	9972	356	42948	5051	6523	1256	728	2134	1088	10413	80468
16	9897	352	42718	5072	5715	1263	745	2069	1066	10413	79309
17	9920	348	43692	5149	5318	1279	753	2068	1081	10413	80020
18	10798	353	47701	5189	5480	1286	756	2109	1209	10247	85127
19	12606	435	53255	5256	5430	1301	1071	2125	1338	10357	93175
20	13146	534	50278	5618	5474	1370	1031	2260	1349	11465	92525
21	12836	528	47873	5673	5012	1906	960	2715	1335	11547	90386
22	12264	498	44665	5578	6904	1883	884	2657	1277	11188	87797
23	11115	463	40371	5593	7052	1715	762	2517	1161	10745	81495
24	10631	381	35847	5216	6461	1478	679	2358	979	9748	73778

Disponibilidades Totales		
A	B	C
35087	39999	39999
40086	44998	44998
42286	47199	47199
43313	48225	48225
42770	47682	47682
40240	45152	45152
34503	39415	39415
27741	32653	32653
21439	26352	26352
18770	23682	23682
17210	22123	22123
18836	23748	23748
21060	25972	25972
18635	23548	23548
17780	22693	22693
18940	23852	23852
18229	23141	23141
13122	18034	18034
5074	9986	7270
5724	10636	9885
7863	12776	11683
10452	15364	15364
16754	21667	21314
24471	29383	29383

Suma max

MAXIMA	13146	534	53255	5673	7052	1906	1071	2715	1349	11547	98249
MAS 5%	13803	561	55918	5957	7404	2002	1124	2851	1417	12124	103161

Carga 2000	13978	709	53255	6037	8217	2004	1119	2920	1462	11363	87086
Carga 1996	11755	540	44594	4244	7192	1636	862	2344	1269	9943	84379
Factor	1.19	1.31	1.19	1.42	1.14	1.22	1.30	1.25	1.15	1.14	1.03

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda)

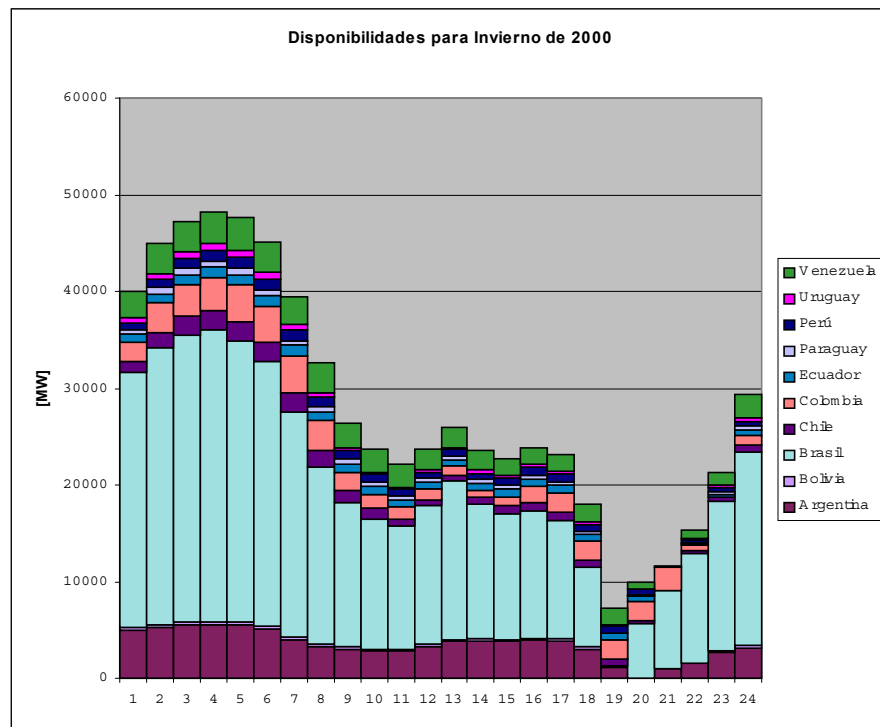
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

**AÑO 2000
INVIERNO**

Cuadro 1.17 c

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	4972	234	26427	1167	1961	815	497	690	528	2709	39999
2	5206	275	28661	1611	3065	968	578	858	624	3152	44998
3	5544	292	29692	1877	3291	1068	586	1081	672	3096	47199
4	5522	301	30149	2021	3482	1068	604	1144	673	3262	48225
5	5466	302	29118	2063	3689	1114	606	1177	663	3484	47682
6	5138	295	27286	2078	3651	1114	576	1187	620	3207	45152
7	3971	271	23277	2030	3790	1091	503	1128	479	2875	39415
8	3263	245	18295	1784	3012	945	519	1037	374	3179	32653
9	3018	221	14974	1242	1870	853	473	949	264	2487	26352
10	2780	195	13543	1011	1462	800	443	865	208	2376	23682
11	2850	190	12683	744	1212	723	430	709	206	2376	22123
12	3330	187	14345	573	1123	685	400	683	211	2210	23748
13	3800	208	16406	581	934	654	419	621	249	2099	25972
14	3870	209	13886	732	702	700	441	664	299	2044	23548
15	3831	205	12970	906	882	746	396	717	329	1712	22693
16	3906	209	13199	885	1689	738	379	783	351	1712	23852
17	3884	213	12226	808	2086	723	371	783	336	1712	23141
18	3005	208	8217	768	1925	715	368	742	208	1878	18034
19	1197	127	0	700	1974	700	0	726	79	1767	7270
20	0	0	5640	339	1930	631	94	592	0	659	9885
21	968	33	8045	0	2392	0	164	0	81	0	11683
22	1540	63	11253	379	500	118	240	195	140	936	15364
23	2688	98	15547	364	0	287	362	334	255	1379	21314
24	3172	180	20071	741	943	524	445	493	437	2376	29383

Gráfico 1.9



Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 2000
VERANO

Cuadro 1.18 a

Cuadro 1.18 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
1	8622	286	30942	4402	5615	1301	784	2253	760	9416	64382
2	7901	255	29224	4022	4615	1118	745	2089	709	8973	59650
3	7710	239	27905	3837	3963	1026	723	1825	661	9028	56917
4	7616	230	28937	3748	3682	1026	708	1765	645	8862	57219
5	7506	228	30197	3689	3683	977	714	1731	660	8640	58027
6	7426	231	32605	3693	3669	980	679	1709	651	8917	60559
7	7498	219	37188	3755	3827	949	660	1728	695	9250	65769
8	8277	236	41830	3793	4282	1072	778	1743	779	8945	71734
9	9020	281	43663	4213	5077	1141	821	1806	828	9637	76489
10	9540	327	44981	4520	5759	1210	830	1918	871	9748	79705
11	9717	345	42975	4751	6117	1301	856	2033	912	9748	78756
12	9792	351	41257	4844	6186	1340	853	2071	918	9914	77524
13	9576	320	44408	4730	6410	1378	866	2097	896	10025	80707
14	9422	289	45555	4654	6663	1363	900	2166	874	10080	81966
15	9479	305	44809	4766	6539	1347	906	2154	847	10413	81565
16	9477	331	44408	4774	5986	1350	891	2092	849	10413	80572
17	9525	323	42117	4798	5581	1386	857	2109	877	10413	77986
18	9373	327	40683	4727	5599	1347	783	2070	873	10247	76031
19	9228	318	42689	4545	5675	1355	780	2140	881	10357	77968
20	9253	394	48992	4368	5889	1424	960	2081	946	11465	85770
21	11128	528	47159	4369	6625	1899	1112	2378	1131	11547	87876
22	11236	507	43548	5008	7849	1883	1062	2656	1077	11188	86014
23	10293	433	38678	5169	7422	1761	999	2599	987	10745	79088
24	9559	340	33521	4845	6598	1554	925	2461	869	9748	70420

Disponibilidades Totales		
A	B	C
27737	32343	32343
32469	37075	37075
35202	39808	39808
34900	39506	39506
34092	38698	38698
31560	36166	36166
26349	30955	30955
20384	24990	24990
15630	20236	20236
12414	17020	17020
13363	17968	17968
14594	19200	19200
11412	16018	16018
10153	14759	14759
10554	15160	15160
11547	16153	16153
14133	18739	18739
16088	20694	20694
14151	18757	18757
6349	10955	8505
4243	8849	8038
6105	10711	9624
13031	17637	17379
21698	26304	26304

	Sum Max										
MAXIMA	11236	528	48992	5169	7849	1899	1112	2656	1131	11547	92119
MAS 5%	11798	554	51441	5428	8242	1994	1168	2789	1188	12124	96725

Carga 2000	13978	709	53255	6037	8217	2004	1119	2920	1462	11363	87086
Carga 1996	11755	540	44594	4244	7192	1636	862	2344	1269	9943	84379
Factor	1.19	1.31	1.19	1.42	1.14	1.22	1.30	1.25	1.15	1.14	1.03

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda)

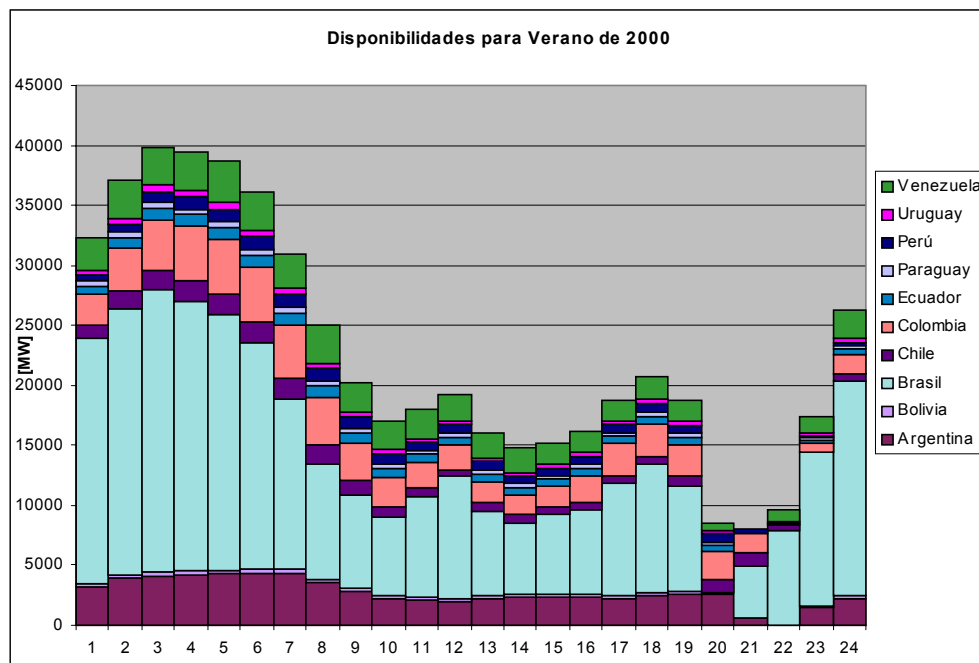
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

**AÑO 2000
VERANO**

Cuadro 1.18 c

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	3176	268	20499	1026	2626	692	383	536	428	2709	32343
2	3896	299	22217	1406	3627	876	423	699	479	3152	37075
3	4088	315	23536	1591	4278	968	445	964	527	3096	39808
4	4182	324	22504	1680	4559	968	460	1024	543	3262	39506
5	4292	326	21244	1739	4558	1017	454	1057	528	3484	38698
6	4372	323	18837	1735	4573	1014	489	1080	537	3207	36166
7	4300	335	14253	1673	4414	1044	508	1061	493	2875	30955
8	3521	318	9611	1635	3959	922	390	1045	409	3179	24990
9	2778	273	7778	1214	3164	853	347	982	360	2487	20236
10	2258	227	6460	908	2482	784	338	870	317	2376	17020
11	2081	209	8466	677	2125	692	312	755	275	2376	17968
12	2006	204	10185	584	2056	654	315	717	270	2210	19200
13	2221	234	7033	698	1832	616	302	692	292	2099	16018
14	2376	265	5887	774	1578	631	268	622	313	2044	14759
15	2319	250	6632	662	1703	646	262	635	341	1712	15160
16	2320	223	7033	654	2256	643	277	696	339	1712	16153
17	2273	231	9325	629	2660	608	311	679	311	1712	18739
18	2425	227	10758	701	2642	646	385	719	315	1878	20694
19	2570	236	8753	883	2567	638	388	648	307	1767	18757
20	2545	160	0	1060	2353	570	208	708	242	659	8505
21	669	0	4283	1059	1616	0	0	411	0	0	8038
22	0	47	7893	420	0	110	106	0	111	936	9624
23	1505	121	12763	0	820	233	169	189	201	1379	17379
24	2239	214	17921	582	1644	439	242	327	319	2376	26304

Gráfico 1.10



**Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW**

**AÑO 2005
INVIERNO**

Cuadro 1.19 a

Cuadro 1.19 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	11213	457	36818	6838	7292	1532	833	2674	968	11040	79664
2	10916	400	34029	6203	5813	1335	724	2467	864	10520	73270
3	10487	376	32742	5824	5510	1206	714	2191	811	10585	70446
4	10515	363	32171	5619	5255	1206	690	2113	810	10391	69132
5	10585	361	33458	5559	4977	1147	687	2072	821	10131	69798
6	11001	372	35745	5538	5028	1147	727	2060	867	10455	72941
7	12483	405	40750	5606	4841	1177	824	2132	1022	10845	80085
8	13383	442	46970	5957	5884	1364	803	2245	1136	10488	88672
9	13694	475	51116	6730	7414	1483	864	2354	1255	11300	96685
10	13996	512	52902	7060	7961	1552	904	2458	1317	11430	100092
11	13907	519	53976	7441	8296	1651	922	2651	1319	11430	102111
12	13297	523	51902	7685	8415	1701	960	2683	1313	11624	100103
13	12701	493	49329	7674	8668	1740	935	2760	1272	11754	97325
14	12612	491	52474	7458	8978	1681	907	2707	1218	11819	100345
15	12661	497	53618	7211	8738	1621	966	2642	1185	12209	101348
16	12566	491	53332	7240	7656	1631	988	2560	1161	12209	99834
17	12594	486	54547	7350	7125	1651	999	2560	1177	12209	100698
18	13710	493	59552	7407	7341	1661	1003	2610	1317	12014	107108
19	16005	607	66486	7503	7275	1681	1420	2630	1457	12144	117209
20	16691	746	62769	8020	7333	1770	1367	2797	1470	13443	116405
21	16297	737	59766	8098	6715	2462	1273	3361	1455	13539	113703
22	15570	695	55762	7963	9249	2432	1172	3288	1391	13118	110641
23	14112	647	50400	7984	9447	2215	1011	3116	1265	12598	102796
24	13498	532	44753	7446	8655	1908	901	2919	1067	11430	93108

Disponibilidades Totales		
A	B	C
44056	50242	50242
50450	56636	56636
53274	59460	59460
54588	60774	60774
53921	60107	60107
50779	56965	56965
43635	49821	49821
35048	41234	41234
27035	33221	33221
23628	29814	29814
21609	27795	27795
23617	29803	29803
26394	32580	32580
23374	29560	29560
22372	28558	28558
23885	30071	30071
23022	29208	29208
16612	22798	22798
6511	12697	9302
7315	13501	12555
10017	16203	14830
13079	19265	19265
20924	27110	26638
30612	36798	36798

	Suma max										
MAXIMA	16691	746	66486	8098	9447	2462	1420	3361	1470	13539	123720
MÁS 5%	17525	783	69810	8503	9919	2585	1491	3529	1543	14216	129906

Carga 2005	17747	990	66486	8618	11008	2588	1484	3614	1593	13323	109704
Carga 2000	13978	709	53255	6037	8217	2004	1119	2920	1462	11363	101064
Factor	1.27	1.40	1.25	1.43	1.34	1.29	1.33	1.24	1.09	1.17	1.09

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa dema

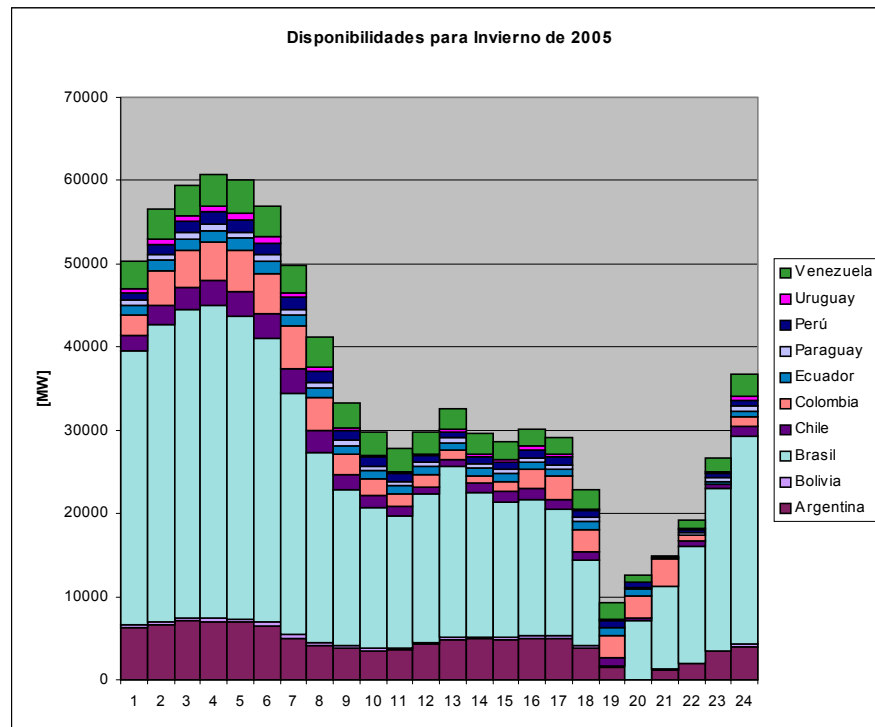
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

**AÑO 2005
INVIERNO**

Cuadro 1.19 c

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	6313	327	32992	1665	2627	1052	659	854	576	3176	50242
2	6610	384	35782	2300	4106	1250	767	1062	680	3695	56636
3	7039	408	37068	2679	4409	1379	777	1338	733	3630	59460
4	7010	420	37639	2885	4665	1379	801	1415	734	3825	60774
5	6940	422	36353	2945	4942	1438	804	1456	722	4085	60107
6	6524	411	34066	2966	4891	1438	764	1469	676	3760	56965
7	5042	378	29061	2898	5078	1408	668	1396	522	3371	49821
8	4142	342	22840	2547	4036	1221	688	1283	407	3728	41234
9	3831	309	18694	1773	2505	1102	628	1175	288	2916	33221
10	3529	272	16908	1443	1959	1033	587	1070	227	2786	29814
11	3618	265	15835	1063	1623	934	570	877	224	2786	27795
12	4228	261	17908	819	1504	884	531	846	230	2591	29803
13	4825	290	20482	829	1251	845	556	769	272	2461	32580
14	4914	292	17336	1045	941	904	584	822	326	2396	29560
15	4864	287	16192	1293	1181	963	525	887	358	2007	28558
16	4960	292	16479	1263	2263	954	503	969	382	2007	30071
17	4931	298	15264	1153	2794	934	492	969	366	2007	29208
18	3816	290	10259	1096	2578	924	488	918	227	2202	22798
19	1520	177	0	1000	2644	904	0	899	86	2072	9302
20	0	0	7041	484	2586	815	124	732	0	773	12555
21	1228	46	10044	0	3204	0	218	0	89	0	14830
22	1955	89	14048	541	670	153	319	241	153	1098	19265
23	3413	136	19410	519	0	370	481	413	278	1617	26638
24	4027	252	25057	1058	1264	677	590	610	476	2786	36798

Gráfico 1.11



Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 2005
VERANO

Cuadro 1.20 a

Cuadro 1.20 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
1	10946	400	38630	6284	7523	1681	1040	2788	829	11040	81160
2	10032	356	36484	5741	6182	1443	988	2586	772	10520	75105
3	9789	334	34838	5477	5310	1325	959	2258	721	10585	71595
4	9669	321	36126	5350	4933	1325	939	2184	703	10391	71941
5	9530	319	37699	5266	4935	1262	947	2143	719	10131	72950
6	9428	323	40705	5271	4915	1266	901	2115	709	10455	76088
7	9520	306	46427	5361	5127	1226	876	2138	757	10845	82583
8	10509	330	52222	5414	5737	1384	1031	2157	849	10488	90121
9	11452	392	54511	6015	6802	1473	1089	2236	903	11300	96172
10	12112	457	56157	6453	7716	1562	1101	2374	949	11430	100309
11	12337	482	53652	6782	8195	1681	1135	2516	994	11430	99204
12	12432	490	51507	6915	8287	1730	1131	2563	1000	11624	97679
13	12159	447	55441	6752	8587	1780	1149	2595	977	11754	101641
14	11962	403	56873	6644	8926	1760	1193	2681	953	11819	103214
15	12035	425	55942	6804	8760	1740	1202	2666	923	12209	102705
16	12033	462	55441	6815	8019	1744	1181	2590	925	12209	101419
17	12093	451	52580	6850	7477	1790	1137	2611	955	12209	98152
18	11900	457	50791	6748	7501	1740	1039	2562	952	12014	95704
19	11716	444	53294	6487	7602	1750	1034	2649	960	12144	98082
20	11748	550	61163	6235	7889	1839	1273	2575	1031	13443	107745
21	14129	737	58875	6236	8876	2452	1475	2943	1233	13539	110495
22	14265	708	54368	7149	10515	2432	1408	3287	1174	13118	108424
23	13068	605	48288	7380	9943	2274	1325	3217	1076	12598	99774
24	12136	475	41849	6917	8839	2007	1227	3046	947	11430	88872

Disponibilidades Totales		
A	B	C
34886	40689	40689
40941	46743	46743
44451	50253	50253
44104	49907	49907
43096	48898	48898
39958	45760	45760
33463	39265	39265
25925	31727	31727
19874	25676	25676
15736	21539	21539
16842	22644	22644
18367	24170	24170
14405	20208	20208
12832	18634	18634
13341	19143	19143
14627	20429	20429
17894	23696	23696
20342	26144	26144
17964	23766	23766
8300	14103	11045
5551	11354	10382
7622	13424	12021
16272	22074	21705
27174	32976	32976

	Sum Max										
MAXIMA	14265	737	61163	7380	10515	2452	1475	3287	1233	13539	116046
MÁS 5%	14979	774	64222	7748	11041	2575	1549	3451	1294	14216	121848

Carga 2005	17747	990	66486	8618	11008	2588	1484	3614	1593	13323	109704
Carga 2000	13978	709	53255	6037	8217	2004	1119	2920	1462	11363	101064
Factor	1.27	1.40	1.25	1.43	1.34	1.29	1.33	1.24	1.09	1.17	1.09

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa deman

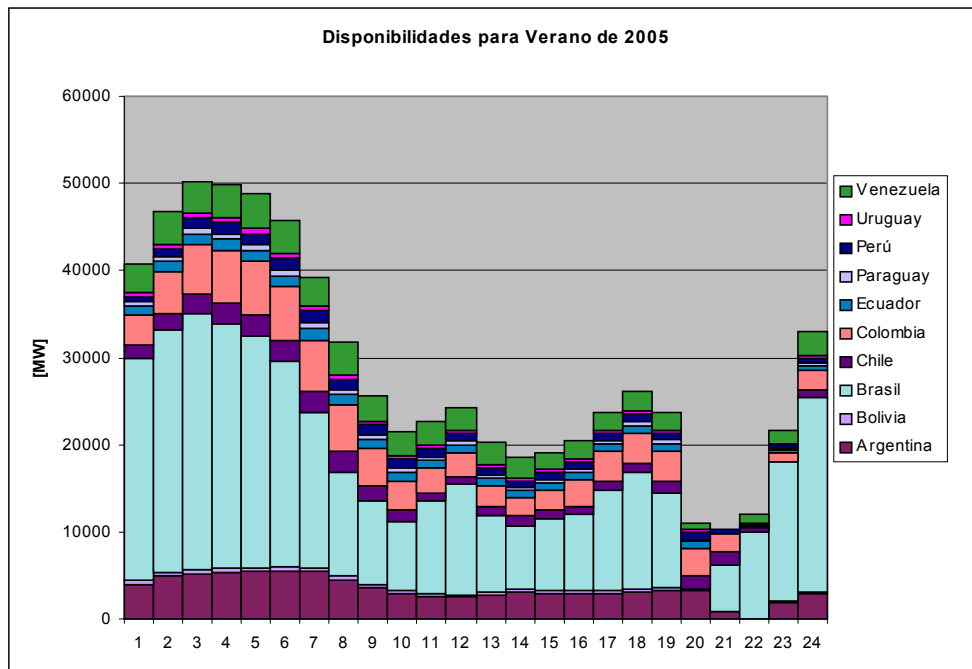
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

**AÑO 2005
VERANO**

Cuadro 1.20 c

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	4032	374	25592	1465	3518	894	509	663	466	3176	40689
2	4947	418	27737	2008	4859	1131	561	865	522	3695	46743
3	5190	440	29383	2271	5731	1250	590	1193	574	3630	50253
4	5310	453	28095	2398	6108	1250	609	1267	591	3825	49907
5	5449	455	26522	2482	6106	1313	602	1308	575	4085	48898
6	5550	451	23517	2477	6126	1309	648	1336	585	3760	45760
7	5459	468	17794	2388	5913	1349	673	1313	537	3371	39265
8	4470	444	11999	2334	5304	1190	517	1294	446	3728	31727
9	3527	382	9711	1734	4239	1101	460	1216	392	2916	25676
10	2867	317	8065	1296	3325	1012	448	1077	345	2786	21539
11	2642	292	10569	967	2846	894	414	935	300	2786	22644
12	2547	284	12715	834	2754	844	418	888	294	2591	24170
13	2820	327	8780	996	2454	795	400	856	318	2461	20208
14	3016	371	7349	1105	2115	815	356	770	342	2396	18634
15	2944	349	8279	945	2281	834	347	786	372	2007	19143
16	2946	312	8780	933	3022	831	368	861	369	2007	20429
17	2886	323	11641	899	3564	785	412	841	339	2007	23696
18	3078	317	13430	1000	3539	834	510	889	343	2202	26144
19	3262	330	10927	1261	3438	825	515	802	334	2072	23766
20	3231	224	0	1514	3152	736	276	876	264	773	11045
21	850	0	5347	1512	2165	0	0	508	0	0	10382
22	0	66	9854	600	0	142	141	0	121	1098	12021
23	1910	169	15934	0	1098	301	224	234	219	1617	21705
24	2843	299	22373	831	2202	568	322	405	348	2786	32976

Gráfico 1.12



Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 2010
INVIERNO

Cuadro 1.21 a

Cuadro 1.21 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	14243	640	45880	9856	10051	2001	1033	3189	1071	12629	100594
2	13866	561	42404	8941	8013	1743	899	2941	956	12035	92358
3	13321	527	40800	8395	7595	1575	886	2612	897	12109	88719
4	13357	509	40089	8099	7243	1575	857	2520	896	11886	87030
5	13447	507	41692	8012	6861	1497	853	2471	909	11589	87837
6	13975	522	44542	7982	6930	1497	903	2456	960	11961	91728
7	15857	568	50779	8080	6673	1536	1022	2543	1131	12406	100596
8	17001	620	58530	8586	8110	1781	997	2677	1257	11998	111556
9	17396	666	63696	9701	10219	1936	1072	2806	1389	12926	121809
10	17779	718	65922	10177	10973	2027	1122	2931	1457	13075	126180
11	17666	728	67260	10725	11435	2156	1144	3161	1460	13075	128809
12	16891	733	64676	11077	11599	2220	1192	3199	1453	13298	126338
13	16134	692	61469	11062	11947	2272	1160	3291	1407	13446	122881
14	16020	689	65389	10751	12376	2194	1125	3227	1348	13521	126641
15	16084	697	66814	10393	12044	2117	1199	3150	1311	13966	127776
16	15962	689	66457	10436	10553	2130	1227	3053	1285	13966	125758
17	15999	682	67971	10595	9821	2156	1240	3052	1303	13966	126784
18	17415	692	74208	10677	10118	2169	1245	3112	1457	13744	134838
19	20331	851	82849	10816	10027	2194	1763	3136	1613	13892	147473
20	21202	1047	78217	11560	10108	2311	1696	3334	1627	15378	146480
21	20702	1034	74476	11673	9255	3214	1580	4007	1610	15488	143040
22	19779	975	69485	11477	12749	3176	1455	3920	1539	15007	139563
23	17927	908	62805	11509	13021	2892	1254	3715	1400	14412	129842
24	17147	746	55767	10732	11930	2491	1118	3480	1181	13075	117667

Disponibilidades Totales		
A	B	C
55298	63092	63092
63534	71328	71328
67173	74967	74967
68861	76655	76655
68054	75848	75848
64163	71958	71958
55295	63090	63090
44335	52130	52130
34082	41877	41877
29711	37505	37505
27082	34876	34876
29553	37348	37348
33011	40805	40805
29251	37045	37045
28115	35910	35910
30133	37928	37928
29107	36902	36902
21053	28848	28848
8418	16213	11982
9411	17205	16012
12851	20646	18927
16329	24123	24123
26049	33843	33192
38224	46018	46018

	Suma max										
MAXIMA	21202	1047	82849	11673	13021	3214	1763	4007	1627	15488	155891
MÁS 5%	22263	1099	86991	12257	13672	3375	1851	4207	1708	16262	163686

Carga 2010	22544	1389	82849	12422	15173	3379	1842	4309	1763	15241	138367
Carga 2005	17747	990	66486	8618	11008	2588	1484	3614	1593	13323	109704
Factor	1.27	1.40	1.25	1.44	1.38	1.31	1.24	1.19	1.11	1.14	1.26

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda).

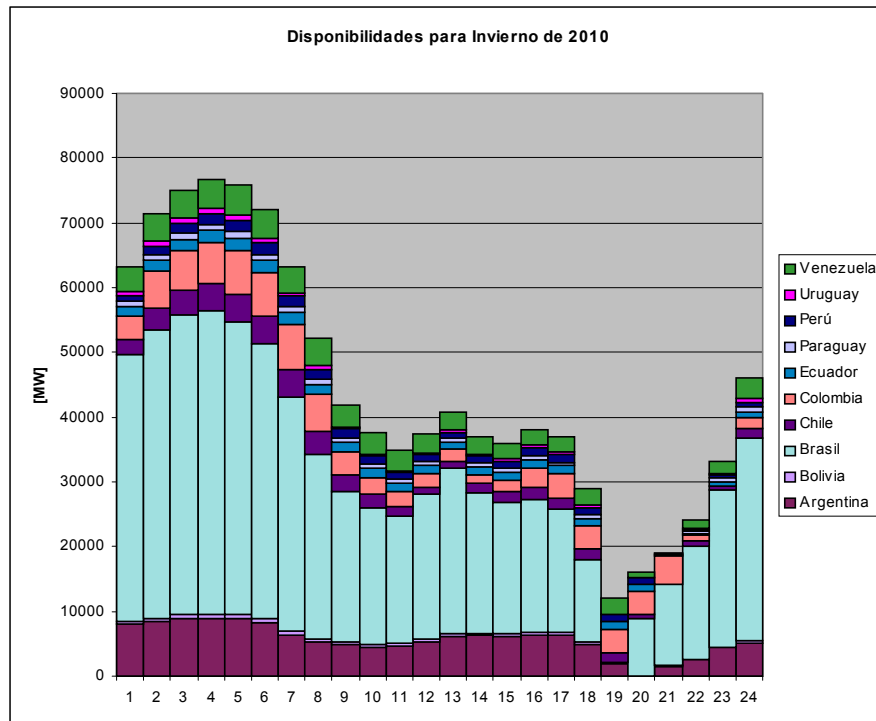
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

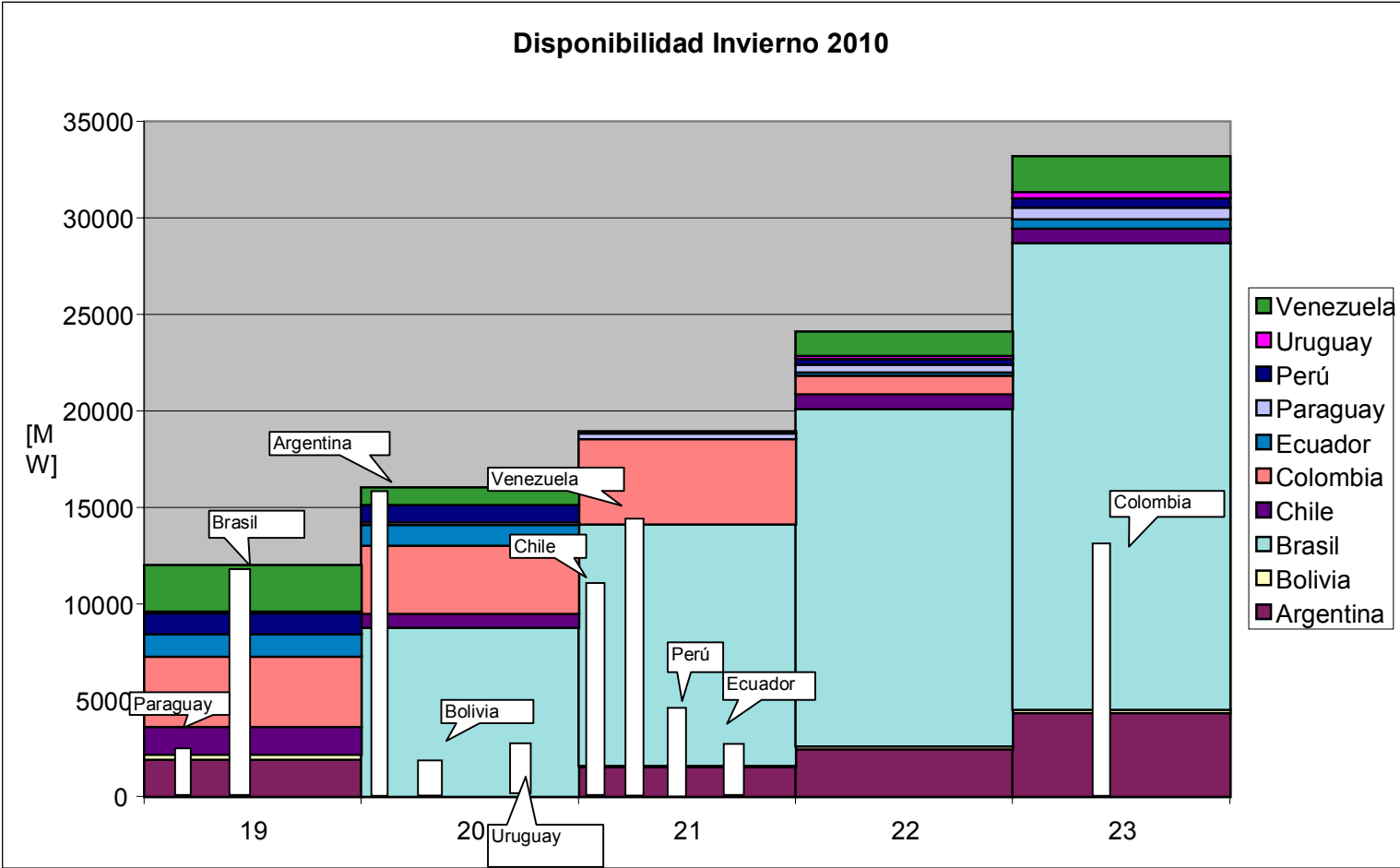
**AÑO 2010
INVIERNO**

Cuadro 1.21 c

Hora/Pais	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	8019	459	41112	2401	3622	1374	818	1019	637	3633	63092
2	8396	538	44588	3316	5659	1632	952	1266	752	4227	71328
3	8942	572	46191	3861	6077	1800	965	1595	811	4153	74967
4	8905	590	46903	4158	6430	1800	994	1688	812	4376	76655
5	8816	593	45299	4245	6811	1878	998	1737	800	4673	75848
6	8287	577	42449	4275	6742	1878	948	1752	748	4302	71958
7	6405	531	36213	4177	6999	1839	829	1665	577	3856	63090
8	5262	479	28462	3671	5562	1594	854	1530	451	4264	52130
9	4867	433	23295	2566	3453	1439	779	1401	319	3336	41877
10	4483	382	21069	2080	2700	1348	729	1276	251	3187	37505
11	4596	371	19732	1532	2238	1219	707	1046	248	3187	34876
12	5371	366	22316	1180	2073	1155	659	1008	255	2964	37348
13	6129	407	25523	1195	1725	1103	690	916	301	2816	40805
14	6242	410	21603	1506	1297	1181	725	980	361	2741	37045
15	6179	402	20178	1863	1628	1258	652	1058	397	2296	35910
16	6300	410	20534	1821	3119	1245	624	1155	423	2296	37928
17	6264	418	19020	1662	3851	1219	611	1156	405	2296	36902
18	4847	407	12783	1580	3554	1206	606	1095	251	2519	28848
19	1931	248	0	1441	3645	1181	0	1071	95	2370	11982
20	0	0	8774	697	3565	1064	154	873	0	884	16012
21	1560	65	12516	0	4417	0	270	0	98	0	18927
22	2484	124	17506	779	923	199	396	287	169	1256	24123
23	4336	191	24187	748	0	483	597	493	308	1850	33192
24	5116	353	31224	1525	1742	884	733	728	527	3187	46018

Gráfico 1.13





Diagramas de carga corregidos por husos horarios
Disponibilidades totales de potencia por diversidad horaria
En MW

AÑO 2010
VERANO

Cuadro 1.22 a

Cuadro 1.22 b

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
1	13905	561	48137	9057	10369	2194	1291	3324	917	12629	102385
2	12743	499	45463	8275	8521	1885	1227	3083	854	12035	94586
3	12435	468	43412	7895	7319	1730	1190	2692	797	12109	90048
4	12283	450	45018	7712	6800	1730	1166	2604	778	11886	90426
5	12106	448	46978	7591	6802	1647	1175	2555	796	11589	91686
6	11977	453	50723	7598	6774	1652	1118	2522	785	11961	95563
7	12093	430	57853	7727	7068	1601	1087	2549	838	12406	103651
8	13349	463	65075	7804	7907	1807	1280	2572	939	11998	113195
9	14547	550	67927	8670	9376	1923	1352	2666	999	12926	120936
10	15386	640	69978	9301	10635	2040	1367	2830	1050	13075	126302
11	15671	676	66857	9775	11295	2194	1409	3000	1100	13075	125054
12	15792	687	64183	9967	11422	2259	1404	3056	1107	13298	123175
13	15445	628	69086	9733	11835	2324	1426	3094	1081	13446	128098
14	15196	566	70870	9576	12304	2298	1481	3197	1054	13521	130062
15	15288	597	69710	9807	12074	2272	1492	3178	1021	13966	129405
16	15285	648	69086	9823	11053	2277	1466	3088	1024	13966	127717
17	15362	633	65521	9873	10306	2336	1411	3113	1057	13966	123579
18	15117	640	63291	9727	10340	2272	1289	3055	1053	13744	120528
19	14883	622	66411	9351	10479	2285	1284	3159	1063	13892	123428
20	14923	772	76216	8987	10873	2401	1580	3070	1141	15378	135342
21	17948	1034	73365	8989	12234	3201	1831	3509	1364	15488	138963
22	18121	993	67748	10304	14494	3176	1748	3919	1299	15007	136808
23	16601	849	60172	10637	13705	2969	1645	3836	1191	14412	126016
24	15416	666	52148	9970	12184	2620	1523	3632	1048	13075	112283

Disponibilidades Totales		
A	B	C
43921	51236	51236
51720	59035	59035
56258	63573	63573
55880	63195	63195
54620	61935	61935
50743	58058	58058
42654	49970	49970
33111	40426	40426
25369	32685	32685
20004	27319	27319
21251	28567	28567
23131	30446	30446
18208	25523	25523
16244	23559	23559
16901	24216	24216
18589	25904	25904
22727	30042	30042
25778	33093	33093
22877	30193	30193
10964	18279	14468
7342	14658	13512
9497	16813	14986
20290	27605	27074
34023	41338	41338

	Sum Max										
MAXIMA	18121	1034	76216	10637	14494	3201	1831	3919	1364	15488	146306
MÁS 5%	19027	1086	80027	11169	15218	3361	1922	4115	1432	16262	153621

Carga 2010	22544	1389	82849	12422	15173	3379	1842	4309	1763	15241	138367
Carga 2005	17747	990	66486	8618	11008	2588	1484	3614	1593	13323	109704
Factor	1.27	1.40	1.25	1.44	1.38	1.31	1.24	1.19	1.11	1.14	1.26

Referencias:

- A Corresponde a la resta entre la suma de las demandas máximas de los 10 países (sin el agregado del 5%) y la suma de las demandas horarias de los mismos.
- B A la columna A se le agrega el 5% de la suma de las máximas de los 10 países.
- C A la columna B se le resta el 5% de las demandas máximas coincidentes (en la hora donde cada país tiene su demanda máxima, se resta el 5% de esa demanda).

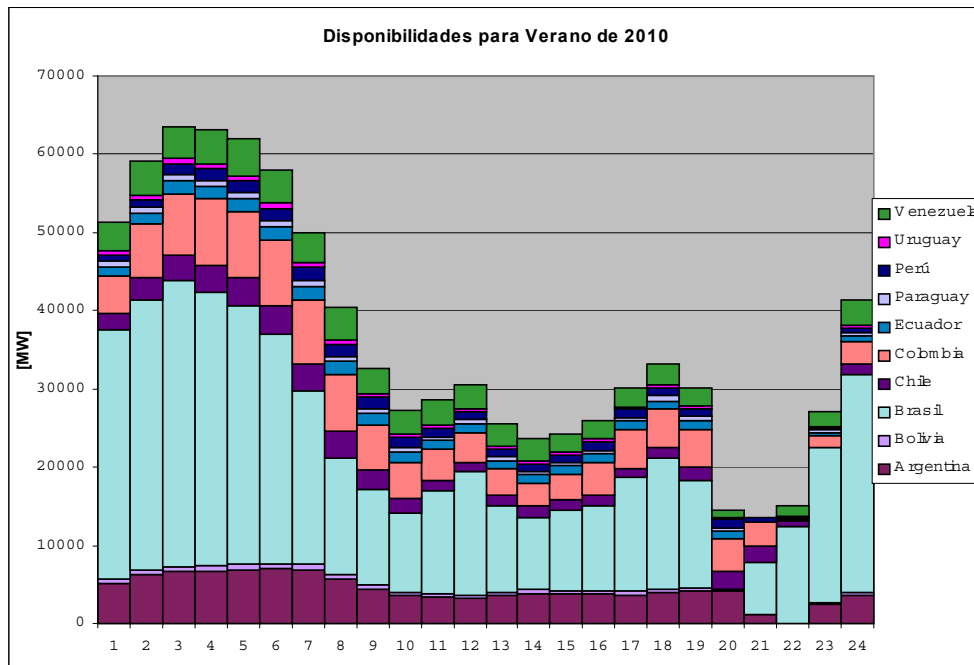
**Disponibilidades de potencia por país por diversidad horaria
En MW**

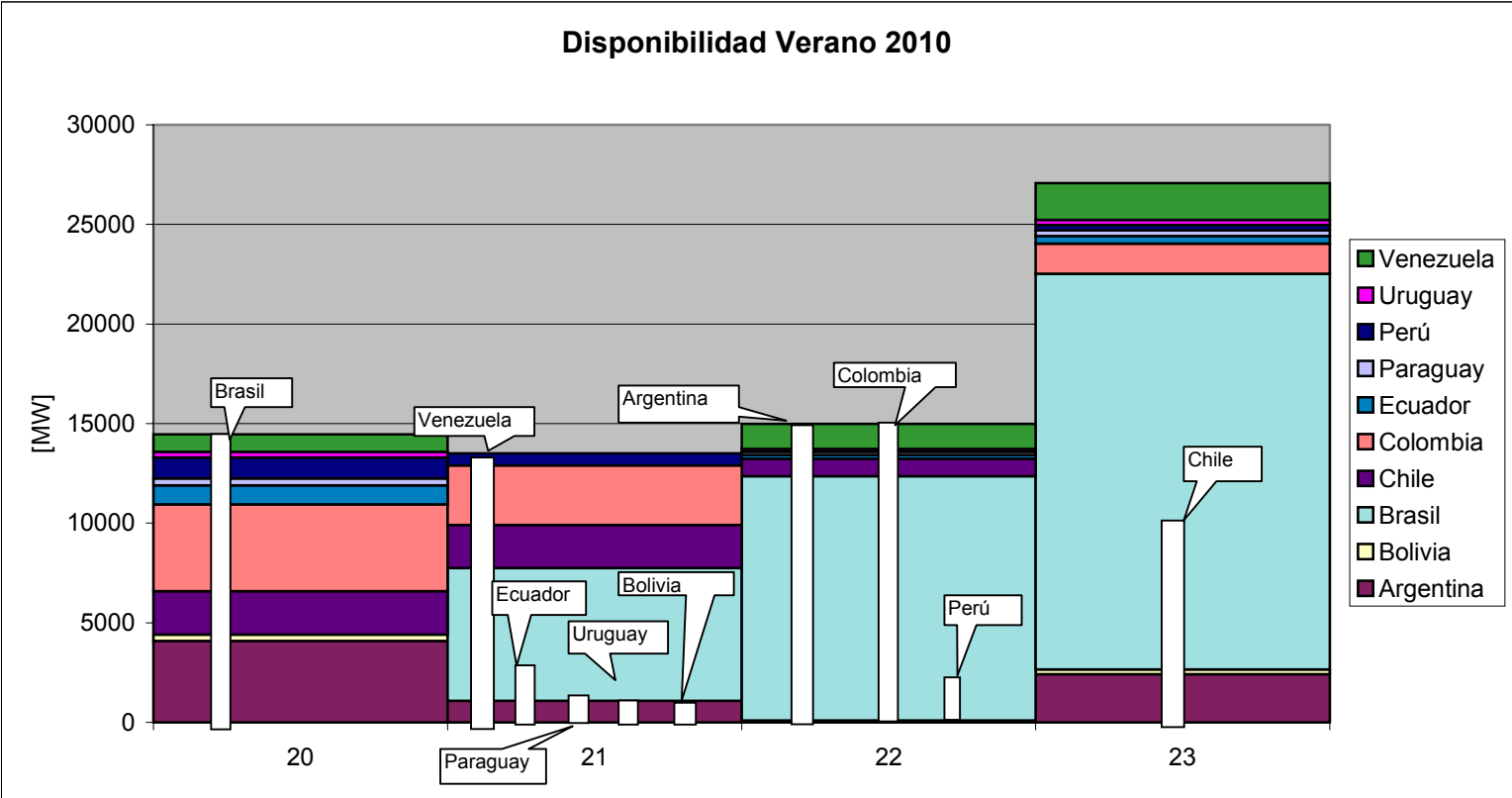
**AÑO 2010
VERANO**

Cuadro 1.22 c

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
1	5122	525	31890	2111	4849	1167	631	791	516	3633	51236
2	6284	587	34564	2894	6697	1477	696	1032	578	4227	59035
3	6593	618	36615	3274	7900	1632	733	1423	635	4153	63573
4	6745	636	35010	3457	8419	1632	757	1511	654	4376	63195
5	6922	638	33050	3578	8417	1714	747	1560	636	4673	61935
6	7051	633	29304	3571	8444	1709	804	1593	648	4302	58058
7	6934	656	22174	3442	8151	1761	836	1566	595	3856	49970
8	5678	623	14952	3365	7311	1554	642	1543	493	4264	40426
9	4480	535	12101	2499	5843	1438	570	1449	434	3336	32685
10	3642	445	10049	1868	4583	1322	556	1285	382	3187	27319
11	3356	409	13171	1393	3923	1167	513	1115	332	3187	28567
12	3235	399	15844	1202	3796	1102	519	1059	325	2964	30446
13	3582	458	10941	1436	3383	1038	497	1021	352	2816	25523
14	3832	520	9158	1593	2915	1064	442	918	378	2741	23559
15	3740	489	10317	1362	3145	1090	430	937	411	2296	24216
16	3742	438	10941	1345	4166	1084	456	1027	409	2296	25904
17	3666	453	14506	1295	4912	1025	512	1002	375	2296	30042
18	3910	445	16736	1442	4879	1090	633	1060	379	2519	33093
19	4144	463	13617	1818	4739	1077	639	956	370	2370	30193
20	4104	314	0	2182	4345	960	342	1045	292	884	14468
21	1079	0	6663	2180	2984	0	0	606	0	0	13512
22	0	93	12279	865	0	186	174	0	134	1256	14986
23	2427	237	19855	0	1514	392	278	279	242	1850	27074
24	3611	420	27879	1198	3035	741	399	483	385	3187	41338

Gráfico 1.14





Evolución de las Disponibilidades Totales de Potencia por Diversidad Horaria en horas de punta

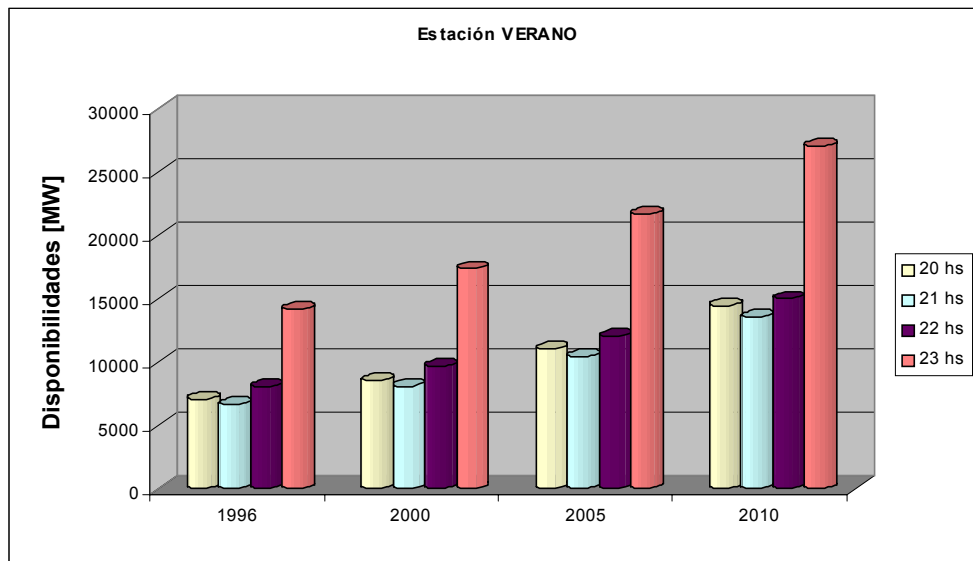
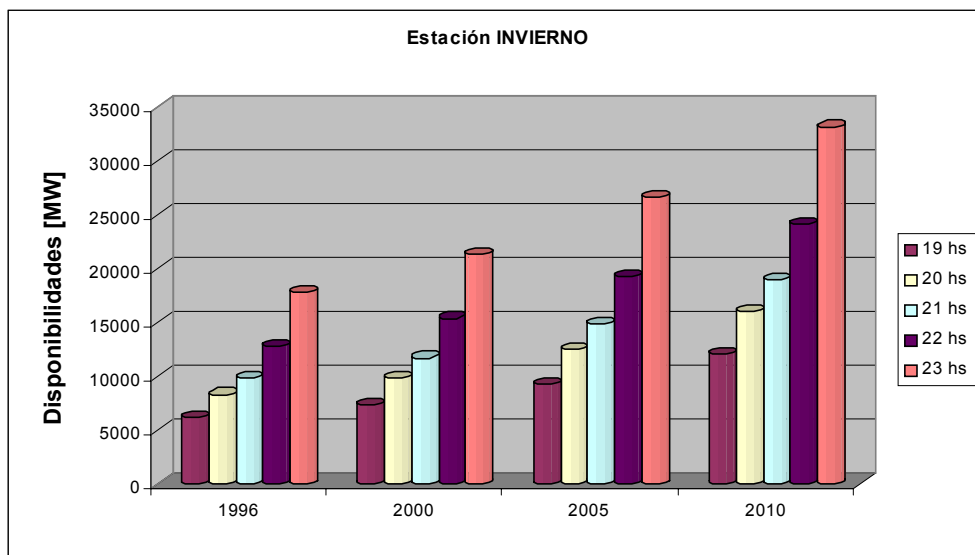
Cuadro 1.23 a

INVIERNO				
Hora/Año	1996	2000	2005	2010
19 hs	6092	7270	9302	11982
20 hs	8290	9885	12555	16012
21 hs	9866	11683	14830	18927
22 hs	12848	15364	19265	24123
23 hs	17819	21314	26638	33192

Cuadro 1.23 b

VERANO				
Hora/Año	1996	2000	2005	2010
20 hs	7047	8505	11045	14468
21 hs	6638	8038	10382	13512
22 hs	8028	9624	12021	14986
23 hs	14165	17379	21705	27074

Gráfico 1.15



2.3. Análisis de la Estacionalidad de la Demanda

En la primera parte de este Capítulo se analizó la diversidad entre demandas horarias de potencia. Un análisis de características similares, pero considerando la energía, en lugar de la potencia, se desarrolla en el presente subcapítulo.

A fin de adecuar el análisis a las condiciones específicas de la variable examinada la unidad temporal mínima adoptada es mensual, en lugar de horaria. El agrupamiento considerado en el tiempo es estacional, al igual que el de la potencia y por razones similares a las invocadas para esta.

La energía no constituye una variable tan crítica como la potencia en un país con amplia preponderancia de generación térmica. En un sistema de este tipo, producir más energía se limita simplemente a aumentar la utilización de las máquinas generadoras, no constituyendo el combustible una variable aleatoria, lo cual implica que su falta de disponibilidad no se incluye dentro de las posibilidades o escenarios previsibles normales de la explotación eléctrica. Su indisponibilidad tiene características de excepcionalidad (accidente grave, bloqueo o conflicto) lo que implica que la condición suficiente para un abastecimiento confiable se cubre mediante la existencia de una reserva de potencia efectiva, mantenida en estado realmente operable.

Sensiblemente diferente es el enfoque en un país con fuerte componente de generación hidroeléctrica, como la mayoría de los sudamericanos. En este caso, la producción no depende solamente de la capacidad, que puede ser ampliamente excedente y operable, sino también del “combustible”. No es factible aumentar la utilización de las máquinas generadoras, si el agua escasea y los aportes hídricos disminuyen como consecuencia de un estiaje pronunciado. El recurso hídrico es una variable aleatoria, dependiente de fuentes y fenómenos climáticos diversos.

Existen condiciones que proporcionan grados de seguridad mayores en estos casos: la existencia de una amplia capacidad de embalses de regulación, la diversidad y complementariedad de los aportes de las cuencas con aprovechamientos, la existencia de un pulmón térmico para casos críticos.

Gran parte de estas mejoras son incorporables mediante interconexiones entre países, compartiendo la complementariedad de sus diferentes recursos y configuraciones de generación.

En el presente subcapítulo, la aproximación a dichas complementariedades se realiza desde el punto de vista de la demanda, no de la oferta. Se trata de analizar las complementariedades que las propias modalidades y configuraciones diferenciadas de la demanda de cada país posibilitan para compartir las energías aportables a nivel de los propios límites establecidos por las formas y variaciones que asume la demanda.

El estudio se ha realizado con un enfoque y procedimientos parecidos a los utilizados en el análisis de diversidad horaria, adecuado a la variable en consideración.

Se relevaron para los diez países considerados la distribución de las demandas mensuales, durante todo el año calendario, las que se incluyen en el Cuadro 1.24, para el año base 1996. El análisis se desagregó estacionalmente. Dado que no hubo un suministro de criterios o normativas utilizadas o recomendadas, no obstante haber sido solicitados, se adoptó una desagregación estacional en invierno y verano. Habida cuenta de la altísima inclusión de la mayoría territorial de los países en el hemisferio sur, se consideraron para verano, los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y

abril. En invierno se incluyeron los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

Dentro de cada estación analizada, se asumió, en forma similar al análisis de potencia, que durante el transcurso del semestre estacional, cada uno de los países estaba en condiciones de abastecer en forma permanente, dentro de los límites de dicho semestre, la demanda mensual máxima registrada. Consecuentemente, las disponibilidades mensuales de energía, aportables por el conjunto para su utilización por los países que las requieran o necesiten se establece mediante la diferencia entre la suma de las demandas mensuales máximas de la estación y la suma de las demandas mensuales coincidentes.

El cálculo de las disponibilidades mensuales se ha realizado para las dos estaciones semestrales correspondientes a cada uno de los cortes previstos: 1996, 2000, 2005 y 2010. Los valores resultantes a nivel mensual se indican 1.25 a y b, 1.26 a y b; 1.27 a y b; y 1.28 a y b y se visualizan en los Gráficos correspondientes.

Los valores mensuales promedio para cada estación alcanzan a disponibilidades para 1996, de 1609 GWh para verano y de 1915 GWh para invierno. Para el 2010, la disponibilidad promedio mensual alcanza a 3704 GWh, para verano y a 3026 GWh para invierno.

Comparadas con las demandas mensuales de cada país la disponibilidad promedio de un mes alcanzaría, aproximadamente, para: Bolivia, 7 meses de demanda en verano, 9 meses de demanda en invierno; Uruguay, 3 meses de demanda en verano y 4 meses en invierno; Ecuador, 2 meses en verano y 2,50 meses en invierno; Argentina, 30 % del mes en verano y 35 % del mes en invierno. Considerando que las situaciones críticas se producen por déficits porcentualmente de magnitud no demasiado grande, este aporte puede constituir una importante amortiguación de situaciones críticas a nivel nacional o regional en los países de mayor extensión.

Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - Año 1996 - En GWh

Cuadro 1.24

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Enero	5404	220	24792	2142	3440	736	407	1018	507	6000
Febrero	5079	205	23057	2075	3360	700	383	934	477	5523
Marzo	5596	229	25471	2292	3578	790	392	1019	509	5856
Abril	5135	220	24578	2230	3421	765	372	962	476	5672
Mayo	5467	236	25064	2255	3568	813	355	1035	534	6253
Junio	5614	228	24512	2267	3402	758	347	1019	603	5902
Julio	5952	242	25353	2375	3559	762	356	1045	661	6255
Agosto	5418	243	25681	2334	3568	773	360	1029	562	6152
Septiembre	5214	234	25155	2160	3497	759	342	995	532	5830
Octubre	5458	244	25933	2327	3588	806	370	1030	513	6335
Noviembre	5526	234	25083	2289	3513	748	403	1015	501	6132
Diciembre	5877	242	25447	2403	3602	756	428	1053	540	5911
TOTAL	65740	2775	300126	27146	42096	9167	4515	12155	6414	71822
Max mensual	5952	244	25933	2403	3602	813	428	1053	661	6335

Argentina: Valores correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista y al Sistema Patagónico. Fuente CAMMESA

Bolivia: Corresponde al Sistema Interconectado Troncal.

Brasil : Los valores del año 96 se obtuvieron a partir de una proyección de energías mensuales para el año 1997 las cuales fueron ajustadas por la relación de demandas anuales 96/97 (ver datosdem-hist)

Chile: Valores correspondientes a la EER del SIC y SING sumadas

Colombia : Sistema Interconectado Nacional. Fuente ISA.

Ecuador: Fuente INECEL.

Paraguay : Fuente ANDE

Perú: Corresponde a la Suma de los Sistemas SICN y SISUR (Sur Oeste más Sur Este). Los datos del SISUR fueron extraídos de estadísticas de 1995 y ajustados con una tasa de 1.76% para alcanzar el año 1996.

Uruguay: Fuente UTE. Memoria Anual 1996.

Venezuela: Valores estimados en base a los datos enviados de energía generada para el año 1995 (Fuente OPSIS).

Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

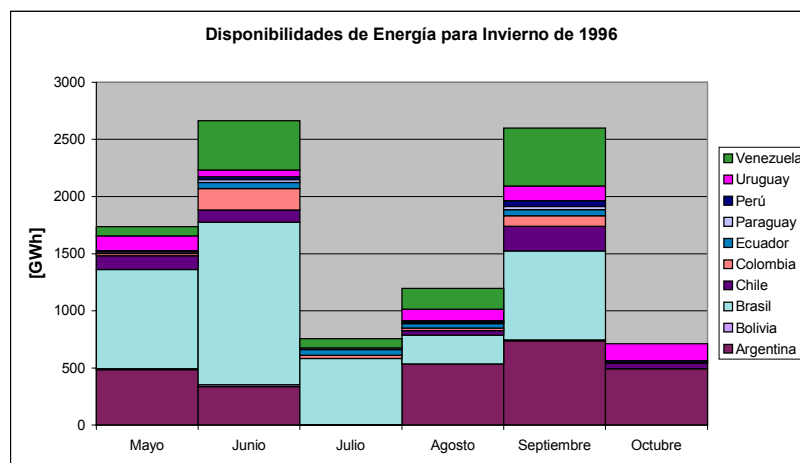
AÑO 1996
INVIERNO

Cuadro 1.25 a

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	5467	236	25064	2255	3568	813	355	1035	534	6253	45580
Junio	5614	228	24512	2267	3402	758	347	1019	603	5902	44653
Julio	5952	242	25353	2375	3559	762	356	1045	661	6255	46559
Agosto	5418	243	25681	2334	3568	773	360	1029	562	6152	46119
Septiembre	5214	234	25155	2160	3497	759	342	995	532	5830	44718
Octubre	5458	244	25933	2327	3588	806	370	1030	513	6335	46604

	SUMMAX										
MAXIMA	5952	244	25933	2375	3588	813	370	1045	661	6335	47316

Hora/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Disp. TOTAL
Mayo	484	8	868	120	20	0	15	10	127	82	1736
Junio	338	16	1421	108	186	54	23	25	59	433	2663
Julio	0	2	580	0	29	51	15	0	0	80	756
Agosto	534	1	252	41	20	40	11	15	99	183	1196
Septiembre	738	10	778	215	91	54	28	50	129	504	2597
Octubre	493	0	0	48	0	7	0	15	148	0	711



Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

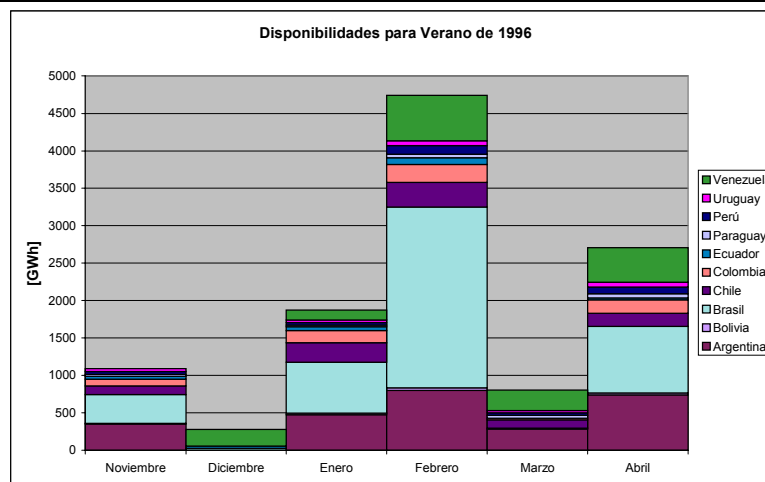
AÑO 1996
VERANO

Cuadro 1.25 b

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	5526	234	25083	2289	3513	748	403	1015	501	6132	45445
Diciembre	5877	242	25447	2403	3602	756	428	1053	540	5911	46257
Enero	5404	220	24792	2142	3440	736	407	1018	507	6000	44665
Febrero	5079	205	23057	2075	3360	700	383	934	477	5523	41793
Marzo	5596	229	25471	2292	3578	790	392	1019	509	5856	45731
Abril	5135	220	24578	2230	3421	765	372	962	476	5672	43831

											SUMMAX
MAXIMA	5877	242	25471	2403	3602	790	428	1053	540	6132	46536

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	351	7	387	113	89	41	25	38	39	0	1091
Diciembre	0	0	23	0	0	34	0	0	0	221	279
Enero	473	22	679	261	162	54	20	35	32	133	1871
Febrero	798	36	2414	328	242	89	44	119	62	609	4743
Marzo	281	13	0	111	24	0	35	34	31	276	805
Abril	742	21	892	173	181	24	56	91	64	460	2705



Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2000
INVIERNO

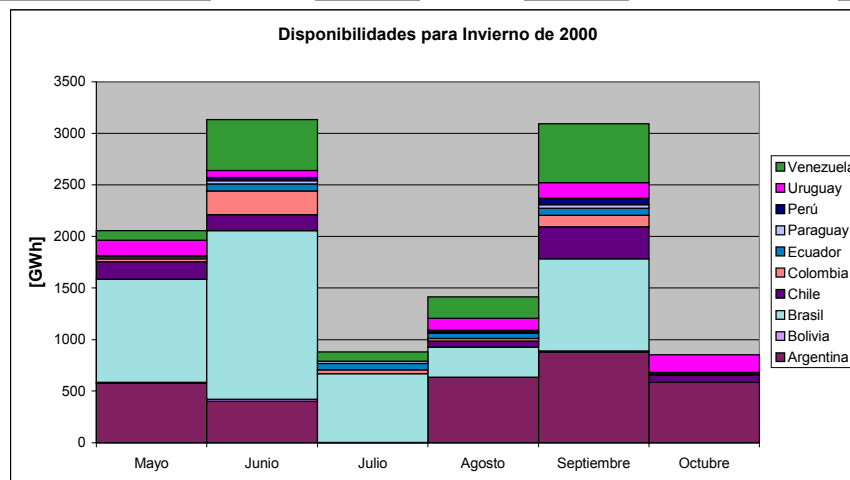
Cuadro 1.26 a

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	6494	313	28840	3220	4376	1023	478	1288	614	7109	53755
Junio	6668	303	28204	3238	4173	954	467	1269	693	6710	52679
Julio	7070	321	29172	3392	4365	959	479	1300	760	7111	54930
Agosto	6435	323	29549	3333	4376	973	484	1281	646	6994	54395
Septiembre	6194	311	28944	3085	4289	954	460	1239	611	6628	52716
Octubre	6484	324	29839	3323	4401	1014	499	1281	590	7202	54957

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Suma max
MAXIMA	7070	324	29839	3392	4401	1023	499	1300	760	7202	55810

EER 2000	78091	3689	345337	39489	51631	10635	6077	18735	7371	81802	642857
EER 1996	65740	2775	300126	27648	42096	8455	4515	15053	6414	71954	544776
Factor	1.19	1.33	1.15	1.43	1.23	1.26	1.35	1.24	1.15	1.14	1.18

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	575	11	999	172	25	0	20	12	146	93	2055
Junio	401	22	1635	155	228	68	31	32	67	492	3131
Julio	0	3	667	0	36	64	20	0	0	91	880
Agosto	634	2	290	59	25	50	14	19	114	208	1415
Septiembre	876	13	895	308	112	68	38	62	149	573	3093
Octubre	586	0	0	69	0	8	0	19	170	0	852



Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2000
VERANO

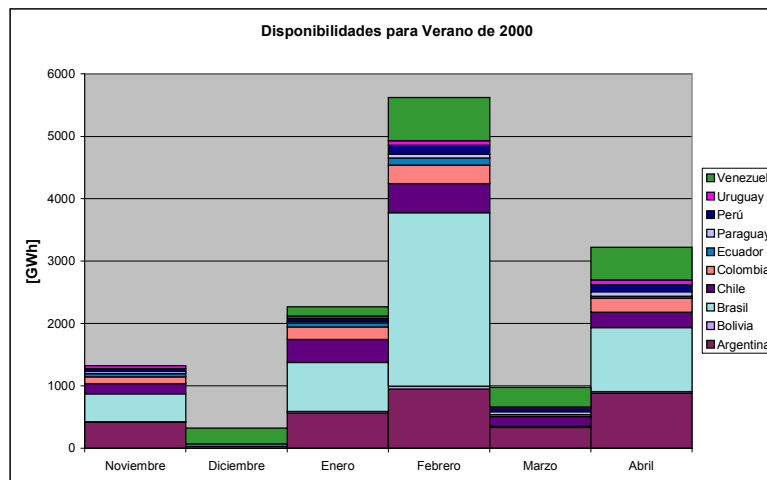
Cuadro 1.26 b

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	6564	311	28862	3270	4309	941	542	1263	575	6972	53609
Diciembre	6981	321	29281	3431	4418	951	575	1311	620	6720	54609
Enero	6419	292	28526	3059	4219	925	548	1268	583	6821	52660
Febrero	6033	273	26530	2963	4121	881	516	1163	548	6279	49306
Marzo	6648	304	29308	3273	4388	993	528	1268	585	6658	53953
Abril	6100	293	28281	3184	4196	963	500	1197	546	6449	51709

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Suma max
MAXIMA	6981	321	29308	3431	4418	993	575	1311	620	6972	54930

EER 2000	78091	3689	345337	39489	51631	10635	6077	18735	7371	81802	642857
EER 1996	65740	2775	300126	27648	42096	8455	4515	15053	6414	71954	544776
Factor	1.19	1.33	1.15	1.43	1.23	1.26	1.35	1.24	1.15	1.14	1.18

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	417	10	446	162	109	52	33	47	45	0	1321
Diciembre	0	0	27	0	0	42	0	0	0	0	321
Enero	562	29	781	373	199	68	27	43	37	151	2270
Febrero	948	48	2778	468	297	112	60	148	72	693	5624
Marzo	334	17	0	158	29	0	47	43	35	314	977
Abril	881	28	1027	247	222	30	75	114	74	523	3221



Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2005
INVIERNO

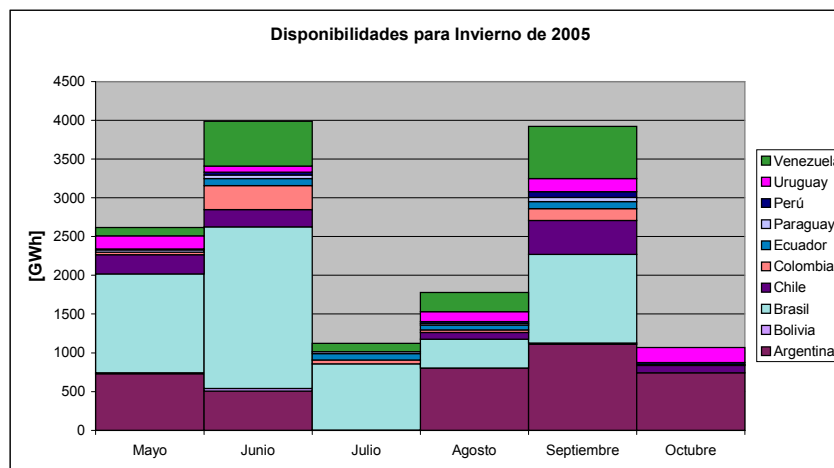
Cuadro 1.27 a

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	8229	439	36835	4567	5996	1356	655	1592	697	8365	68732
Junio	8450	424	36023	4591	5717	1265	641	1568	788	7897	67363
Julio	8958	449	37260	4811	5981	1271	657	1608	864	8368	70226
Agosto	8154	452	37741	4727	5996	1290	664	1584	734	8231	69572
Septiembre	7848	436	36968	4374	5876	1266	631	1531	695	7800	67426
Octubre	8216	454	38112	4713	6029	1345	683	1584	671	8475	70282

	Suma max										
MAXIMA	8958	454	38112	4811	6029	1356	683	1608	864	8475	71350

EER 2005	98949	5165	441074	55998	70738	14106	8331	23159	8380	96264	822164
EER 2000	78091	3689	345337	39489	51631	10635	6077	18735	7371	81802	642857
Factor	1.27	1.40	1.28	1.42	1.37	1.33	1.37	1.24	1.14	1.18	1.28

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	729	15	1276	244	34	0	28	15	167	110	2618
Junio	508	30	2088	219	313	91	43	39	76	579	3986
Julio	0	4	852	0	49	85	27	0	0	107	1123
Agosto	804	2	371	83	34	66	20	24	130	245	1777
Septiembre	1110	18	1143	436	153	90	52	76	169	675	3923
Octubre	742	0	0	98	0	11	0	24	193	0	1068



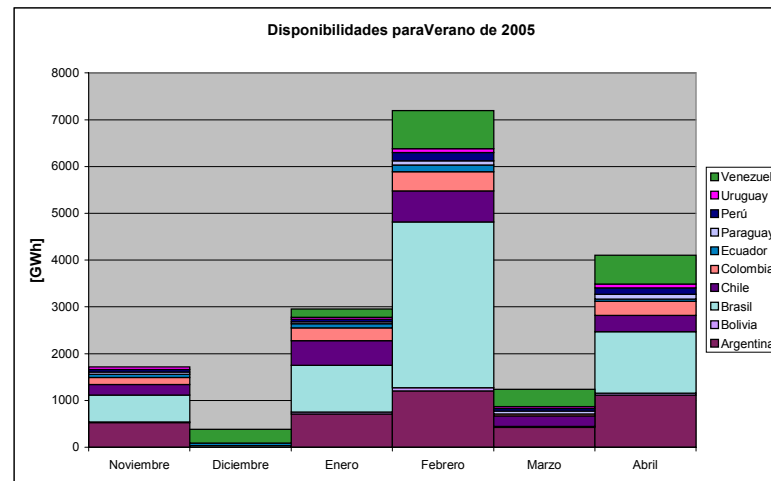
Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2005
VERANO

Cuadro 1.27 b

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	8317	436	36863	4637	5903	1248	743	1562	654	8204	68568
Diciembre	8846	449	37398	4866	6053	1261	789	1620	705	7908	69896
Enero	8133	409	36435	4338	5781	1227	752	1567	663	8027	67331
Febrero	7645	382	33885	4202	5646	1168	707	1437	623	7389	63084
Marzo	8423	425	37433	4642	6012	1317	724	1567	665	7835	69044
Abril	7729	410	36121	4516	5749	1277	686	1480	621	7589	66177
MAXIMA	8846	449	37433	4866	6053	1317	789	1620	705	8204	70282
EER 2005	98949	5165	441074	55998	70738	14106	8331	23159	8380	96264	822164
EER 2000	78091	3689	345337	39489	51631	10635	6077	18735	7371	81802	642857
Factor	1.27	1.40	1.28	1.42	1.37	1.33	1.37	1.24	1.14	1.18	1.28

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	528	14	569	229	150	69	46	58	51	0	1715
Diciembre	0	0	34	0	0	56	0	0	0	296	387
Enero	713	40	998	528	272	90	37	53	42	178	2952
Febrero	1201	67	3548	664	407	149	82	183	82	815	7198
Marzo	423	24	0	224	40	0	65	53	40	369	1238
Abril	1117	40	1311	350	304	40	103	140	84	615	4105



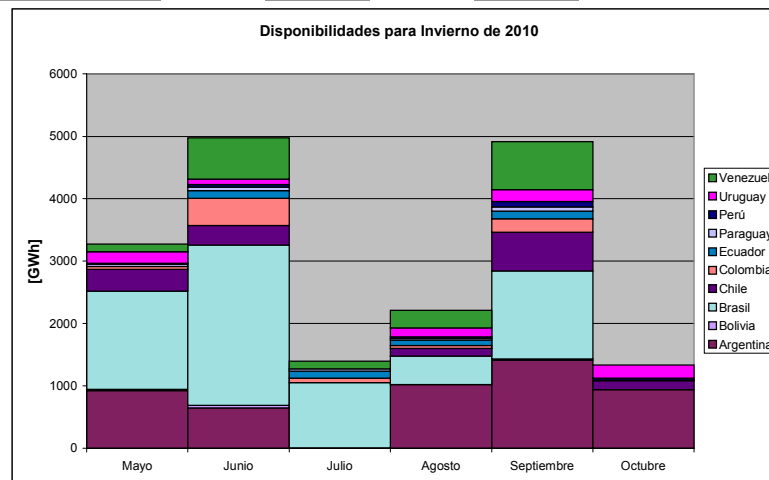
Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2010
INVIERNO

Cuadro 1.28 a

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	10435	615	45357	6545	8326	1837	825	1891	765	9556	86153
Junio	10715	594	44358	6580	7939	1714	807	1863	864	9021	84454
Julio	11360	630	45880	6895	8305	1722	827	1909	948	9560	88035
Agosto	10340	633	46473	6775	8326	1748	836	1881	805	9402	87219
Septiembre	9952	611	45521	6269	8160	1714	795	1819	762	8911	84515
Octubre	10418	636	46929	6755	8373	1822	861	1881	735	9682	88092
MAXIMA	11360	636	46929	6895	8373	1837	861	1909	948	9682	89428
EER 2010	125475	7244	543120	80260	98231	19106	10490	27505	9190	109967	1030588
EER 2005	98949	5165	441074	55998	70738	14106	8331	23159	8380	96264	822164
Factor	1.27	1.40	1.23	1.43	1.39	1.35	1.26	1.19	1.10	1.14	1.25

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Mayo	925	21	1571	350	47	0	35	18	183	126	3275
Junio	645	42	2571	314	434	123	54	46	84	661	4975
Julio	0	6	1049	0	68	115	34	0	0	122	1393
Agosto	1019	3	456	120	47	89	25	28	143	279	2209
Septiembre	1408	25	1408	625	212	123	66	91	185	771	4913
Octubre	941	0	0	140	0	15	0	28	212	0	1336



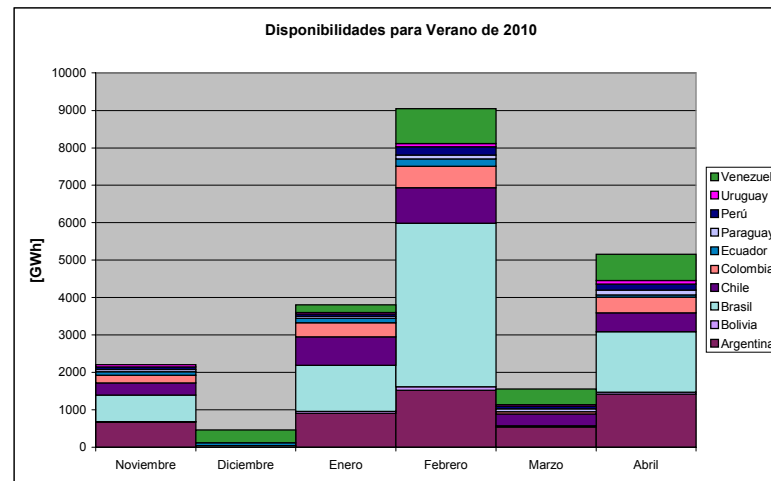
Estacionalidad de la Demanda
Demandas mensuales de Energía - En GWh

AÑO 2010
VERANO

Cuadro 1.28 b

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	10547	611	45392	6645	8198	1691	936	1855	717	9372	85964
Diciembre	11217	630	46051	6974	8405	1708	993	1924	773	9033	87710
Enero	10314	574	44864	6217	8027	1663	946	1861	727	9169	84362
Febrero	9694	536	41724	6022	7841	1582	890	1707	684	8440	79121
Marzo	10681	596	46093	6653	8349	1784	911	1862	729	8950	86610
Abril	9801	575	44478	6472	7983	1730	863	1757	681	8669	83010
MAXIMA	11217	630	46093	6974	8405	1784	993	1924	773	9372	88167
EER 2010	125475	7244	543120	80260	98231	19106	10490	27505	9190	109967	1030588
EER 2005	98949	5165	441074	55998	70738	14106	8331	23159	8380	96264	822164
Factor	1.27	1.40	1.23	1.43	1.39	1.35	1.26	1.19	1.10	1.14	1.25

Mes/País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	TOTAL
Noviembre	670	19	701	329	208	94	58	69	56	0	2203
Diciembre	0	0	42	0	0	76	0	0	0	338	457
Enero	904	57	1229	757	378	122	47	63	46	203	3806
Febrero	1523	94	4369	952	565	202	103	217	90	931	9046
Marzo	536	34	0	321	56	0	82	63	44	422	1557
Abril	1416	56	1615	502	422	55	130	167	92	703	5157



AUTORIDADES, GRUPO DE TRABAJO Y CONSULTORES.

CIER – Comisión de Integración Eléctrica Regional

Ing. Mario Fernando SANTOS
Presidente

Cra. Ester Beatriz FANDIÑO
Vicepresidente

Ing. León Darío OSORIO
Vicepresidente

Ing. Hugo L. RINCÓN SERGENT
Secretario General

Ing. Antonio VIGNOLO
Subdirector Ejecutivo

Srta. Elena Castillo
Secretaria

CAF – Corporación Andina de Fomento

Dr. Enrique GARCÍA
Presidente Ejecutivo

GTMMI – Grupo de Mercados Mayoristas e Interconexiones

Equipo Coordinador

Ing. Pablo Corredor
Coordinador de GTMMI

Ing. Silvia Elena Cossio
Apoyo Coordinación GTMMI

Ing. Rodolfo D'Amado
Representante de la Secretaría General de CIER

ARGENTINA

Ing. Ramón Sanz
Ing. Roberto Gaido

BOLIVIA

Ing. Rudy Peredo
Ing. Osvaldo Quiroga

BRASIL

Ing. Augusto Lattari Barreto
Ing. Mario Daher

CHILE

Ing. Juan Eduardo Vásquez Moya
Ing. Miguel Vergara

COLOMBIA

Ing. Luis Fernando Aristizábal Gil
Ing. Mario Emmanuel Tello Pinto

ECUADOR

Ing. Gabriel Arguello Ríos

PARAGUAY

Ing. Osvaldo Román Romei
Ing. Fátima Bogado

PERÚ

Dr. Edelin Piña Pérez
Ing. Rosendo Ramírez

URUGUAY

Ing. Enrique Topolansky

VENEZUELA

Ing. Oscar Zambrano
Ing. Aída Daboín

CONSULTORES CONTRATADOS PARA LA PRIMERA ETAPA DEL ESTUDIO

Fundación Bariloche – FB. Instituto de Economía Energética – IDEE

Dr. Carlos Suárez
Presidente FB

Lic Héctor Pistonesi
Presidente IDEE

Lic. Daniel Bouille
Vicepresidente IDEE

Equipo de Elaboración del Estudio
Ing. Rafael Alfredo Hasson (Coordinador)
Ing. Hilda Dubrovsky
Ing. Marco Campolonghi
Srta. Susana González (Secretaria)

Centro de Pesquisas de Energía Elétrica – CEPEL

Ing. Sergio H. F. Cunha

Power System Research Inc. – PSRI

Ing. Mario Pereira