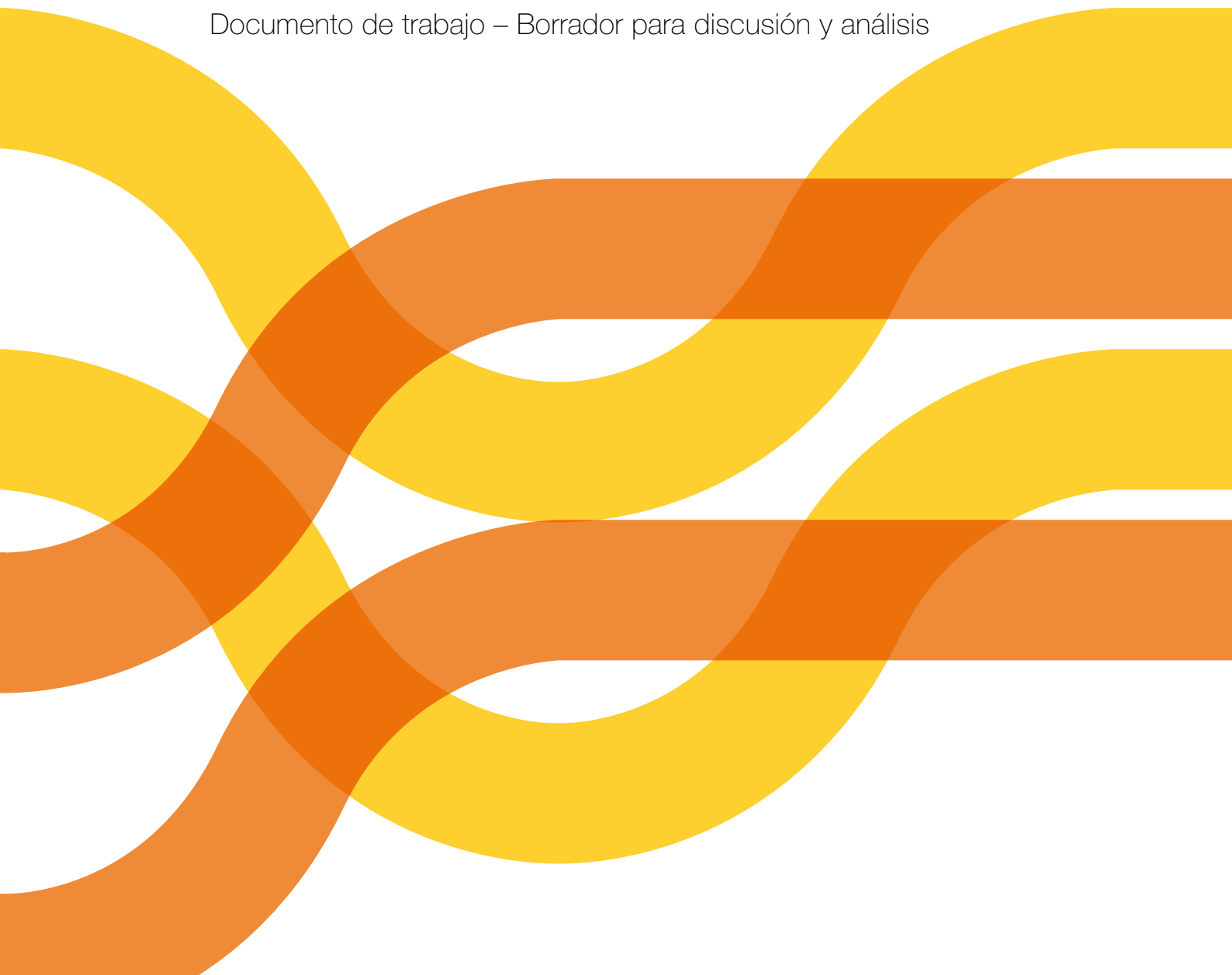


ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

ESTUDIO DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

ESTUDIO DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



NACIONES UNIDAS



Organización de los
Estados Americanos

Vicepresidencia de Energía de CAF
Hamilton Moss, Vicepresidente Corporativo
Mauricio Garrón, Especialista senior. Coordinador general del estudio

Comisión técnica del estudio:

Roberto Franca y Verónica Miranda, ALADI

Amanda Pereira, ARPEL

Ignacio Fernández, Pablo Cisneros, Alvaro Atilano y Mauricio Garrón,

CAF Hugo Altomonte, Beno Ruchansky y Hugo Ventura, CEPAL

Hugo Rincón y Juan Carlos Belza, CIER

Juan Cruz Monticelli y Mark Lambrides, OEA

Gabriel Hernández, Pablo Garcés y Néstor Luna,

OLADE Gloria Piña, Marco Vera y Edwin Cruz, WEC-

LAC

Los informes del Estudio Sectorial *Hacia Una Nueva Agenda Energética Para La Región* fueron realizados por la Fundación Bariloche (FB) con la colaboración del Instituto de Eletrotécnica e Energia (actualmente Instituto de Energía y Ambiente) de la Universidad de San Pablo (IEE-USP) para el análisis del caso de Brasil.

La elaboración de este informe estuvo a cargo del equipo de trabajo FB- IEE-USP que fue coordinado por Roberto Kozulj y estuvo integrado por Hilda Dubrovsky, Raúl Landaveri, Francisco Lallana, Daniel Bouille, Gustavo Nadal, Gonzalo Bravo, Nicolás Di Sbroiavacca, Osvaldo Girardin, Héctor Pistonesi, Victor Bravo, Ildo Sauer, Julieta Puerto Rico, Juliana Ferrari Chade Ricosti, Larissa Araujo Rodrigues, Lizett Lopez Suarez, Luis Tadeo Siqueira y Sonia Seger Mercedes.

Se agradece la colaboración de los representantes de las empresas y países que participaron en los diferentes comités y reuniones de revisión del mismo. Igualmente se agradece la participación en la etapa inicial del estudio a José Félix García, ex Secretario Ejecutivo de Arpel; y Plinio Fonseca ex Secretario Ejecutivo de CIER.

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF ni de las instituciones participantes. La versión digital de esta publicación se encuentra en publicaciones.caf.com

©2013 Corporación Andina de Fomento

Todos los derechos reservados

INDICE GENERAL

Pág.

CAPITULO 1

1. IDENTIFICACIÓN DE LOS RASGOS DE LAS MATRICES ENERGÉTICAS DE LA REGIÓN	1
1.1. Evolución de las principales variables energéticas de ALC	1
1.2. Producción de energía primaria.....	2
1.3. Oferta interna bruta, importaciones y exportaciones.....	8
1.4. Consumo final por sectores y fuentes	15
1.5. Los senderos energéticos.....	26
1.6. Consumo de energía útil residencial por habitante	31
1.7. Diversificación de la matriz energética	34
1.8. Indicadores de sustentabilidad energética	38

CAPITULO 2

2. ANÁLISIS DE LA CADENA DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS.....	58
2.1. Reservas de petróleo.....	62
2.2. Producción de petróleo y Relación Reservas Probadas–Producción	78
2.3. Importación y exportación de petróleo.....	91
2.4. Análisis de los precios del petróleo crudo	99
2.5. Refinación y Capacidad de Almacenamiento	104
2.6. Capacidad de almacenamiento	113
2.7. Crudo refinado origen y destino.....	115
2.8. Producción de derivados de petróleo e importación y exportación de derivados de petróleo	118
2.9. Políticas de precios aplicadas a los combustibles.....	136
2.9.1. Precios de venta al público	136
2.9.2. Cargas impositivas a los principales derivados	141
2.9.3. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados	145
2.9.4. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación de los principales derivados y comparación con precios internacionales	148

CAPITULO 3

3. ANÁLISIS DE LA CADENA ELÉCTRICA.....	156
3.1. Introducción	156
3.1. El sector eléctrico de LAC, una mirada abreviada	156
3.1.1. La demanda	156
3.1.2. La oferta	178
3.1.2.1. La Potencia Instalada	187
3.1.2.2. La Generación Eléctrica	198
3.1.2.3. Autoabastecimiento de combustibles	215
3.1.2.4. Generación vs Potencia, Factor de utilización	220
3.1.2.5. Margen de Reserva	230
3.1.2.6. Eficiencia en generación	239
3.1.2.7. Emisiones de CO ₂	244
3.1.2.8. Comercio Internacional de EE	248
3.1.2.9. Pérdidas del BEN	254
3.1.2.10. Pérdidas y Calidad de Servicio. Indicadores Proyecto CIER 06.....	255
3.1.2.11. Autoproducción.....	263

3.1.2.12. Las redes de transmisión	272
3.2. Resumen y Principales Conclusiones	275
ANEXO LISTADO DE TABLAS DE INDICADORES ELABORADAS PARA EL ESTUDIO	287

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE LA CADENA DE GAS NATURAL	293
4.1. Introducción	293
4.2. Las Reservas de Gas Natural.....	293
4.3. La Demanda de gas natural.....	306
4.3.1. La demanda total regional y por sectores.....	306
4.4. La producción de gas natural	312
4.5. El comercio exterior de gas natural	318
4.5.1. Las exportaciones	318
4.5.2. Las importaciones	320
4.5.3. Balance de exportaciones e importaciones respecto a la oferta interna	324
LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO	327
TARIFAS DE GAS NATURAL.....	333
Precios del gas, tamaños de mercado y competitividad frente a productos sustitutos según tipo de mercado	333
Evolución de las tarifas de gas en los principales mercados	339
Síntesis de los aspectos relevantes en materia de política de precios	349
TRANSPORTE DE GAS E INTEGRACIÓN	357
CONCLUSIONES.....	369

CAPITULO 5

5. LAS FUENTES RENOVABLES	376
Introducción.....	376
Alcance de la definición de fuentes renovables.....	376
ALyC en el Contexto internacional	380
Aplicaciones distintas a la Generación Eléctrica. Mercados de Calor y enfriamiento, aprovechamiento directo de la energía	380
Generación eléctrica con renovables.....	381
Estado actual del desarrollo regional.....	386
Inversiones y ambiente de negocios para otras fuentes de energía	398
Aspectos generales.....	398
Panorama de la Inversión a nivel Global	399
Estado de situación en la región. Potencial, grado de desarrollo, barreras, desafíos y oportunidades para diversas tecnologías renovables en el contexto actual de ALyC ..	401
Identificación de fuentes de financiamiento.....	416
Principales barreras e incentivos respecto a la oferta y demanda de Renovables	425
Barreras generales.....	425

CAPITULO 6

6. BIOCOMBUSTIBLES (BIOETANOL, BIODIESEL)	430
Los biocombustibles en el contexto internacional	430

Los biocombustibles en el contexto energético de la región. Fundamentos para su desarrollo	431
Demanda Potencial y Recursos.....	439
Exportación de biocombustibles	447
Infraestructura de abastecimiento, producción, tecnologías, costos.....	450
Biocombustibles de segunda generación	453
Impactos de la producción de biocombustibles en ALyC	455
Emisiones GEI	455
El vínculo con la Seguridad Alimentaria	457
Necesidades de información e I&D	460
Problemas identificados y Recomendaciones	461
Leña	465
Situación actual.....	465
Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial	469
Problemas y temas de investigación	471
Recomendaciones - Uso sustentable y racional de la leña.....	471
Otras Biomásas (residuos agrícolas, pecuarios, agroindustriales, efluentes).....	472
Situación actual.....	472
Recursos potenciales.....	474
Tecnologías para aprovechamiento de recursos de biomasa.....	475
Problemas y temas de investigación	476
6.11.5. Perspectivas y recomendaciones	477
6.12. Bibliografía y Referencias	478

CAPITULO 7

7. EL CARBÓN	484
El Carbón en América Latina.....	485
América Latina y El Caribe y el Mundo.....	485
La cadena del Carbón Mineral en América Latina.....	486
Las Reservas Comprobadas	486
La Producción.....	489
Las Importaciones	491
Las Exportaciones	493
El Consumo	495
Análisis de la Cadena energética por países y subregiones	502
Caribe	503
Mesoamérica	507
Andina	514
Sur	520
América Latina y el Caribe.....	526
Los mercados del Carbón mineral en los pases de América latina y El Caribe.....	527
El mercado de la generación eléctrica.....	527
El mercado siderúrgico del carbón mineral.....	533
Algunas conclusiones sobre los mercados del carbón mineral en América Latina y El Caribe	534
Perspectivas del mercado del Carbón en América Latina y el Caribe	535
Algunos presupuestos.....	535
Las perspectivas en el mercado de Generación Eléctrica en América Latina y El Caribe	536
Las perspectivas en el mercado siderúrgico.....	539
Las perspectivas en otros Mercados	540
Conclusión sobre las perspectivas de los mercados para el uso del Carbón en América Latina y el Caribe.....	540
La Integración	540
Bibliografía	542

CAPITULO 8

8. PROSPECTIVA DE DEMANDA Y CONCLUSIONES.....	548
Matriz energética proyectada.....	548
Conclusiones.....	563
Acerca de la pauta de uso de los recursos no renovables	563
El retraso en las inversiones en infraestructura energética y desarrollo de nueva oferta.....	569
1. La cadena eléctrica.....	569
2. El sector de petróleo y gas (Upstream)	574
3. El sector de petróleo y gas (Downstream)	578
4. Biocombustibles.....	578
5. Fuentes Renovables.....	579
Evolución de la sustentabilidad de la matriz energética	582

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1.2.1. Producción de Energía Primaria	4
Cuadro 1.2.2. Estructura de la Producción de Energía Primaria.....	5
Cuadro 1.3.1. Oferta Interna Bruta Total.....	9
Cuadro 1.3.2. Participación de las Renovables en la Oferta Interna Bruta Total	10
Cuadro 1.3.3. Importaciones netas de energía total ALC	11
Cuadro 1.3.4. Participación de las importaciones sobre la OIBT	13
Cuadro 1.3.5. Grado de autoabastecimiento por sub-región y total ALC.....	14
Cuadro 1.4.1. Consumo final	16
Cuadro 1.4.2. Estructura del consumo energético por sectores	18
Cuadro 1.4.3. Consumo energético por fuentes	19
Cuadro 1.4.4. Participación de la leña en el consumo energético	20
Cuadro 1.6.1. Consumo de energía útil Residencial por habitante.....	33
Cuadro 1.7.1. Participación de las fuentes en la oferta interna bruta total.....	35
Cuadro 1.8.1. Indicadores de sustentabilidad energética	39
Cuadro 2.1.1. Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo en millones de barriles.....	63
Cuadro 2.1.2. Evolución de las Reservas Probables de Petróleo en millones de barriles.....	72
Cuadro 2.1.3. Evolución de las Reservas Posibles de Petróleo en millones de barriles.....	74
Cuadro 2.1.4. Evolución de las Reservas 3P de Petróleo en millones de barriles.....	76
Cuadro 2.2.1. Evolución de la Producción de Petróleo en miles de barriles.....	79
Cuadro 2.2.2. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo.....	87
Cuadro 2.2.3. Evolución de la relación Reservas/Producción (en años)	88
Cuadro 2.3.1. Evolución de las Exportaciones de Petróleo en miles de barriles	94
Cuadro 2.3.2. Evolución de las Importaciones de Petróleo en miles de barriles	95
Cuadro 2.3.3. Tipología de País y Región respecto al Comercio Internacional de Petróleo.....	95
Cuadro 2.3.4. Petróleo (X-M) / Oferta Total de Petróleo (en %)	98
Cuadro 2.5.1. Evolución de la Capacidad de Refinación en miles de barriles/día (MBD).....	105
Cuadro 2.5.2. Capacidad de Refinación en miles de barriles por tipo de Unidad. Año 2009.....	106
Cuadro 2.5.3. Capacidad de Refinación, Índice de complejidad y Planes de inversión.....	111
Cuadro 2.6.1. Capacidad de Almacenamiento en miles de barriles.....	113
Cuadro 2.6.2. Capacidad de Almacenamiento de Gasolina cotejada con el Consumo del año 2009.....	114
Cuadro 2.6.3. Capacidad de Almacenamiento de Diesel cotejada con el Consumo del año 2009.....	115
Cuadro 2.7.1. Porcentaje de Petróleo Importado sobre el Total del Petróleo Procesado en Refinerías	116
Cuadro 2.8.1. Evolución de la Demanda de Derivados de Petróleo en miles de Tep.....	119
Cuadro 2.8.2. Diesel (X-M) / Oferta Total de Diesel (en %)	120
Cuadro 2.8.3. Gasolina Motor (X-M) / Oferta Total de Gasolina Motor (en %)	122
Cuadro 2.8.4. Fuel oil (X-M) / Oferta Total de Fuel oil	123
Cuadro 2.8.5. Porcentaje de la Demanda de Diesel en el Transporte con respecto a la Oferta Total de Diesel.....	125
Cuadro 2.8.6. Porcentaje de la Demanda de Gasolina en el Transporte con respecto a la Oferta Total de Gasolina.....	126
Cuadro 2.8.7. Porcentaje de la Demanda de Gasolina en el Transporte sobre el Consumo Total de Energía en el Transporte	127
Cuadro 2.8.8. Porcentaje de la Demanda de Diesel en el Transporte sobre el Consumo Total de Energía en el Transporte	128
Cuadro 2.8.9. Evolución de las normas de emisión EURO para automóviles a Gasolina y a Diesel.....	130
Cuadro 2.8.10. Evolución de las normas de emisión EURO para vehículos pesados que utilizan Diesel.....	130
Cuadro 2.8.11. Niveles de Azufre en el combustible Diesel en ALyC, al 1º de febrero de 2007.....	132
Cuadro 2.8.12. Capacidad de Refinación vs. la Demanda expresada en Crudo cargado a refinerías (en %).....	134
Cuadro 2.9.1.1. Precio de Venta al Público de la Gasolina Premium. En dólares corrientes por litro.....	137
Cuadro 2.9.1.2. Precio de Venta al Público de la Gasolina Regular. En dólares corrientes por litro	138
Cuadro 2.9.1.3. Precio de Venta al Público del Gas Oil o Diesel automotor. En dólares corrientes por litro.....	139
Cuadro 2.9.1.4. Diferencias promedio en el precio por litro respecto al precio de exportación de los EUA -en u\$/lt- promedio 2002-2011	140
Cuadro 2.9.2.1. Porcentaje de incremento en la carga impositiva a los principales derivados.....	142
Cuadro 2.9.3.1. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados. En dólares corrientes por barril.....	146

CAPITULO 1

1. IDENTIFICACIÓN DE LOS RASGOS DE LAS MATRICES ENERGÉTICAS DE LA REGIÓN

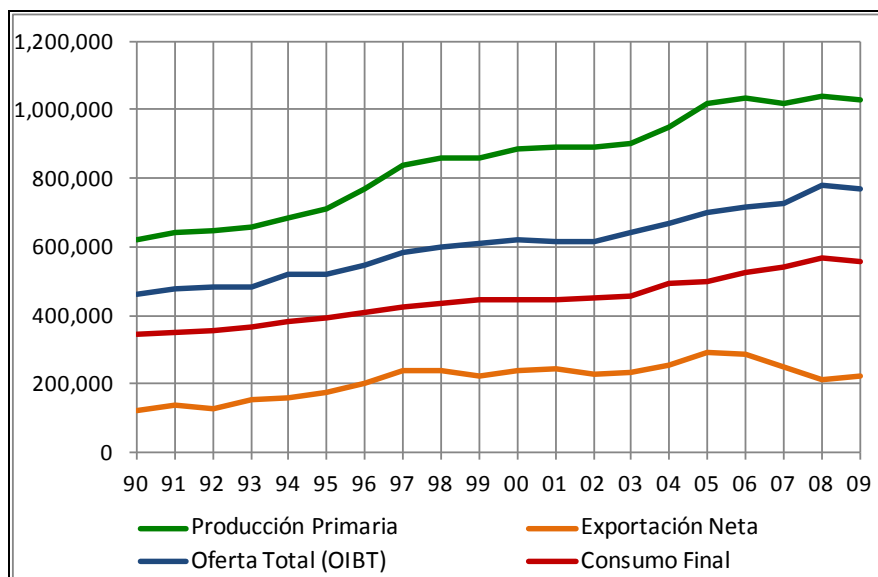
En este punto se realizará la caracterización general de los sistemas energéticos de la región y de cada país a partir de la información proporcionada por los balances energéticos nacionales del SIEE/OLADE. Se analizarán aspectos estructurales de dichos sistemas al año 2009 y su evolución de largo plazo, considerando también los años de corte 1990 y 2000.

También se presentará la evolución de los indicadores de sustentabilidad energética¹ en los países de la región en tres de las dimensiones de la sustentabilidad: económica, social y ambiental.

1.1. Evolución de las principales variables energéticas de ALC

La producción total de energía primaria de toda la región de ALC ha crecido a una tasa anual promedio de 2.7% a.a. en todo el periodo 1990-2009. Por sub-periodos ha habido ritmos distintos: en 1990-2000 fue del 3.6% a.a. y en 2000-2009 de 1.7% a.a. Y se destaca que a partir de 2005 la producción primaria total de la región se mantiene prácticamente estancada, con un crecimiento de 0.3% a.a. hasta 2009.

Gráfico 1.1.1. Evolución de las principales variables energéticas de ALC



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

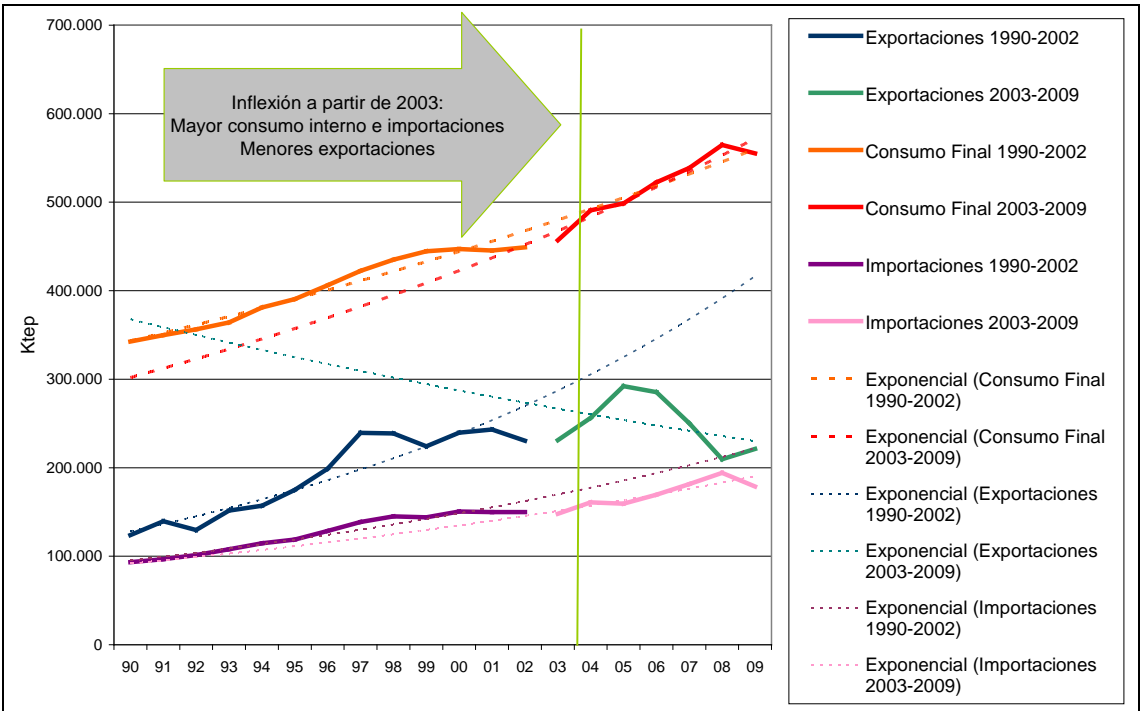
Las exportaciones netas de la región han sido más dinámicas, a pesar de su caída a partir de 2006, el crecimiento promedio en todo el periodo fue de 3.1% a.a. En 2009, las exportaciones netas representaron el 21% de la producción primaria.

¹ Definidos en el trabajo "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética". OLADE/CEPAL/GTZ. Quito, mayo 1977.

La oferta interna bruta total (OIBT) creció a la misma tasa que la producción primaria, del 2.7% a.a. Por su parte el consumo final creció al 2.6% a.a. La diferencia entre ambos conceptos son las pérdidas de transformación y de transporte y distribución. Dichas pérdidas representaron el 26% de la OIBT en 1990, con un aumento al 28% en 2009.

El gráfico siguiente muestra ciertos quiebres de tendencias entre consumo, exportaciones e importaciones de energía registrados entre 2003 y 2008, para destacar el impacto que sobre el sector energético en su conjunto han tenido las condiciones externas descritas en el informe I de este estudio, junto a las diversas políticas energéticas que adoptó la región.

Gráfico 1.1.2. Evolución de las principales variables energéticas de ALC analizadas con cortes en el período de mayor dinamismo económico registrado en las últimas décadas



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

1.2. Producción de energía primaria

Como es sabido, la región presenta una elevada concentración de la producción primaria en unos pocos países: en 2009 sólo 3 de ellos aportaban el 68% del total de la región, estos son México, Brasil y Venezuela. Si a ellos les agregamos Colombia, Argentina y Trinidad y Tobago, el conjunto de los 6 países representan el 90% de ALC².

² Este grado de concentración es superior al de la población (72.6%) y al del PIB (81.6%).

Las principales características de la producción primaria por sub-regiones y países son las siguientes:

El Caribe

- La sub-región participa con el 5.2% de la producción primaria total de ALC en 2009.
- Se destaca Trinidad y Tobago, que por sí solo tiene el 81% de la producción primaria de la sub-región en 2009. En este país, el fuerte crecimiento de la producción primaria se debió al gas natural, la que creció exponencialmente entre 1998 y 2006. La totalidad de su producción actual proviene de no renovables, gas natural (82%) y petróleo (18%), sólo el 0,1% es productos de caña.
- Cuba aporta el 9% de la producción primaria de la sub-región. Es un país cuya producción ha caído al -1.56% a.a. en todo el periodo. Ha tenido cambios en la estructura por fuentes: en 1990 el 84% de era de productos de caña; mientras que en 2009 el 76% es de petróleo y gas natural, y los productos de caña pasaron a solo 19%.
- Jamaica, Barbados y Cuba han tenido significativas caídas de su producción primaria en el periodo analizado. Por el contrario, Trinidad y Tobago, Suriname, Grenada y Haití tasas de crecimiento positivas. Guyana se ha mantenido estable, y Rep. Dominicana en 2004 registra una brusca caída que probablemente se deba a una nueva estimación de la producción y consumo de leña que no fue corregida para los años anteriores.
- En 5 países el 100% de la producción primaria es renovable: Grenada, Guyana, Haití, Jamaica y Rep. Dominicana. En ellos predomina fuertemente la leña y, en menor medida, los productos de caña. La hidroenergía es marginal.
- En Barbados, Cuba y Suriname la participación de las renovables ronda entre el 24-37%, mientras que en Trinidad y Tobago es sólo el 0.1%.
- De este modo en la sub-región en su conjunto tienen más peso las fuentes no renovables (gas natural y petróleo): sólo el 10.5% de la producción primaria de 2009 fue de renovables.

Cuadro 1.2.1. Producción de Energía Primaria

Región-País	Producción (kTep)			Tasas (% a.a.)			Particip. 2009
	1990	2000	2009	1990-2000	2000-2009	1990-2009	
A - El Caribe	24,964	29,645	53,380	1.73%	6.75%	4.08%	5.2%
BARBADOS	140	139	88	-0.09%	-4.97%	-2.43%	0.0%
CUBA	6,775	5,552	5,022	-1.97%	-1.11%	-1.56%	0.5%
GRENADA	4	6	7	2.93%	2.45%	2.70%	0.0%
GUYANA	389	429	436	0.99%	0.19%	0.61%	0.0%
HAITI	1,279	1,578	2,010	2.12%	2.73%	2.41%	0.2%
JAMAICA	1,474	591	529	-8.73%	-1.23%	-5.25%	0.1%
REP.DOMINICANA	1,259	1,502	1,128	1.78%	-3.13%	-0.58%	0.1%
SURINAME	358	799	884	8.34%	1.13%	4.86%	0.1%
TRINIDAD Y TOBAGO	13,285	19,050	43,276	3.67%	9.55%	6.41%	4.2%
B - Mesoamérica	193,978	254,077	270,767	2.74%	0.71%	1.77%	26.3%
COSTA RICA	1,033	1,596	2,990	4.44%	7.23%	5.75%	0.3%
EL SALVADOR	1,899	2,444	2,245	2.56%	-0.94%	0.88%	0.2%
GUATEMALA	3,449	5,424	6,462	4.63%	1.97%	3.36%	0.6%
HONDURAS	1,694	1,582	2,256	-0.68%	4.02%	1.52%	0.2%
MEXICO	183,824	240,843	254,568	2.74%	0.62%	1.73%	24.7%
NICARAGUA	1,417	1,404	1,418	-0.10%	0.11%	0.00%	0.1%
PANAMA	662	785	828	1.73%	0.59%	1.19%	0.1%
C - Área Andina	221,908	346,382	370,759	4.55%	0.76%	2.74%	36.0%
BOLIVIA	7,457	7,696	14,181	0.32%	7.03%	3.44%	1.4%
COLOMBIA	49,848	75,188	101,021	4.20%	3.34%	3.79%	9.8%
ECUADOR	16,701	22,710	28,692	3.12%	2.63%	2.89%	2.8%
PERU	10,988	10,043	17,155	-0.90%	6.13%	2.37%	1.7%
VENEZUELA	136,914	230,747	209,709	5.36%	-1.06%	2.27%	20.4%
D - Área del Sur	179,282	255,865	335,457	3.62%	3.06%	3.35%	32.6%
ARGENTINA	49,385	81,825	79,385	5.18%	-0.34%	2.53%	7.7%
BRASIL	112,819	156,419	235,690	3.32%	4.66%	3.95%	22.9%
CHILE	7,713	8,673	9,969	1.18%	1.56%	1.36%	1.0%
PARAGUAY	7,616	7,561	8,784	-0.07%	1.68%	0.75%	0.9%
URUGUAY	1,749	1,386	1,629	-2.30%	1.81%	-0.37%	0.2%
E - América del Sur	401,937	603,474	707,536	4.15%	1.78%	3.02%	68.7%
América Latina y Caribe	620,132	885,969	1,030,363	3.63%	1.69%	2.71%	100.0%
CENTRO AMERICA	10,154	13,234	16,199	2.68%	2.27%	2.49%	1.6%
CONO SUR	66,462	99,445	99,767	4.11%	0.04%	2.16%	9.7%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.2.2. Estructura de la Producción de Energía Primaria

Región-País	Año	PE	GN	CM	HE	GE	UN	LE	PC	OP	Total	Renov.
A - El Caribe	1990	34.5%	22.3%		1.0%			15.4%	26.7%	0.0%	100.0%	43.1%
	2009	20.9%	68.6%		0.6%			6.4%	3.1%	0.3%	100.0%	10.5%
BARBADOS	1990	46.7%	20.1%						33.2%		100.0%	33.2%
	2009	43.9%	18.7%						37.4%		100.0%	37.4%
CUBA	1990	10.1%	0.4%		0.1%			5.0%	84.3%		100.0%	89.4%
	2009	55.7%	20.3%		0.3%			4.8%	18.9%		100.0%	24.0%
GRENADA	1990							93.4%	6.6%		100.0%	100.0%
	2009							92.8%	7.2%		100.0%	100.0%
GUYANA	1990							55.0%	45.0%		100.0%	100.0%
	2009							56.4%	43.6%		100.0%	100.0%
HAITI	1990				5.1%			89.7%	5.2%		100.0%	100.0%
	2009				1.1%			96.3%	2.6%		100.0%	100.0%
JAMAICA	1990				0.6%			85.1%	14.3%		100.0%	100.0%
	2009				2.3%			70.2%	27.5%		100.0%	100.0%
REP.DOMINICANA	1990				3.0%			68.3%	28.7%		100.0%	100.0%
	2009				12.9%			50.3%	22.6%	14.3%	100.0%	100.0%
SURINAME	1990	55.3%			33.3%			9.2%		2.1%	100.0%	44.7%
	2009	76.2%			16.7%			5.5%		1.6%	100.0%	23.8%
TRINIDAD Y TOBAGO	1990	57.8%	41.5%						0.7%		100.0%	0.7%
	2009	17.7%	82.3%						0.1%		100.0%	0.1%
B - Mesoamérica	1990	66.7%	20.2%	2.7%	1.7%	0.6%	0.0%	6.5%	1.6%	0.0%	100.0%	10.4%
	2009	53.7%	32.4%	1.9%	1.6%	2.5%	1.0%	5.2%	1.6%	0.2%	100.0%	11.0%
COSTA RICA	1990				37.5%			47.8%	12.9%	1.8%	100.0%	100.0%
	2009				28.7%	43.1%		12.7%	8.3%	7.2%	100.0%	100.0%
EL SALVADOR	1990				14.0%	21.8%		53.6%	10.2%	0.5%	100.0%	100.0%
	2009				7.2%	58.4%		22.6%	11.8%		100.0%	100.0%
GUATEMALA	1990	5.8%	0.2%		5.4%			76.6%	11.9%	0.1%	100.0%	94.0%
	2009	10.6%			4.9%	5.1%		60.8%	18.6%		100.0%	89.4%
HONDURAS	1990				11.6%			80.1%	8.3%		100.0%	100.0%
	2009				13.3%			72.2%	14.5%	0.0%	100.0%	100.0%
MEXICO	1990	70.3%	21.3%	2.8%	1.1%	0.2%	0.0%	3.2%	1.0%		100.0%	5.5%
	2009	56.9%	34.4%	2.0%	0.9%	1.5%	1.1%	2.4%	0.8%	0.1%	100.0%	5.6%
NICARAGUA	1990				4.7%	20.8%		63.2%	11.3%		100.0%	100.0%
	2009				6.6%	1.9%		70.4%	18.2%	2.8%	100.0%	100.0%
PANAMA	1990				38.1%			51.2%	10.7%		100.0%	100.0%
	2009				40.5%			49.0%	10.5%		100.0%	100.0%
C - Área Andina	1990	68.8%	15.5%	7.5%	3.6%			3.4%	0.9%	0.3%	100.0%	8.2%
	2009	61.4%	17.0%	14.6%	4.5%			1.4%	0.9%	0.2%	100.0%	7.0%
BOLIVIA	1990	15.3%	68.5%		5.4%			6.9%	2.2%	1.7%	100.0%	16.2%
	2009	14.7%	75.6%		1.4%			5.4%	2.3%	0.6%	100.0%	9.7%
COLOMBIA	1990	44.6%	8.2%	30.2%	5.9%			8.1%	2.6%	0.3%	100.0%	17.0%
	2009	33.6%	10.0%	47.1%	4.3%			2.1%	2.2%	0.7%	100.0%	9.3%
ECUADOR	1990	86.9%	4.5%		2.8%			4.5%	1.2%		100.0%	8.5%
	2009	89.6%	4.9%		3.1%			1.6%	0.8%		100.0%	5.5%
PERU	1990	59.3%	6.1%	0.6%	8.2%			20.5%	2.9%	2.3%	100.0%	33.9%
	2009	27.4%	46.8%	0.7%	12.1%			9.5%	2.7%	0.8%	100.0%	25.2%
VENEZUELA	1990	79.1%	17.3%	1.1%	2.3%			0.0%		0.1%	100.0%	2.5%
	2009	76.9%	15.6%	3.1%	4.4%			0.0%			100.0%	4.4%
D - Área del Sur	1990	32.5%	14.2%	2.5%	15.0%		1.3%	22.1%	10.5%	1.9%	100.0%	49.5%
	2009	39.7%	17.4%	0.8%	13.9%		1.0%	9.8%	13.7%	3.7%	100.0%	41.1%
ARGENTINA	1990	49.5%	37.5%	0.4%	3.9%		4.6%	1.8%	0.9%	1.5%	100.0%	8.1%
	2009	40.3%	50.6%	0.1%	4.6%			0.8%	1.3%	2.3%	100.0%	9.0%
BRASIL	1990	29.2%	4.6%	2.5%	15.8%			29.8%	16.4%	1.9%	100.0%	63.7%
	2009	42.9%	7.2%	0.9%	14.2%		1.4%	10.4%	19.0%	4.0%	100.0%	47.6%
CHILE	1990	11.6%	22.8%	19.8%	10.1%			35.5%		0.2%	100.0%	45.8%
	2009	1.3%	13.4%	4.5%	26.5%			54.2%		0.1%	100.0%	80.8%
PARAGUAY	1990				70.6%			22.8%	0.2%	6.4%	100.0%	100.0%
	2009				69.6%			20.5%	3.4%	6.4%	100.0%	100.0%
URUGUAY	1990				58.9%			36.8%		4.3%	100.0%	100.0%
	2009				38.2%			27.3%		34.6%	100.0%	100.0%
E - América del Sur	1990	52.5%	14.9%	5.3%	8.7%		0.6%	11.8%	5.2%	1.0%	100.0%	26.8%
	2009	51.1%	17.2%	8.0%	9.0%		0.5%	5.4%	7.0%	1.9%	100.0%	23.2%
América Latina y Caribe	1990	56.3%	16.8%	4.2%	6.2%	0.2%	0.4%	10.2%	4.9%	0.7%	100.0%	22.2%
	2009	50.2%	23.9%	6.0%	6.6%	0.6%	0.6%	5.4%	5.4%	1.3%	100.0%	19.3%
CENTRO AMERICA	1990	2.0%	0.1%		13.3%	7.0%		66.4%	10.9%	0.3%	100.0%	98.0%
	2009	4.2%			12.7%	18.3%		48.4%	14.7%	1.6%	100.0%	95.8%
CONO SUR	1990	38.1%	30.5%	2.6%	13.7%		3.4%	9.0%	0.7%	2.0%	100.0%	25.4%
	2009	32.2%	41.6%	0.5%	13.1%			8.3%	1.3%	3.0%	100.0%	25.7%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Mesoamérica

- La sub-región participa con el 26.3% de la producción primaria total de ALC en 2009. Y dentro de ella, México es el país determinante ya que su producción representa el 94% de la sub-región.
- La producción primaria en México tuvo un crecimiento promedio del 2.74% a.a. en la década del 90 y para lo que va de este siglo del 0.62% a.a. Es de mencionar que a partir de 2006 empieza a decrecer a un promedio del -2.08% a.a. Y ello influido por la fuerte caída en su principal fuente primaria, el petróleo, que viene decreciendo en forma sostenida desde el 2005 a un promedio en los últimos 4 años de -5.43% a.a.
- Los restantes países de la sub-región han tenido crecimientos de su producción primaria en todo el periodo, excepto Nicaragua que tiene en 2009 los mismos niveles que en 1990. Se destaca Costa Rica con una tasa promedio en todo el periodo de 5.75% a.a., donde sobresalen los aumentos de producción de geotermia, otras primarias e hidroenergía. Es de mencionar que el 100% de la producción primaria de Costa Rica es renovable, y la leña ha tenido una pérdida importante de participación en todo el periodo.
- En Guatemala, la producción primaria creció a un promedio de 3.36% a.a. En términos absolutos la leña fue la fuente que más aportó a este crecimiento, pero en ritmo de crecimiento se destaca la geotermia a partir de 1999 y los productos de caña con un crecimiento importante en 2009 respecto a 2008. El petróleo tuvo su pico de producción en 2002/3 pero luego comenzó a declinar.
- Panamá, Honduras y El Salvador han tenido tasas de crecimiento moderadas en todo el periodo. En los dos primeros no ha habido grandes en la estructura de producción por fuentes, mientras que en El Salvador se destaca en importante crecimiento de la geotermia, que ha triplicado su producción entre 1990 y 2009.
- Por el contrario, la geotermia en Nicaragua ha tenido una fuerte caída en la producción: en 2009 se produce sólo el 10% de la producción de 1990.
- En la mayoría de los países de la región, el 100% de la producción primaria es renovable. Las excepciones son Guatemala (89%) y México (sólo 5.6% de renovables). Debido al peso de México, en el conjunto de la sub-región, sólo el 11% de la producción corresponde a renovables.

Área Andina

- Esta sub-región participa, en 2009, con el 36.0% de la producción primaria total de ALC. Hay dos países que aportan el 84% de la producción dentro de la sub-región: Venezuela y Colombia.
- Todos sus países han tenido tasas de crecimiento significativas entre 1990 y 2009, alrededor del promedio de la sub-región de 2.74% a.a. Es de destacar el bajo crecimiento del segundo sub-periodo, 2000-2009, debido principalmente a la caída de la producción primaria en Venezuela, que desde 2005 viene registrando un promedio de -4.16% a.a.
- Bolivia y Perú, en cambio, han tenido crecimientos de producción más fuertes en los últimos años. Particularmente debido al crecimiento de la producción

de gas natural a partir de 2004, en Perú como consecuencia de la entrada del gas de Camisea.

- En cuanto a la estructura actual por fuentes de la producción primaria, en la sub-región sólo el 7% corresponde a las renovables. El 87% de no renovables se distribuye de la siguiente manera: petróleo 61%, gas natural 17% y carbón mineral 15%.
- El petróleo ha perdido participación en todos los países, excepto Ecuador. El gas natural ha aumentado su participación, muy significativamente en Perú. El carbón mineral también ha tenido un crecimiento importante, fundamentalmente en Colombia y en menor medida en Venezuela.
- En el campo de las renovables, se destaca el importante aumento de la hidroenergía en Venezuela y en Perú. En sentido contrario, en todo el periodo analizado ha habido una importante sustitución de la leña en casi todos los países de la región, siendo más significativa en Colombia, Perú y Ecuador.

Área del Sur

- La sub-región representa actualmente el 32.6% de la producción primaria total de ALC. Brasil y Argentina producen el 70% y 24% de la sub-región respectivamente.
- Entre 1990 y 2009 la producción de la sub-región ha crecido a una tasa sostenida, en promedio del 3.35% a.a. No obstante, en Brasil el promedio en el periodo 1996-2009 fue de 5.37% a.a., con un crecimiento sostenido; mientras que en Argentina a partir de 2003 la producción primaria viene cayendo, también en forma sostenida, al -1.12% a.a.
- La producción de renovables en la sub-región ha disminuido, pasando del 49.5% en 1990 al 41% en 2009. Ello se debe principalmente al importante crecimiento de la producción de petróleo en Brasil. La producción de gas natural también ha crecido más que el promedio, y en mayores volúmenes en Argentina que en Brasil, a pesar que en Argentina viene cayendo al -1.05% a.a. desde 2005.
- En Brasil, las renovables pasaron del 64% al 48% en todo el periodo. El fuerte aumento de la producción de petróleo y de gas natural y la importante sustitución de leña son las principales causas de dicho cambio de estructura. El aumento de productos de caña (etanol) y otras primarias atenuó en alguna medida una caída mayor de las renovables.
- En Argentina, el gas natural ha reemplazado al petróleo como principal fuente primaria. Desde mediados de los 90 se dejó de producir uranio, importándose luego esta fuente, y ha tenido un leve aumento de participación la hidroenergía.
- Chile es quien ha tenido cambios más significativos en su estructura de producción primaria: las renovables pasaron del 46% en 1990 al 81% en 2009. Con caídas importantes en la producción de petróleo, gas natural y carbón mineral por una parte, y aumentos significativos en hidroenergía y leña por otra. Es de mencionar que el país ha aumentado su dependencia de las importaciones.

- Paraguay y Uruguay tienen el 100% de producción de renovables, concentrada en hidroenergía, leña y otras primarias.

1.3. Oferta interna bruta, importaciones y exportaciones

La oferta interna bruta total (OIBT) de un país o región es el total de energía disponible en sistema, tanto primaria como secundaria, y que se destina al consumo intermedio en los centros de transformación nacionales, al consumo propio y al consumo final de energía de los sectores socioeconómicos del país o región. La misma incluye las pérdidas en los centros de transformación y las pérdidas de transporte y distribución. *O sea, la OIBT es la energía que se requiere teniendo en cuenta la situación socioeconómica y la infraestructura de transformación y consumo existentes.*

La evolución de la OIBT está determinada principalmente por la evolución del contexto económico, social y tecnológico de los países y regiones. Es decir por las principales variables explicativas (o *drivers*) del consumo energético, pero incluye también el resultado neto de exportaciones e importaciones.

Como ya se mencionó, la OIBT de ALC creció a una tasa promedio de 2.7% en el periodo 1990-2009, siendo levemente superior en la primera mitad del periodo que en la segunda. El crecimiento fue sostenido en todo el periodo, excepto el último año: en 2009 cayó un -1.5% respecto al año anterior.

- Hubo 8 países que tuvieron un alto crecimiento de la OIBT en todo el periodo (superior a 4% a.a.): Trinidad y Tobago (el máximo con 5.61% a.a.), Costa Rica, Panamá, Guatemala, Grenada, Ecuador, Chile y Venezuela.
- Sólo 2 países tuvieron tasas negativas: Cuba (-2.31% a.a.) y Jamaica (-0.76% a.a.).
- Los 16 países restantes tuvieron un crecimiento medio de la OIBT, entre 1.15 y 3.77% a.a.

La participación de las renovables en la OIBT de ALC, o sea en sus requerimientos internos, ha disminuido en todo el periodo: en 1990 era de 28.8%; en 2000 de 24.5%; y en 2009 de 25.6%.

Pero ello se ha debido a la sustitución de la leña; porque tanto hidroenergía, geotermia, productos de caña y otras primarias han aumentado su participación en la OIBT, como puede apreciarse en el Cuadro 1.3.2.

A nivel de países se destaca:

- Los aumentos de participación de la hidroenergía en Brasil, Paraguay, Venezuela, Perú, Colombia y Argentina.
- El desarrollo de la geotermia en Mesoamérica, en particular Costa Rica, El Salvador, Guatemala y México. Nicaragua, que tenía una significativa

participación de geotermia en 1990, la que ha disminuido considerablemente al 2009.

Cuadro 1.3.1. Oferta Interna Bruta Total

Región-País	OIBT (kTep)			Tasas (% a.a.)			Particip.
	1990	2000	2009	1990-2000	2000-2009	1990-2009	2009
A - El Caribe	34,615	37,074	43,595	0.69%	1.82%	1.22%	5.7%
BARBADOS	352	379	500	0.73%	3.12%	1.86%	0.1%
CUBA	17,410	11,183	11,174	-4.33%	-0.01%	-2.31%	1.5%
GRENADA	42	74	95	5.78%	2.81%	4.36%	0.0%
GUYANA	768	967	954	2.33%	-0.15%	1.15%	0.1%
HAITI	1,596	2,077	2,754	2.67%	3.18%	2.91%	0.4%
JAMAICA	3,974	4,027	3,438	0.13%	-1.74%	-0.76%	0.4%
REP.DOMINICANA	4,108	7,820	7,765	6.65%	-0.08%	3.41%	1.0%
SURINAME	733	874	1,019	1.78%	1.72%	1.75%	0.1%
TRINIDAD Y TOBAGO	5,631	9,673	15,897	5.56%	5.67%	5.61%	2.1%
B - Mesoamérica	130,080	176,777	216,049	3.11%	2.25%	2.71%	28.1%
COSTA RICA	1,882	3,006	4,813	4.79%	5.37%	5.06%	0.6%
EL SALVADOR	2,405	3,864	4,378	4.86%	1.40%	3.20%	0.6%
GUATEMALA	4,544	7,430	10,319	5.04%	3.72%	4.41%	1.3%
HONDURAS	2,423	3,078	4,542	2.42%	4.42%	3.36%	0.6%
MEXICO	115,498	154,387	185,474	2.94%	2.06%	2.52%	24.1%
NICARAGUA	1,852	2,482	2,880	2.97%	1.67%	2.35%	0.4%
PANAMA	1,475	2,530	3,643	5.54%	4.14%	4.87%	0.5%
C - Área Andina	82,940	112,764	152,633	3.12%	3.42%	3.26%	19.9%
BOLIVIA	3,102	5,213	6,263	5.33%	2.06%	3.77%	0.8%
COLOMBIA	25,815	29,300	34,361	1.27%	1.79%	1.52%	4.5%
ECUADOR	6,218	8,181	13,714	2.78%	5.91%	4.25%	1.8%
PERU	10,041	12,465	18,294	2.19%	4.35%	3.21%	2.4%
VENEZUELA	37,763	57,604	80,001	4.31%	3.72%	4.03%	10.4%
D - Área del Sur	215,613	292,434	356,354	3.09%	2.22%	2.68%	46.4%
ARGENTINA	44,798	60,646	74,399	3.08%	2.30%	2.71%	9.7%
BRASIL	151,432	199,479	242,213	2.79%	2.18%	2.50%	31.5%
CHILE	13,511	24,278	29,517	6.04%	2.19%	4.20%	3.8%
PARAGUAY	3,401	4,494	5,601	2.83%	2.48%	2.66%	0.7%
URUGUAY	2,472	3,536	4,624	3.65%	3.03%	3.35%	0.6%
E - América del Sur	300,054	407,038	510,960	3.10%	2.56%	2.84%	66.5%
América Latina y Caribe	463,248	619,049	768,631	2.94%	2.43%	2.70%	100.0%
CENTRO AMERICA	14,582	22,390	30,575	4.38%	3.52%	3.97%	4.0%
CONO SUR	64,181	92,955	114,142	3.77%	2.31%	3.08%	14.8%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.3.2. Participación de las Renovables en la Oferta Interna Bruta Total

Región-País	Hidroenergía			Geotermia			Leña			Productos de Caña			Otras Primarias			Total Renovables			
	1990	2000	2009	1990	2000	2009	1990	2000	2009	1990	2000	2009	1990	2000	2009	1990	2000	2009	Dif. 09-90
A - El Caribe	0.7%	0.8%	0.8%				11.1%	9.7%	7.8%	18.3%	7.6%	3.8%	0.0%	0.0%	0.4%	30.1%	18.1%	12.8%	-17.3%
BARBADOS										13.2%	7.7%	6.4%				13.2%	7.7%	6.4%	-6.8%
CUBA	0.1%	0.1%	0.1%				1.8%	2.6%	2.1%	32.4%	18.0%	8.5%				34.2%	20.7%	10.8%	-23.5%
GRENADA							9.4%	7.0%	6.9%	0.7%	0.6%	0.5%				10.0%	7.6%	7.4%	-2.6%
GUYANA							27.8%	24.1%	25.8%	22.8%	20.2%	19.9%				50.6%	44.4%	45.7%	-4.9%
HAITI	4.1%	2.9%	0.8%				71.9%	69.9%	70.3%	4.1%	3.2%	1.9%				80.1%	76.0%	73.0%	-7.1%
JAMAICA	0.2%	0.3%	0.4%				31.6%	10.7%	10.8%	5.3%	3.6%	4.2%				37.1%	14.7%	15.4%	-21.7%
REP.DOMINICANA	0.9%	1.0%	1.9%				20.9%	14.6%	7.3%	3.5%	3.5%	3.3%			2.1%	25.3%	19.2%	14.5%	-10.8%
SURINAME	16.3%	15.1%	14.5%				4.5%	4.9%	4.8%				1.0%	1.4%	1.4%	21.9%	21.4%	20.6%	-1.3%
TRINIDAD Y TOBAGO										0.9%	0.9%	0.1%				0.9%	0.9%	0.1%	-0.7%
B - Mesoamérica	2.5%	2.5%	1.9%	0.6%	2.5%	2.9%	9.6%	7.8%	6.5%	2.3%	2.1%	2.0%	0.0%	0.1%	0.2%	15.0%	15.0%	13.5%	-1.5%
COSTA RICA	18.4%	22.8%	13.8%		16.5%	19.8%	26.2%	1.6%	7.9%	7.1%	3.6%	5.2%	1.0%	1.2%	4.4%	52.7%	45.8%	51.1%	-1.7%
EL SALVADOR	7.7%	3.4%	3.7%	11.2%	13.5%	29.9%	42.4%	29.4%	11.6%	6.8%	5.4%	6.1%	0.4%			68.4%	51.6%	51.3%	-17.1%
GUATEMALA	4.1%	3.1%	3.1%		0.2%	3.2%	58.2%	43.6%	38.0%	9.0%	11.3%	11.6%	0.1%	0.3%		71.3%	58.4%	56.0%	-15.4%
HONDURAS	8.1%	7.9%	6.6%				56.0%	38.8%	35.9%	5.8%	4.4%	7.2%		0.3%	0.0%	69.9%	51.4%	49.7%	-20.3%
MEXICO	1.7%	1.8%	1.2%	0.4%	2.1%	2.0%	5.0%	4.4%	3.4%	1.6%	1.4%	1.0%		0.0%	0.1%	8.8%	9.8%	7.7%	-1.1%
NICARAGUA	3.3%	0.9%	2.1%	5.5%	1.9%	0.9%	48.3%	39.4%	34.7%	8.6%	9.6%	9.0%			1.3%	65.8%	51.8%	47.9%	-17.9%
PANAMA	15.1%	13.3%	9.2%				23.0%	15.6%	11.1%	4.8%	2.1%	2.4%				42.9%	31.0%	22.7%	-20.2%
C - Área Andina	9.4%	10.1%	10.9%				9.1%	4.8%	3.3%	2.4%	2.8%	1.5%	0.7%	0.6%	0.6%	21.6%	18.3%	16.3%	-5.2%
BOLIVIA	13.1%	12.1%	3.1%				16.6%	7.1%	12.1%	5.3%	5.8%	5.3%	4.0%	1.5%	1.4%	39.0%	26.5%	21.9%	-17.1%
COLOMBIA	10.9%	11.3%	12.5%				15.7%	9.4%	6.3%	5.0%	7.6%	3.8%	0.6%	1.1%	1.9%	32.2%	29.3%	24.5%	-7.7%
ECUADOR	7.7%	8.9%	6.4%				12.0%	6.1%	3.4%	3.3%	3.4%	1.7%				22.9%	18.4%	11.5%	-11.5%
PERU	9.0%	11.2%	11.4%				22.4%	14.3%	8.9%	3.2%	2.6%	2.5%	2.6%	2.5%	0.8%	37.1%	30.5%	23.6%	-13.5%
VENEZUELA	8.4%	9.3%	11.5%				0.1%	0.0%	0.0%					0.0%		8.5%	9.4%	11.5%	3.0%
D - Área del Sur	11.0%	12.6%	12.9%				18.3%	11.8%	9.2%	8.8%	7.1%	12.9%	1.6%	2.0%	3.5%	39.7%	33.5%	38.5%	-1.2%
ARGENTINA	4.4%	6.0%	5.9%				1.9%	1.7%	0.9%	1.0%	1.5%	1.4%	1.6%	1.2%	2.5%	8.9%	10.3%	10.6%	1.7%
BRASIL	13.1%	14.9%	15.2%				22.2%	13.6%	10.1%	12.2%	10.0%	18.5%	1.4%	2.2%	3.9%	48.9%	40.7%	47.6%	-1.3%
CHILE	5.7%	6.8%	8.9%				20.3%	18.0%	18.3%				0.1%	0.0%	0.0%	26.1%	24.8%	27.3%	1.2%
PARAGUAY	14.3%	24.4%	30.2%				51.1%	36.0%	31.9%	0.4%	0.2%	5.4%	14.4%	13.7%	10.1%	80.2%	74.4%	77.5%	-2.7%
URUGUAY	28.2%	19.5%	12.2%				26.0%	10.9%	9.6%				2.6%	1.1%	12.2%	56.8%	31.4%	34.0%	-22.8%
E - América del Sur	10.6%	11.9%	12.3%				15.8%	9.9%	7.5%	7.0%	5.9%	9.5%	1.3%	1.6%	2.6%	34.7%	29.3%	31.9%	-2.8%
América Latina y Caribe	7.6%	8.6%	8.7%	0.2%	0.7%	0.8%	13.7%	9.3%	7.2%	6.5%	4.9%	7.1%	0.9%	1.1%	1.8%	28.8%	24.5%	25.6%	-3.2%
CENTRO AMERICA	8.2%	7.4%	6.0%	2.5%	4.8%	8.6%	46.3%	31.2%	25.7%	7.4%	7.1%	7.8%	0.2%	0.3%	0.8%	64.6%	50.7%	48.9%	-15.8%
CONO SUR	6.1%	7.6%	8.1%				9.3%	8.0%	7.3%	0.7%	1.0%	1.1%	2.0%	1.5%	2.6%	18.1%	18.0%	19.1%	1.0%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

- La leña ha disminuido su participación en la OIBT en todos los países de la región, en distinto grado que se analizará más adelante con la evolución del consumo final por fuentes.
- Los productos de caña, como se mencionó, han aumentado participación en la OIBT. En general se observa que en la mayoría de los países ha disminuido su participación en la OIBT, probablemente debido al menor peso relativo del bagazo. El aumento general de la participación de los productos de caña sido motivado por el importante aumento de la utilización del etanol en Brasil.

Las principales diferencias entre la OIBT y la producción de energía primaria están dadas por las importaciones y exportaciones de energía (tanto primaria como secundaria). Los demás conceptos del balance energético (variación de inventarios y no aprovechado) tienen generalmente poca incidencia en dichas diferencias.

La información disponible no discrimina las importaciones y exportaciones por origen y destino, por ello no se pueden diferenciar los intercambios intra-regionales de los extra-regionales y así analizar las importaciones y exportaciones de la región en su conjunto. Lo que sí se puede analizar para una región son las importaciones netas (importaciones – exportaciones), dado que los intercambios intra-regionales se anulan entre sí.

En el siguiente cuadro se puede apreciar que el conjunto de la región ALC ha sido exportadora neta de energía en todo el periodo analizado. Las exportaciones netas casi se duplican en 2000 respecto a 1990 (aumento del 91%), y en 2009 resultaron un 5% inferior a 2000.

Cuadro 1.3.3. Importaciones netas de energía total ALC
(kTep)

Fuente	1990	2000	2009
Petróleo	-91,018	-208,603	-180,210
Gas Natural	60	-1,625	-6,548
Carbón Mineral	2,693	-8,685	-31,778
Nuclear			2,150
Gas Licuado	602	5,926	4,227
Gasolinas/Alcohol	-5,450	-3,022	8,635
Kerosene y Turbo	-4,007	-4,982	-4,634
Diesel Oil	-6,833	2,482	11,659
Fuel Oil	-17,880	-16,986	-28,195
Coques	439	2,089	1,889
Carbón Vegetal	1	10	-139
Otras Secundarias	-660	199	948
TOTAL	-122,052	-233,196	-221,996

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

En líneas generales, ALC resulta exportadora neta de fuentes primarias: petróleo, gas natural y carbón mineral. En 2009, ALC exportó el equivalente al 35% de su

producción de petróleo y el 51% de su producción de carbón mineral. En cambio, las exportaciones de gas natural fueron de sólo el 3% de la producción de la región.

La principal fuente secundaria exportada por ALC es el fuel oil. En 2009 sus exportaciones netas representaron el 38% de la producción.

La región resulta importadora neta de gas licuado, gasolinas y diesel oil. Las importaciones netas en 2009 significaron el 14%, 8% y 12% respectivamente de los consumos finales de dichas fuentes.

Si consideramos las exportaciones totales de los países de la región (intra y extra-regionales) del año 2009, se resume la siguiente participación de los países en el total:

- Petróleo: Venezuela exportó el 39%, México el 30%, Brasil el 12%, Colombia el 8%, Ecuador el 7%, y Trinidad y Tobago y Argentina el 2% cada uno.
- Carbón mineral: fueron de Colombia el 88% y de Venezuela el 12%.
- Gas natural: el 64% de Trinidad y Tobago, el 27% de Bolivia, el 5% de Colombia, el 3% de Argentina y el 2% de México.
- Fuel oil: 32% de Venezuela, 25% de México, 19% de Brasil, 8% de Colombia, 7% de Trinidad y Tobago, 4% de Ecuador y 3% de Perú.

En cuanto a las importaciones totales (intra y extra-regionales) del año 2009, las principales participaciones de los países son:

- Gas Licuado, 22 de los 26 países lo importan, se destacan: México el 36%, Brasil el 19%, Rep. Dominicana el 11% y Ecuador el 10%.
- Gasolinas: México el 58%, Brasil el 15%, Guatemala el 4% y Ecuador el 4%.
- Diesel oil: Chile el 20%, Brasil el 12%, México el 10%, Ecuador el 8%, Colombia el 7%, Guatemala el 6% y Rep. Dominicana el 5%.
- Nuclear: la totalidad corresponde a Argentina.

A fin de evaluar la autarquía energética de los países se calcula, para cada uno de ellos, el cociente entre las importaciones de energía y la OIBT³. Un valor bajo de este indicador indica una alta autarquía energética y, a la inversa, un valor alto indica una baja autarquía.

En el siguiente cuadro se muestra la participación de las importaciones sobre la OIBT y, tomando los valores de 2009, agrupamos los países en 4 grupos:

- Alta autarquía (importación/OIBT < 10%):
Venezuela, Colombia, Argentina y Bolivia.

³ Nótese que este indicador difiere del de Autarquía energética del trabajo de OLADE/CEPAL/ GTZ que está definido como el porcentaje de las importaciones en la suma de importación y producción primaria.

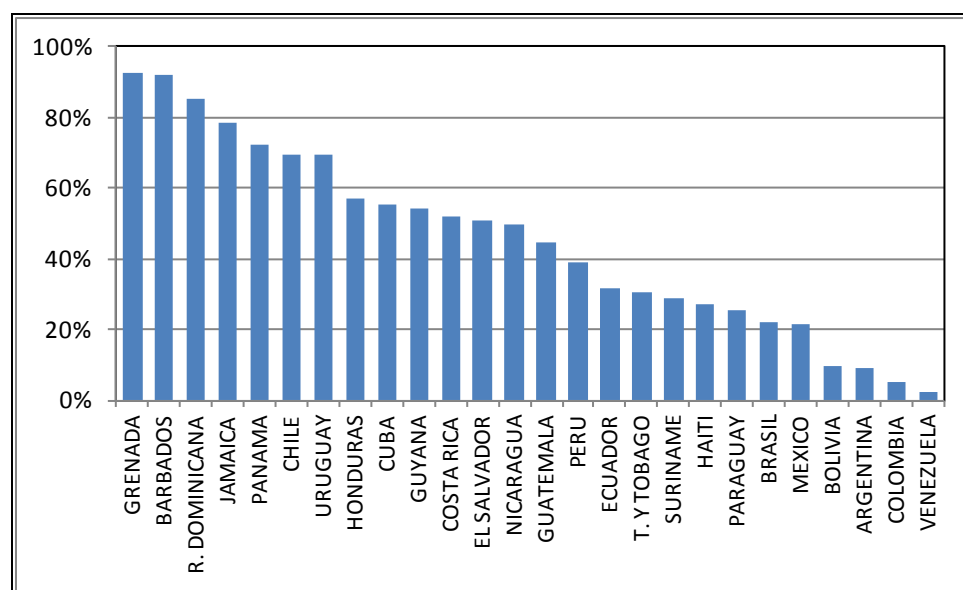
- Media-alta autarquía (importación/OIBT entre el 11% y 30%):
México, Brasil, Paraguay, Haití, Suriname y Trinidad y Tobago.
- Media-baja autarquía (importación/OIBT entre el 31% y 60%):
Ecuador, Perú, Guatemala, Nicaragua, El Salvador, Costa Rica, Guyana, Cuba y Honduras.
- Baja autarquía (importación/OIBT > 61%):
Uruguay, Chile, Panamá, Jamaica, Rep. Dominicana, Barbados y Grenada.

Cuadro 1.3.4. Participación de las importaciones sobre la OIBT

País	1990	2000	2009	Diferencias		
				2000-1990	2009-2000	2009-1990
A - El Caribe						
BARBADOS	135%	136%	92%	1%	-44%	-43%
CUBA	60%	53%	55%	-7%	2%	-5%
GRENADA	91%	92%	93%	1%	0%	1%
GUYANA	49%	55%	54%	6%	-1%	5%
HAITI	19%	24%	27%	5%	3%	8%
JAMAICA	65%	95%	78%	29%	-16%	13%
REP. DOMINICANA	75%	81%	85%	6%	4%	11%
SURINAME	60%	32%	29%	-28%	-3%	-31%
TRINIDAD Y TOBAGO	18%	51%	30%	33%	-21%	12%
B - Mesoamérica						
COSTA RICA	56%	62%	52%	6%	-10%	-4%
EL SALVADOR	34%	56%	51%	22%	-5%	17%
GUATEMALA	29%	40%	45%	11%	5%	16%
HONDURAS	32%	49%	57%	17%	8%	25%
MEXICO	5%	16%	21%	11%	5%	16%
NICARAGUA	37%	49%	50%	12%	1%	13%
PANAMA	88%	115%	72%	27%	-43%	-16%
C - Área Andina						
BOLIVIA	0%	6%	10%	6%	4%	10%
COLOMBIA	5%	2%	5%	-3%	3%	0%
ECUADOR	4%	12%	32%	8%	19%	27%
PERU	17%	44%	39%	27%	-5%	22%
VENEZUELA			2%		2%	2%
D - Área del Sur						
ARGENTINA	8%	6%	9%	-1%	3%	2%
BRASIL	31%	28%	22%	-3%	-6%	-9%
CHILE	53%	77%	70%	24%	-7%	17%
PARAGUAY	23%	27%	25%	4%	-1%	2%
URUGUAY	56%	80%	69%	24%	-11%	13%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.3.1. Participación de las importaciones en la OIBT – año 2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Participación de las importaciones > 100% de la OIBT, significa que el país ha importado una cantidad superior a su OIBT y ha exportado los excedentes de otro tipo de fuentes. Son los casos de Barbados en 1990 y 2000 y de Panamá en 2000.

Se puede ver en el cuadro anterior que los países que más han aumentado su autarquía energética en todo el periodo 1990-2009 son: Barbados, Suriname, Panamá y Brasil.

Por el contrario, los que más han disminuido su autarquía en todo el periodo han sido: Ecuador, Honduras, Perú, El Salvador, Chile, Guatemala y México. Sin embargo de ellos, Perú, El Salvador y Chile han aumentado su autarquía el último sub-periodo 2000-2009.

A nivel de sub-región o región no se puede medir la dependencia energética a partir de las importaciones ya que al no ser discriminados los intercambios intra-regionales las mismas aparecerán sobre estimadas.

En consecuencia se ha calculado entonces, el grado de autoabastecimiento de las sub-regiones como cociente entre la producción total de energía primaria y la OIBT. En términos generales si este indicador es < 1 indica que la sub-región es importadora de energía y si es > 1 es exportadora. Pero este es un indicador global sobre la totalidad del sistema energético, y no permite hacer un análisis de los superávit o déficit de cada una de las fuentes energéticas ni de sus posibilidades de sustitución entre recursos propios.

Así se puede observar en el siguiente cuadro que, en 2009, la región de ALC tuvo una producción total de energía primaria superior en un 34% a su OIBT. El Área Andina fue la que tuvo mayores excedentes totales (134%), y le siguen Mesoamérica y El Caribe con 25% y 22% de excedentes, respectivamente.

Cuadro 1.3.5. Grado de autoabastecimiento por sub-región y total ALC

Región	1990	2000	2009	Diferencia 2009-1990
A - El Caribe	0.72	0.80	1.22	0.50
B - Mesoamérica	1.49	1.44	1.25	-0.24
C - Área Andina	2.68	3.07	2.43	-0.25
D - Área del Sur	0.83	0.87	0.94	0.11
E - América del Sur	1.34	1.48	1.38	0.05
América Latina y Caribe	1.34	1.43	1.34	0.00
CENTRO AMERICA	0.70	0.59	0.53	-0.17
CONO SUR	1.04	1.07	0.87	-0.16

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

El Área del Sur es deficitaria en su producción primaria en relación a su OIBT (-6%), lo mismo que Centro América (Mesoamérica sin México) con un déficit del 47%.

Los hechos destacables en la evolución 2000-2009 son:

- El Caribe incrementa su nivel excedentario debido a Trinidad y Tobago
- Mesoamérica disminuye su capacidad excedentaria debido básicamente al comportamiento petrolero de México.
- El área Andina disminuye su nivel excedentario debido básicamente a la declinación exportadora de Colombia, Venezuela y Bolivia.
- El área del Sur aumenta levemente su nivel de autosuficiencia, lo que se explica principalmente por el comportamiento de Brasil, mas no así de Argentina.

1.4. Consumo final por sectores y fuentes

El consumo final de energía en ALC creció en todo el periodo a una tasa promedio de 2.57% a.a.

El primer sub-periodo, 1990-2000, la tasa promedio de crecimiento fue mayor (2.70% a.a.) y sostenida durante toda esa década. A partir de 1999 y hasta 2003, el crecimiento del consumo final se desacelera a 0.69% a.a. *A partir de 2004 vuelve a crecer en forma importante hasta 2008 con una tasa de 4.33% a.a., para finalmente en 2009 caer un -1.71% respecto a 2008.*

En 2009, 4 países concentran el 74% del consumo final total de ALC, ellos son: Brasil (35.4%), México (20.5%), Argentina (9.4%) y Venezuela (9.0%).

Cuadro 1.4.1. Consumo final

Región-País	Consumo Final (kTep)			Tasas (% a.a.)			Particip. 2009
	1990	2000	2009	1990-2000	2000-2009	1990-2009	
A - El Caribe	24,108	26,524	33,811	0.96%	2.73%	1.80%	6.1%
BARBADOS	231	249	306	0.75%	2.29%	1.48%	0.1%
CUBA	12,916	8,448	8,890	-4.16%	0.57%	-1.95%	1.6%
GRENADA	32	58	75	6.13%	2.81%	4.54%	0.0%
GUYANA	637	850	837	2.92%	-0.17%	1.45%	0.2%
HAITI	1,229	1,743	2,459	3.56%	3.90%	3.72%	0.4%
JAMAICA	2,379	2,344	2,728	-0.15%	1.70%	0.72%	0.5%
REP.DOMINICANA	2,686	5,433	5,376	7.30%	-0.12%	3.72%	1.0%
SURINAME	483	596	630	2.12%	0.62%	1.40%	0.1%
TRINIDAD Y TOBAGO	3,514	6,802	12,511	6.83%	7.01%	6.91%	2.3%
B - Mesoamérica	96,187	118,092	137,743	2.07%	1.73%	1.91%	24.8%
COSTA RICA	1,776	2,341	3,674	2.80%	5.14%	3.90%	0.7%
EL SALVADOR	1,935	2,928	3,055	4.23%	0.47%	2.43%	0.6%
GUATEMALA	4,326	6,405	7,988	4.00%	2.49%	3.28%	1.4%
HONDURAS	2,338	2,775	3,766	1.73%	3.45%	2.54%	0.7%
MEXICO	83,150	99,824	114,063	1.84%	1.49%	1.68%	20.5%
NICARAGUA	1,477	1,927	2,084	2.70%	0.87%	1.83%	0.4%
PANAMA	1,186	1,893	3,114	4.79%	5.68%	5.21%	0.6%
C - Área Andina	61,358	78,443	103,744	2.49%	3.15%	2.80%	18.7%
BOLIVIA	2,181	2,591	4,850	1.74%	7.22%	4.30%	0.9%
COLOMBIA	20,132	23,100	24,740	1.38%	0.77%	1.09%	4.5%
ECUADOR	5,082	6,431	10,510	2.38%	5.61%	3.90%	1.9%
PERU	9,080	11,330	13,735	2.24%	2.16%	2.20%	2.5%
VENEZUELA	24,883	34,992	49,909	3.47%	4.02%	3.73%	9.0%
D - Área del Sur	160,940	224,109	279,803	3.37%	2.50%	2.95%	50.4%
ARGENTINA	30,595	41,688	52,081	3.14%	2.50%	2.84%	9.4%
BRASIL	114,351	156,809	196,363	3.21%	2.53%	2.89%	35.4%
CHILE	10,942	19,385	23,471	5.89%	2.15%	4.10%	4.2%
PARAGUAY	2,968	3,726	4,066	2.30%	0.98%	1.67%	0.7%
URUGUAY	2,084	2,503	3,822	1.85%	4.82%	3.24%	0.7%
E - América del Sur	223,419	303,998	385,013	3.13%	2.66%	2.91%	69.4%
América Latina y Caribe	342,593	447,168	555,101	2.70%	2.43%	2.57%	100.0%
CENTRO AMERICA	13,037	18,268	23,681	3.43%	2.93%	3.19%	4.3%
CONO SUR	46,589	67,301	83,439	3.75%	2.42%	3.11%	15.0%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

En cuanto al consumo por sectores, se ha tomado el consumo energético (que es el consumo final menos el consumo no energético), y se compara su evolución entre 2000 y 2009. Se ha optado por no incluir en el análisis el año 1990 dado que algunos países pueden cambiar con el tiempo la metodología para asignar el consumo de energía por sectores y no suelen homogeneizar las series históricas. Se considera que al tomar una serie más corta dichas distorsiones serán menores.

Entre 2000 y 2009 el sector Residencial de ALC perdió 2.8% de participación en el consumo total energético. El Transporte aumentó 1.6%; Agropecuario aumentó 0.7%; Industria el 0.3%; y, Comercial y Público el 0.2%.

Si bien son múltiples los factores que llevan al cambio de la estructura del consumo por sectores, hay dos fenómenos generalizados que han contribuido a la pérdida de participación del Residencial y al aumento del transporte: por una parte la sustitución de la leña en el sector Residencial que debido a su bajo rendimiento de utilización en

relación a sus fuentes sustitutas (gas licuado, gas natural, etc.) hace que se puedan satisfacer las necesidades energéticas de los hogares con menores consumos de energía final o neta; por otra, el aumento relativo del transporte individual en detrimento del transporte público que aumenta considerablemente las intensidades energéticas.

En el año 2009, el 49.2% del consumo final energético de ALC fue proporcionado por los derivados del petróleo; el 16.8% por Electricidad; el 15.2% por las biomásas (leña, productos de caña, otras primarias y carbón vegetal); 13.8% por gas natural; 3.2% por carbón mineral y coque; y, el 1.1% restante por otras secundarias.

Considerando los cambios en la participación de las fuente en el largo plazo entre 1990 y 2009, podemos destacar la pérdida de participación de las biomásas (principalmente la sustitución de la leña) de -6.8%. También perdieron los derivados de petróleo (-2.5%) que han sido sustituidos en gran medida por gas natural. Este último aumento su participación un 3.7% en los 19 años de comparación. El otro cambio a destacar es el aumento de participación de la electricidad, del 3.6% en todo el periodo, producto de una mayor difusión de los usos eléctricos.

Cuadro 1.4.2. Estructura del consumo energético por sectores

Región-País	Año	RES	CSP	IND	TRA	AGR	OTR	Total
A - El Caribe	2000	22.3%	2.8%	42.9%	25.3%	4.9%	1.8%	100.0%
	2009	19.3%	4.0%	49.7%	20.1%	4.5%	2.5%	100.0%
BARBADOS	2000	13.7%	14.1%	20.5%	47.7%	0.3%	3.8%	100.0%
	2009	14.7%	16.3%	16.7%	47.7%	0.2%	4.3%	100.0%
CUBA	2000	10.1%	4.7%	57.3%	20.0%	4.2%	3.8%	100.0%
	2009	10.8%	6.2%	67.1%	5.4%	3.9%	6.5%	100.0%
GRENADA	2000	29.4%	10.8%	3.7%	52.7%	3.2%	0.2%	100.0%
	2009	30.1%	13.8%	3.3%	50.0%	2.8%		100.0%
GUYANA	2000	30.7%	1.0%	27.8%	19.7%	20.7%	0.1%	100.0%
	2009	32.3%	1.1%	27.3%	21.2%	17.9%	0.1%	100.0%
HAITI	2000	63.8%	2.4%	18.4%	15.4%			100.0%
	2009	63.3%	1.7%	16.6%	18.5%			100.0%
JAMAICA	2000	17.7%	6.0%	18.8%	33.7%	20.0%	3.8%	100.0%
	2009	12.7%	6.3%	15.6%	43.7%	20.5%	1.2%	100.0%
REP.DOMINICANA	2000	40.3%		19.2%	39.0%	1.5%		100.0%
	2009	31.4%	4.6%	24.5%	35.7%	2.6%	1.3%	100.0%
SURINAME	2000	14.2%	4.1%	53.8%	20.2%	7.7%		100.0%
	2009	15.2%	4.5%	49.8%	23.4%	7.1%		100.0%
TRINIDAD Y TOBAGO	2000	5.9%	0.1%	77.2%	16.8%			100.0%
	2009	5.4%	0.1%	78.9%	15.6%			100.0%
B - Mesoamérica	2000	25.6%	0.8%	31.6%	39.3%	2.6%	0.1%	100.0%
	2009	23.0%	1.3%	26.8%	46.0%	2.7%	0.2%	100.0%
COSTA RICA	2000	13.9%	8.3%	23.2%	49.9%	4.4%	0.3%	100.0%
	2009	16.8%	8.5%	25.7%	45.8%	1.9%	1.3%	100.0%
EL SALVADOR	2000	44.6%	2.2%	21.4%	31.3%	0.2%	0.3%	100.0%
	2009	25.0%	3.7%	36.1%	34.9%	0.2%	0.0%	100.0%
GUATEMALA	2000	56.7%	3.2%	14.1%	24.6%	0.8%	0.6%	100.0%
	2009	51.6%	3.9%	17.2%	27.4%			100.0%
HONDURAS	2000	47.4%	3.9%	22.1%	26.6%			100.0%
	2009	47.1%	4.7%	15.7%	26.8%		5.7%	100.0%
MEXICO	2000	22.0%		34.1%	41.0%	2.9%		100.0%
	2009	19.8%	0.2%	28.0%	48.8%	3.2%		100.0%
NICARAGUA	2000	50.9%	8.4%	16.6%	22.2%	1.1%	0.8%	100.0%
	2009	47.3%	10.4%	14.2%	25.4%	1.1%	1.6%	100.0%
PANAMA	2000	28.7%	9.5%	21.4%	37.6%		2.8%	100.0%
	2009	20.0%	11.4%	22.4%	45.8%	0.5%		100.0%
C - Área Andina	2000	18.3%	5.3%	32.1%	37.7%	5.8%	0.8%	100.0%
	2009	15.1%	4.8%	37.1%	39.1%	3.5%	0.4%	100.0%
BOLIVIA	2000	25.8%	2.8%	33.7%	35.8%	1.2%	0.7%	100.0%
	2009	18.9%	3.9%	29.0%	39.8%	7.5%	0.9%	100.0%
COLOMBIA	2000	19.7%	5.6%	31.1%	33.4%	8.1%	2.1%	100.0%
	2009	21.8%	5.2%	28.1%	38.1%	5.8%	1.0%	100.0%
ECUADOR	2000	21.3%	4.6%	20.8%	51.7%	0.3%	1.3%	100.0%
	2009	17.8%	3.4%	15.7%	61.1%	1.1%	1.0%	100.0%
PERU	2000	32.1%	2.5%	16.7%	31.5%	17.1%		100.0%
	2009	23.3%	6.3%	19.7%	37.6%	13.2%		100.0%
VENEZUELA	2000	10.8%	6.6%	40.8%	40.3%	1.5%		100.0%
	2009	9.0%	4.5%	51.1%	35.3%	0.1%		100.0%
D - Área del Sur	2000	18.5%	5.8%	37.0%	33.6%	5.1%	0.0%	100.0%
	2009	16.1%	5.9%	37.5%	33.3%	7.2%	0.0%	100.0%
ARGENTINA	2000	25.4%	7.3%	27.1%	33.4%	6.7%		100.0%
	2009	24.0%	8.0%	32.3%	28.7%	6.9%		100.0%
BRASIL	2000	15.2%	5.7%	39.9%	33.7%	5.4%		100.0%
	2009	12.7%	5.5%	41.0%	34.3%	6.5%		100.0%
CHILE	2000	24.4%	3.2%	37.8%	34.6%			100.0%
	2009	21.5%	4.8%	23.9%	35.4%	14.4%		100.0%
PARAGUAY	2000	36.3%	1.7%	35.3%	26.7%			100.0%
	2009	32.0%	3.7%	30.4%	32.7%		1.1%	100.0%
URUGUAY	2000	29.7%	8.1%	19.7%	34.2%	8.3%	0.1%	100.0%
	2009	20.2%	6.5%	30.7%	33.3%	9.2%	0.1%	100.0%
E - América del Sur	2000	18.5%	5.6%	35.8%	34.6%	5.3%	0.2%	100.0%
	2009	15.8%	5.6%	37.4%	34.9%	6.2%	0.1%	100.0%
América Latina y Caribe	2000	20.6%	4.2%	35.0%	35.4%	4.5%	0.3%	100.0%
	2009	17.8%	4.4%	35.4%	36.9%	5.2%	0.3%	100.0%
CENTRO AMERICA	2000	44.3%	5.0%	18.7%	30.3%	1.0%	0.7%	100.0%
	2009	37.5%	6.2%	21.1%	33.3%	0.5%	1.3%	100.0%
CONO SUR	2000	25.9%	5.8%	30.5%	33.4%	4.4%	0.0%	100.0%
	2009	23.5%	6.8%	29.7%	31.1%	8.8%	0.1%	100.0%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.4.3. Consumo energético por fuentes

Región-País	Año	GN	PE y der.	CM y coq.	Biom.	Electric.	Ot. sec.	Total
A - El Caribe	1990	6.9%	51.3%	0.8%	32.0%	8.8%	0.3%	100.0%
	2009	19.4%	49.7%	0.5%	16.9%	13.6%	0.0%	100.0%
BARBADOS	1990	2.8%	61.5%		16.6%	19.2%		100.0%
	2009	3.2%	62.2%		9.0%	25.6%		100.0%
CUBA	1990	0.2%	53.4%	1.1%	36.3%	8.4%	0.5%	100.0%
	2009	8.0%	64.5%	0.2%	13.0%	14.3%	0.0%	100.0%
GRENADA	1990		75.0%		13.1%	11.8%		100.0%
	2009		69.7%		9.2%	20.5%	0.6%	100.0%
GUYANA	1990		42.9%		53.6%	3.5%		100.0%
	2009		48.8%		45.4%	5.8%		100.0%
HAITI	1990		18.2%		79.3%	2.4%		100.0%
	2009		27.4%		71.4%	1.2%		100.0%
JAMAICA	1990		75.3%	1.5%	15.5%	7.6%		100.0%
	2009		69.3%	1.3%	13.0%	16.3%		100.0%
REP.DOMINICANA	1990		54.8%		34.8%	10.4%		100.0%
	2009	0.3%	60.2%	1.4%	17.2%	21.0%		100.0%
SURINAME	1990		69.7%		8.8%	21.4%		100.0%
	2009		69.6%		10.3%	20.1%		100.0%
TRINIDAD Y TOBAGO	1990	61.7%	27.3%			11.0%		100.0%
	2009	71.2%	18.9%			9.9%		100.0%
B - Mesoamérica	1990	12.5%	58.3%	1.9%	17.1%	10.2%		100.0%
	2009	9.4%	60.2%	4.0%	12.5%	14.0%	0.0%	100.0%
COSTA RICA	1990		47.3%	0.0%	36.3%	16.4%		100.0%
	2009		57.1%	2.0%	20.9%	20.0%		100.0%
EL SALVADOR	1990		34.1%		57.9%	7.9%		100.0%
	2009		67.1%		20.1%	12.8%		100.0%
GUATEMALA	1990		28.5%		67.5%	4.0%		100.0%
	2009		34.6%	9.3%	47.9%	8.1%		100.0%
HONDURAS	1990		30.9%	0.0%	63.6%	5.5%		100.0%
	2009		42.0%	3.2%	43.3%	11.5%		100.0%
MEXICO	1990	14.7%	62.4%	2.2%	10.1%	10.6%		100.0%
	2009	11.4%	62.8%	3.9%	7.6%	14.4%		100.0%
NICARAGUA	1990		28.5%		64.6%	6.8%		100.0%
	2009		38.2%	2.7%	49.3%	9.8%		100.0%
PANAMA	1990		51.5%	1.9%	31.6%	15.0%		100.0%
	2009		66.8%	1.4%	14.1%	16.0%	1.7%	100.0%
C - Área Andina	1990	14.5%	52.6%	3.4%	16.3%	13.1%	0.0%	100.0%
	2009	23.1%	52.3%	2.2%	6.9%	15.5%	0.1%	100.0%
BOLIVIA	1990	7.7%	50.1%		35.2%	7.1%	0.0%	100.0%
	2009	19.4%	47.6%		23.2%	9.8%		100.0%
COLOMBIA	1990	5.5%	45.6%	8.8%	27.9%	12.1%	0.1%	100.0%
	2009	16.6%	45.6%	6.3%	15.2%	15.9%	0.3%	100.0%
ECUADOR	1990		72.7%		19.0%	8.3%		100.0%
	2009		83.6%		5.4%	11.1%		100.0%
PERU	1990	0.7%	57.7%	1.0%	29.0%	11.5%	0.1%	100.0%
	2009	4.0%	57.8%	5.1%	13.6%	19.5%	0.1%	100.0%
VENEZUELA	1990	30.4%	52.4%	1.0%	0.0%	16.2%		100.0%
	2009	36.2%	47.9%	0.1%	0.0%	15.8%		100.0%
D - Área del Sur	1990	7.3%	47.4%	1.7%	25.5%	15.7%	2.3%	100.0%
	2009	11.9%	42.4%	3.6%	19.6%	19.1%	3.5%	100.0%
ARGENTINA	1990	33.0%	46.6%	0.5%	4.8%	12.1%	3.0%	100.0%
	2009	42.1%	34.8%	0.7%	2.4%	18.4%	1.4%	100.0%
BRASIL	1990	1.3%	47.6%	1.6%	29.8%	17.4%	2.3%	100.0%
	2009	5.3%	43.0%	4.6%	23.3%	19.3%	4.6%	100.0%
CHILE	1990	1.5%	53.4%	6.5%	24.6%	12.3%	1.8%	100.0%
	2009	2.3%	53.3%	3.0%	20.8%	20.0%	0.5%	100.0%
PARAGUAY	1990		23.3%		71.1%	5.6%		100.0%
	2009		35.3%	0.0%	51.0%	13.7%		100.0%
URUGUAY	1990		49.3%	0.0%	34.0%	16.1%	0.5%	100.0%
	2009	1.3%	56.9%	0.0%	24.3%	16.6%	0.8%	100.0%
E - América del Sur	1990	9.3%	48.9%	2.1%	23.0%	15.0%	1.7%	100.0%
	2009	14.9%	45.2%	3.2%	16.1%	18.1%	2.5%	100.0%
América Latina y Caribe	1990	10.1%	51.6%	2.0%	21.9%	13.3%	1.1%	100.0%
	2009	13.8%	49.2%	3.2%	15.2%	16.8%	1.8%	100.0%
CENTRO AMERICA	1990		34.4%	0.2%	57.5%	7.9%		100.0%
	2009		48.0%	4.4%	35.1%	12.3%	0.2%	100.0%
CONO SUR	1990	21.6%	46.8%	1.9%	15.4%	11.9%	2.4%	100.0%
	2009	26.7%	41.2%	1.3%	11.1%	18.6%	1.1%	100.0%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.4.4. Participación de la leña en el consumo energético

Región-País	En el Consumo Residencial				En el Consumo Energético Total			
	1990	2000	2009	Dif. 2009-2000	1990	2000	2009	Dif. 2009-2000
A - El Caribe	41.4%	35.4%	40.6%	5.2%	9.6%	10.2%	9.2%	-1.0%
BARBADOS								
CUBA	0.1%	0.6%		-0.6%	1.8%	2.6%	1.9%	-0.7%
GRENADA	31.5%	25.7%	22.9%	-2.8%	10.1%	7.6%	6.9%	-0.6%
GUYANA	87.8%	84.0%	85.5%	1.4%	33.4%	27.2%	29.1%	1.9%
HAITI	78.3%	79.3%	86.6%	7.3%	58.6%	60.0%	62.8%	2.8%
JAMAICA	51.6%	21.0%	13.6%	-7.4%	10.6%	3.7%	1.7%	-2.0%
REP.DOMINICANA	46.2%	26.3%	27.9%	1.6%	26.8%	13.2%	8.8%	-4.5%
SURINAME	47.5%	46.9%	46.6%	-0.3%	7.0%	7.3%	7.8%	0.5%
TRINIDAD Y TOBAGO								
B - Mesoamérica	56.9%	46.7%	43.7%	-3.0%	14.2%	12.2%	10.4%	-1.8%
COSTA RICA	72.1%	14.2%	44.2%	30.0%	27.3%	2.1%	10.6%	8.4%
EL SALVADOR	88.1%	78.3%	53.7%	-24.6%	52.2%	38.3%	14.7%	-23.6%
GUATEMALA	93.5%	89.9%	89.2%	-0.8%	62.6%	52.0%	47.4%	-4.6%
HONDURAS	91.4%	85.4%	86.3%	1.0%	57.2%	43.2%	43.3%	0.1%
MEXICO	41.0%	32.8%	28.8%	-4.0%	7.8%	7.2%	5.7%	-1.5%
NICARAGUA	93.9%	92.2%	89.1%	-3.1%	57.4%	47.8%	46.8%	-1.0%
PANAMA	73.1%	66.0%	57.5%	-8.5%	28.2%	20.7%	12.7%	-8.0%
C - Área Andina	48.3%	30.6%	25.3%	-5.3%	12.3%	6.7%	4.4%	-2.3%
BOLIVIA	55.0%	24.9%	55.5%	30.6%	22.5%	14.3%	14.8%	0.5%
COLOMBIA	61.1%	40.6%	29.4%	-11.3%	20.3%	10.4%	7.9%	-2.5%
ECUADOR	49.5%	34.6%	23.2%	-11.3%	15.0%	8.0%	4.5%	-3.5%
PERU	56.9%	45.9%	47.8%	2.0%	24.2%	15.2%	11.2%	-4.0%
VENEZUELA	0.3%	0.1%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
D - Área del Sur	41.8%	31.9%	28.0%	-3.9%	15.7%	10.8%	8.9%	-1.9%
ARGENTINA	3.0%	3.6%	0.6%	-3.0%	0.7%	1.1%	0.2%	-0.9%
BRASIL	48.3%	35.6%	32.5%	-3.1%	17.6%	11.2%	9.1%	-2.1%
CHILE	56.5%	61.0%	61.0%	-0.1%	24.6%	20.9%	20.8%	-0.2%
PARAGUAY	83.1%	71.5%	67.1%	-4.3%	50.4%	38.9%	32.4%	-6.5%
URUGUAY	58.0%	41.8%	40.0%	-1.8%	31.0%	15.7%	11.8%	-3.8%
E - América del Sur	44.0%	31.9%	27.6%	-4.2%	14.8%	9.8%	7.7%	-2.1%
América Latina y Caribe	47.6%	36.9%	33.4%	-3.5%	14.2%	10.4%	8.4%	-2.0%
CENTRO AMERICA	89.4%	82.9%	80.3%	-2.7%	51.5%	38.4%	32.2%	-6.1%
CONO SUR	31.1%	27.1%	22.6%	-4.5%	11.2%	9.8%	8.3%	-1.5%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

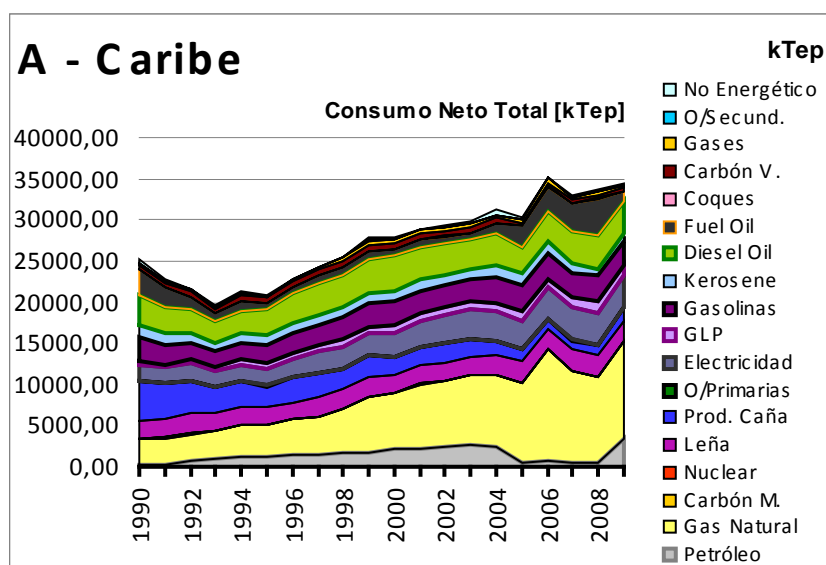
Las principales características del consumo final y su evolución por sub-regiones y países son las siguientes:

El Caribe

- La sub-región ha sido la de menor crecimiento del consumo final, con una tasa promedio de 1.80% a.a. en todo el periodo analizado (ALC creció al 2.57% a.a.).
- Trinidad y Tobago (6.91% a.a.), Grenada (4.54% a.a.), Haití (3.72% a.a.) y Rep. Dominicana (3.72% a.a.) han sido los países de mayor crecimiento del consumo en la sub-región. Cuba es el único país de ALC en el cual ha caído su consumo final, con un promedio importante de -1,95% a.a. Es de mencionar que leste mercado descenso en su consumo se produjo entre 1990 y 1993, donde fue de un 43%.

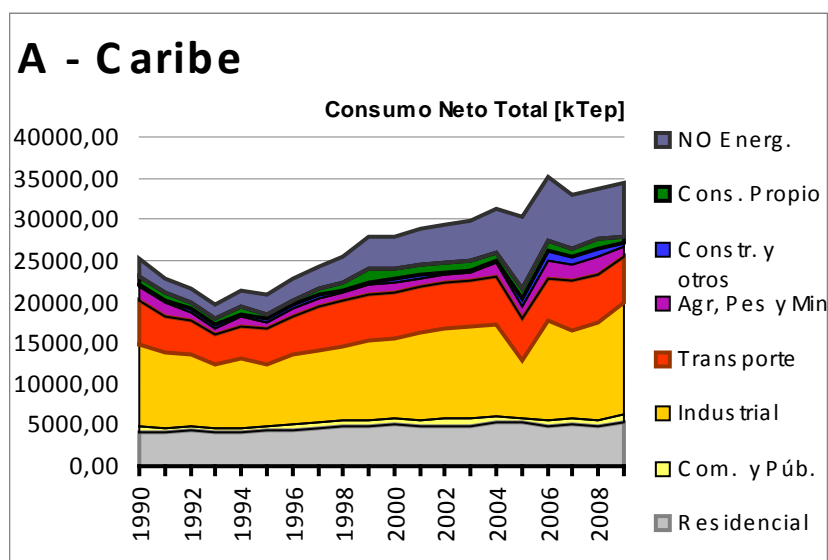
- En la sub-región ha habido un significativo aumento de la participación del gas natural en el consumo final energético. El mismo pasó del 6.9% en 1990 al 19.4% en 2009 y tuvo su origen principalmente en Trinidad y Tobago y Cuba, en menor medida en Barbados, siendo aún incipiente en Rep. Dominicana.
- La electricidad también ha aumentado su participación, pasando del 8.8% al 13.6% en todo el periodo. Se destacan Cuba, Grenada, Jamaica y Rep. Dominicana con los mayores aumentos.
- Las biomásas, a excepción de la leña, han tenido caídas de participación importantes pasando del 32.0% en 1990 a 16.9% en 2009 en el conjunto de la sub-región. En todos los países se ha registrado esta tendencia, excepto en Suriname.
- En cambio en la leña, las caídas de participación han sido relativamente leves si consideramos todo el periodo 1990-2009. En el sector Residencial sólo en Jamaica y Rep. Dominicana las sustituciones de la leña han sido significativas.

Gráfico 1.4.1. Participación de las fuentes en el CNT del Caribe



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.4.2. Participación de los sectores en el CNT del Caribe

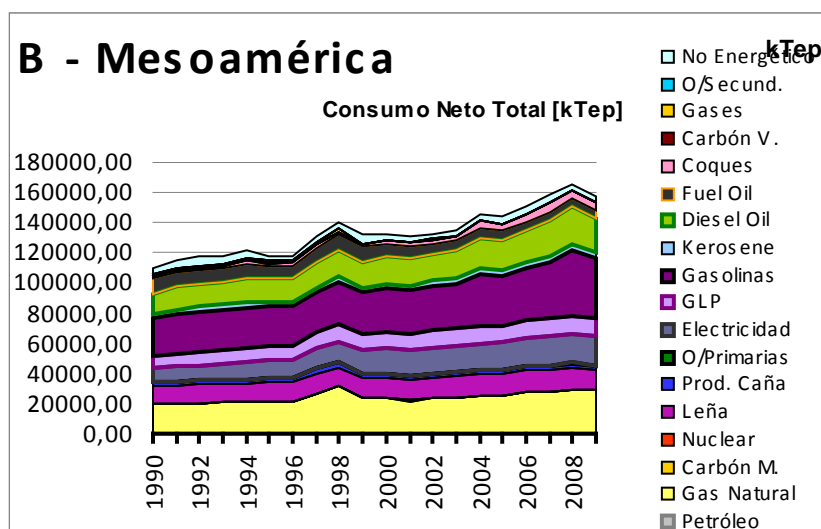


Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Mesoamérica

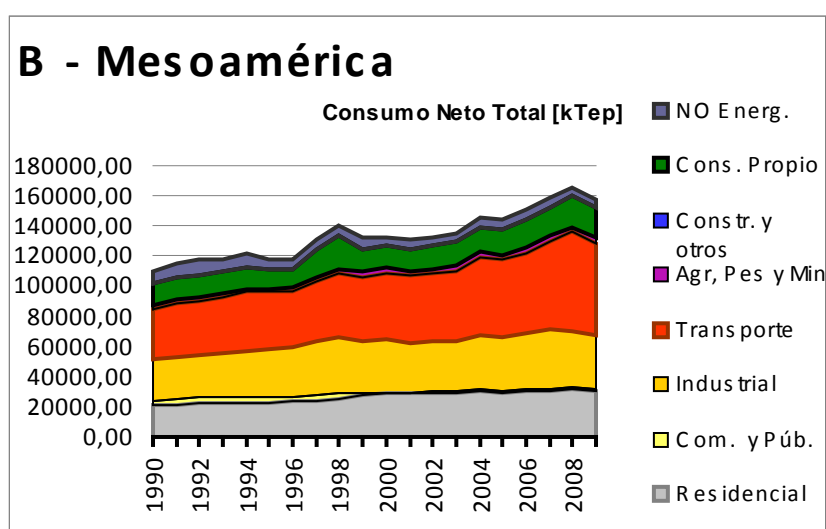
- El crecimiento del consumo final de la sub-región también ha sido relativamente moderado en todo el periodo (1.91% a.a.), en consonancia con el bajo crecimiento de México (1.68% a.a.), país que representa el 83% de la sub-región. Es de mencionar que México tuvo una caída del -7.0% en 2009 respecto al año anterior.
- Los países de mayor crecimiento fueron: Panamá (5.21% a.a.), Costa Rica (3.90% a.a.) y Guatemala (3.28% a.a.).
- México es el único país que consume gas natural, y ha caído su participación en -3.3% en todo el periodo. El mismo pareciera haber sido sustituido principalmente por carbón mineral y en menor medida por derivados de petróleo. Los derivados de petróleo han tenido un aumento significativo en todos los países excepto México, donde el aumento ha sido muy moderado.
- La electricidad también ha aumentado su participación en esta sub-región, pasando del 10.2% al 14.0% en todo el periodo. Todos los países registraron esta tendencia.
- Las biomásas en su conjunto y la leña en particular han tenido caídas de participación importantes en los países de la sub-región. Las mayores sustituciones de leña en el sector Residencial se registraron en Costa Rica, El Salvador, Panamá y México.

Gráfico 1.4.3. Participación de las fuentes en el CNT de Mesoamérica



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.4.4. Participación de los sectores en el CNT de Mesoamérica



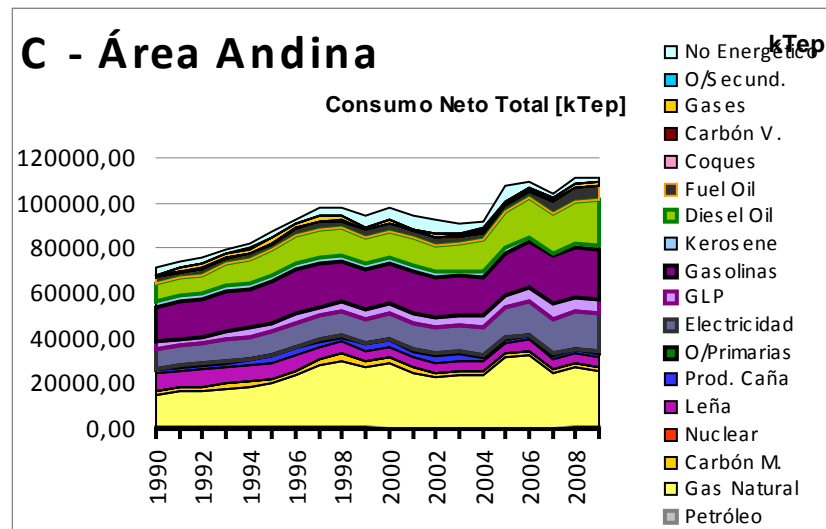
Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Área Andina

- La sub-región ha tenido un alto crecimiento de su consumo final, con una tasa de 2.80% a.a. Bolivia tuvo el mayor crecimiento (4.30% a.a.) y Colombia el más bajo (1.09% a.a.).
- El gas natural ha penetrado en todos los países, excepto Ecuador que no dispone esta fuente para el consumo final. En el conjunto de la sub-región el gas natural pasó del 14.5% del consumo energético total al 23.1%, destacándose Bolivia con la mayor penetración.
- La electricidad ha aumentado en participación en forma más moderada, ganando 2.4% de participación en todo el periodo. Perú se destaca con una ganancia de participación de la electricidad del 8.0% en su consumo energético.

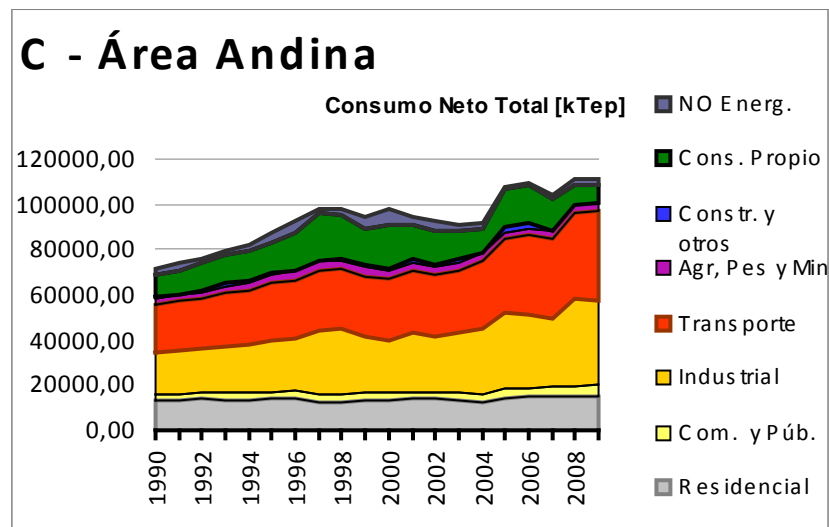
- En todos los países ha habido importantes sustituciones de biomásas y leña, excepto Venezuela que ya presentaba participaciones muy poco significativas de estas fuentes al inicio del periodo.
- Un punto a destacar es el aumento del consumo de carbón mineral en Perú, que pasó del 1.0% en 1990 a 5.1% en 2009.

Gráfico 1.4.5. Participación de las fuentes en el CNT Área Andina



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.4.6. Participación de los sectores en el CNT Área Andina

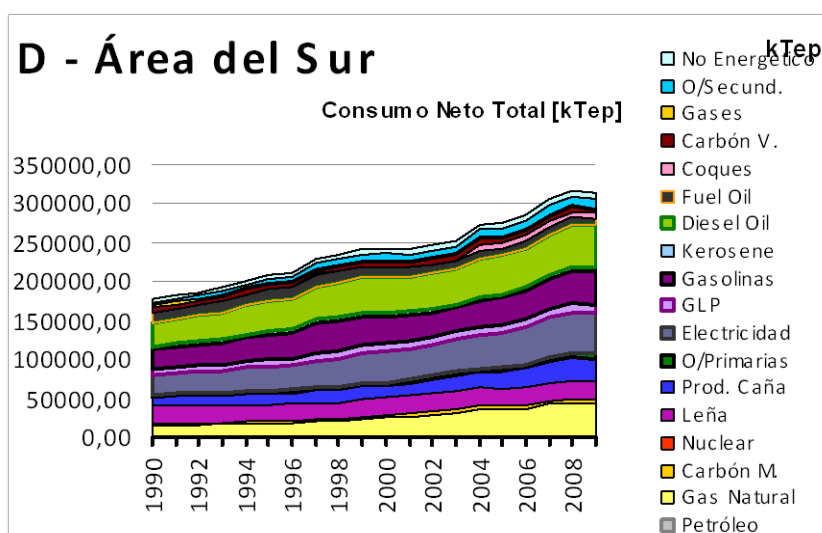


Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Área del Sur

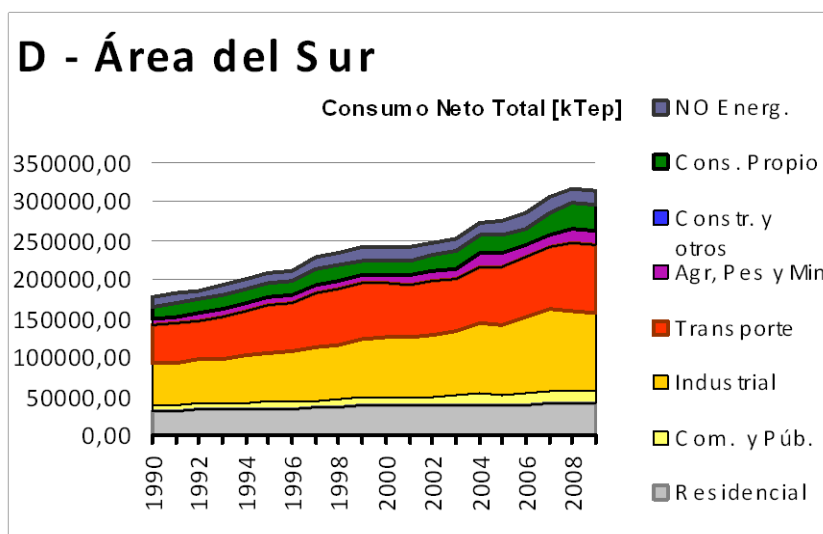
- Es la sub-región con mayor aumento del consumo final, con una tasa de 2.95% a.a. Si bien Chile ha sido el país más dinámico (4.10% a.a.), el crecimiento promedio de la región está determinado por Brasil (2.89% a.a.) y Argentina (2.84% a.a.), países que juntos suman el 89% de la sub-región.
- El gas natural ha aumentado su participación, motorizado por Argentina y Brasil. La sub-región pasó del 7.3% de participación en 1990 al 11.9% en 2009. Chile y Uruguay, países que habían iniciado una política de difusión de gas natural a partir de importaciones desde Argentina, vieron reducir sus consumos a partir de 2006 ante los problemas de abastecimiento de dicho país.
- El gas natural ha sustituido principalmente a derivados de petróleo, y en el caso de Brasil también ha penetrado el carbón mineral.
- Las sustituciones más significativas de la leña en el sector Residencial ocurrieron en Brasil. En sentido contrario, Chile ha aumentado la participación de la leña entre 1990 y 2009.

Gráfico 1.4.7. Participación de las fuentes en el CNT Área del Sur



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.4.8. Participación de los sectores en el CNT Área del Sur



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

1.5. Los senderos energéticos

El sendero energético relaciona la evolución de la intensidad energética (IE) con el PIB/habitante.

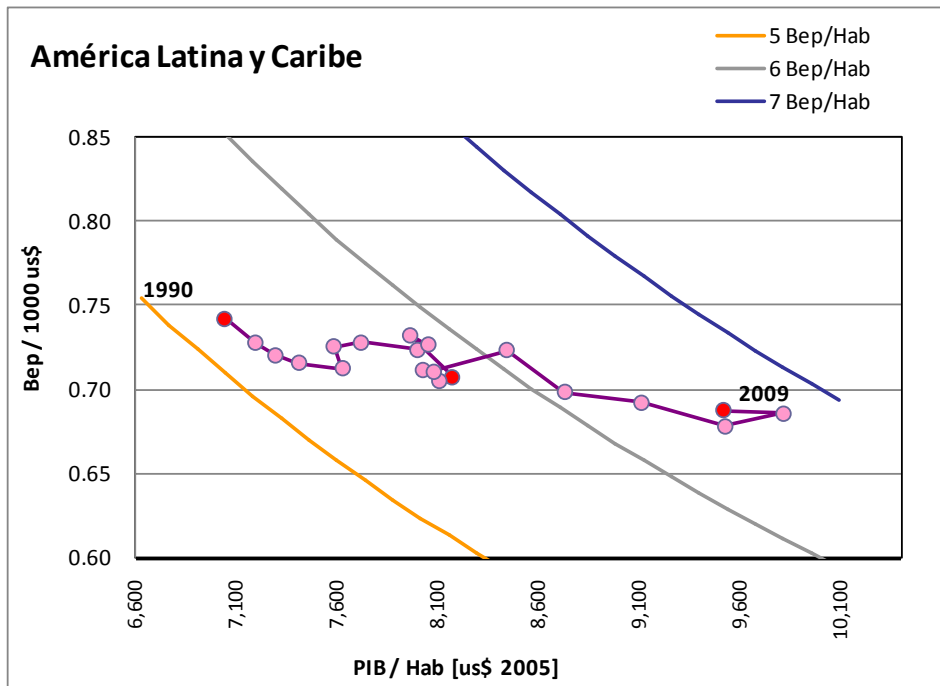
Si bien, en líneas generales, un aumento continuo del PIB/habitante es consecuencia de un proceso de crecimiento económico sostenido, el modo en el que evoluciona la intensidad energética dependerá de diversos factores, difíciles de ponderar con información agregada. Es de suponer que la intensidad energética descenderá en forma paulatina tanto debido a un aumento de la productividad de la energía, como por la sustitución de fuentes de biomasa y leña por fuentes modernas, como por los cambios estructurales de la base económica que acompañan a los procesos de urbanización. Pero, simultáneamente, en los países en vías de desarrollo, la intensidad energética puede aumentar debido al proceso de industrialización, a una mejor satisfacción de las necesidades de los hogares o a una mayor utilización del transporte individual.

Lo que sí pareciera más claro es que disminuciones del PIB/habitante implican recesión o depresión del conjunto de la economía y en consecuencia la intensidad energética aumentaría debido a capacidades productivas ociosas.

A continuación se presentan los gráficos de los senderos energéticos de la región ALC y de países seleccionados por la particularidad de la evolución del correspondiente sendero para el periodo 1990-2009.

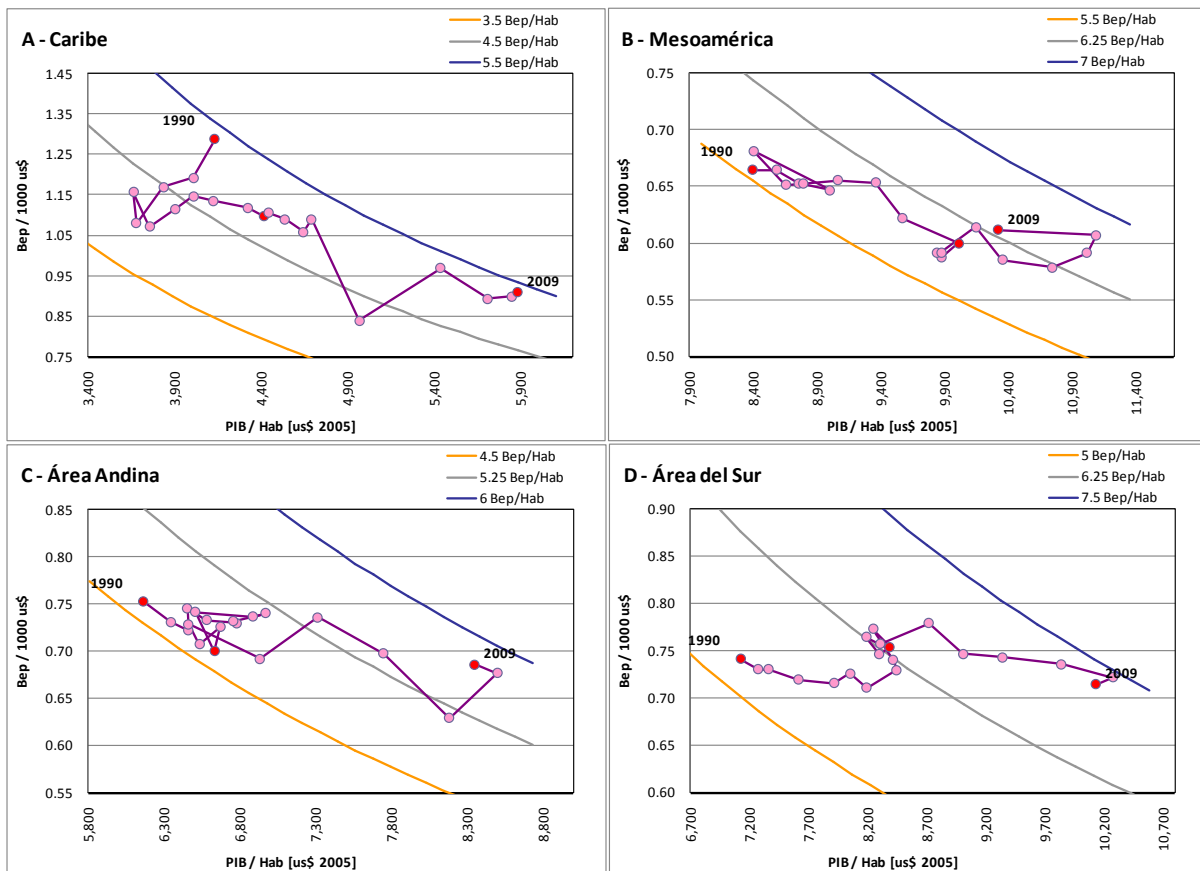
El sendero del total de la región ALC mostró una tendencia decreciente entre 1990 y 1997. Luego entre 1997 y 2003 se mantuvo estancado, para retomar la tendencia anterior hasta 2008. En 2009 se produce un retroceso del PIB/hab con un leve incremento de la intensidad energética.

Gráfico 1.5.1. Sendero energético 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

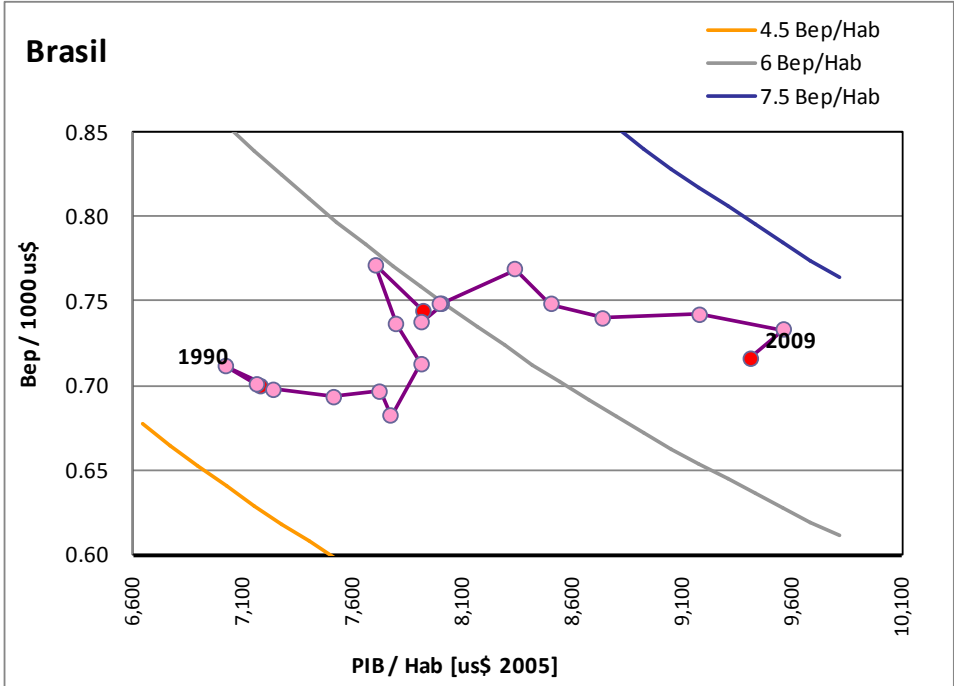
Gráfico 1.5.2. Senderos energéticos de las sub-regiones 1990-2009



A continuación se presentan los senderos de algunos países tomados como ejemplo.

Brasil tuvo una evolución con aumento de PIB/hab entre 1990 y 1995. Luego, hasta 1999, un PIB/hab estancado con un crecimiento importante de la IE. A partir de allí una tendencia levemente decreciente de la IE con importantes aumentos del PIB/hab, y también del consumo final por habitante (Bep/hab), hasta 2008. En 2009 llama la atención la reducción del PIB/hab con caída de la IE.

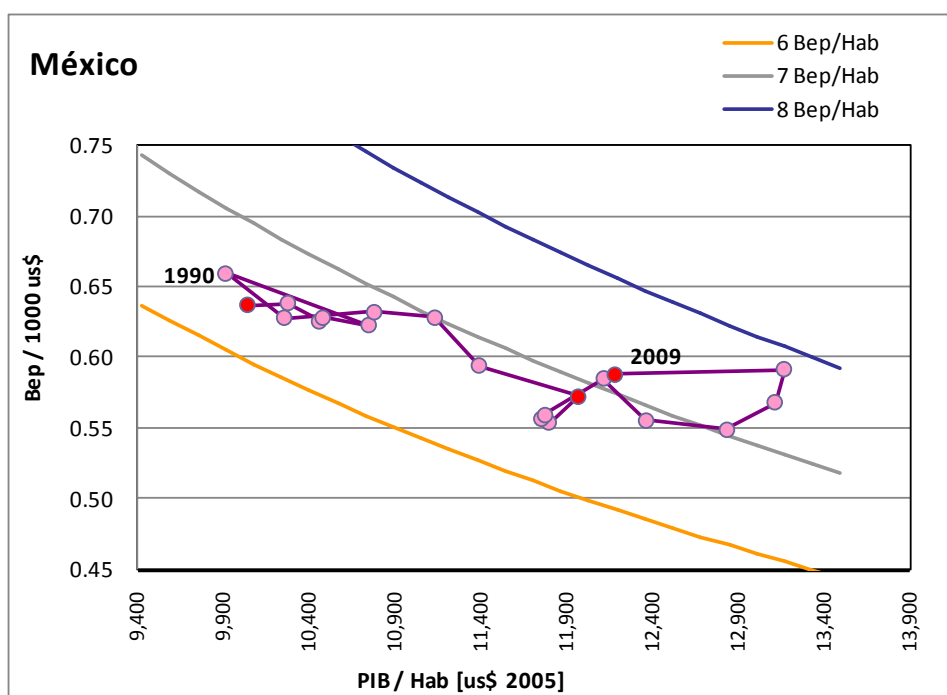
Gráfico 1.5.3. Sendero energético de Brasil 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

México tuvo una retracción importante del PIB/hab en 1995 con aumento de la IE, luego retoma un sendero decreciente hasta el año 2000. En 2001 y 2002 vuelve a experimentar caídas en el PIB/hab pero con disminución de la IE. Finalmente en 2009 hay una caída significativa del PIB/hab con una leve disminución de la IE.

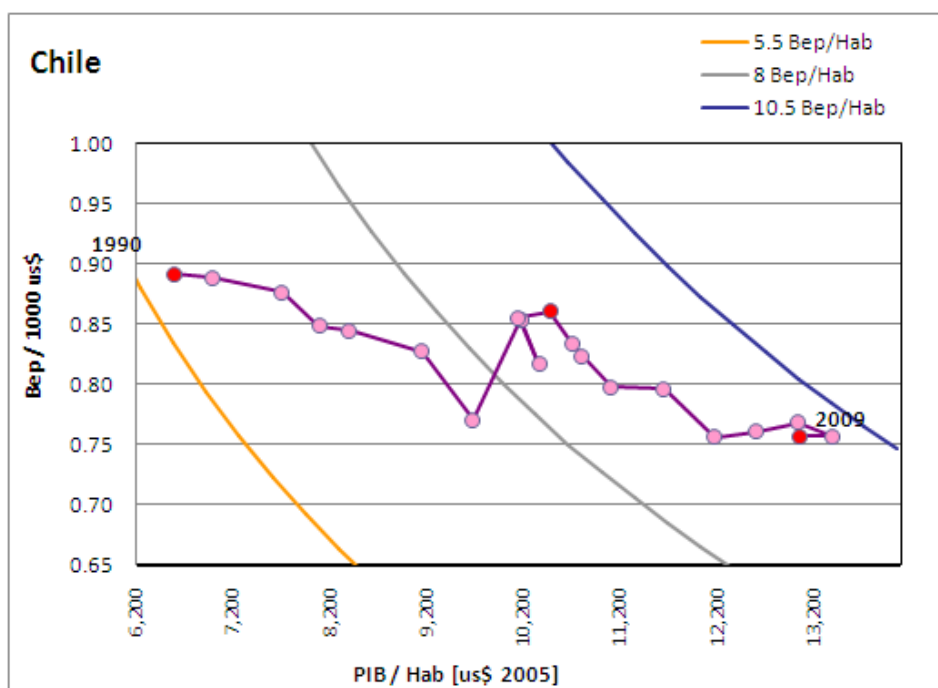
Gráfico 1.5.4. Sendero energético de México 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

En el caso de Chile, en todo el periodo su sendero energético ha sido decreciente con el aumento del PIB/hab. Finalmente, en 2009 hay una caída del PIB/hab, como el gran parte de los países de ALC. En este caso sin reducción de la IE.

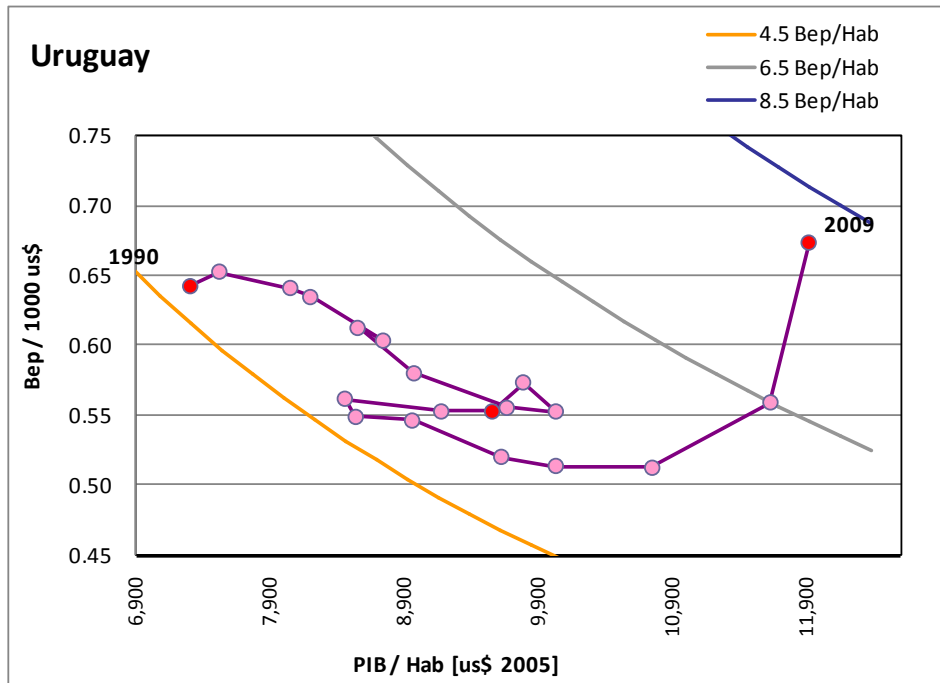
Gráfico 1.5.5. Sendero energético de Chile 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

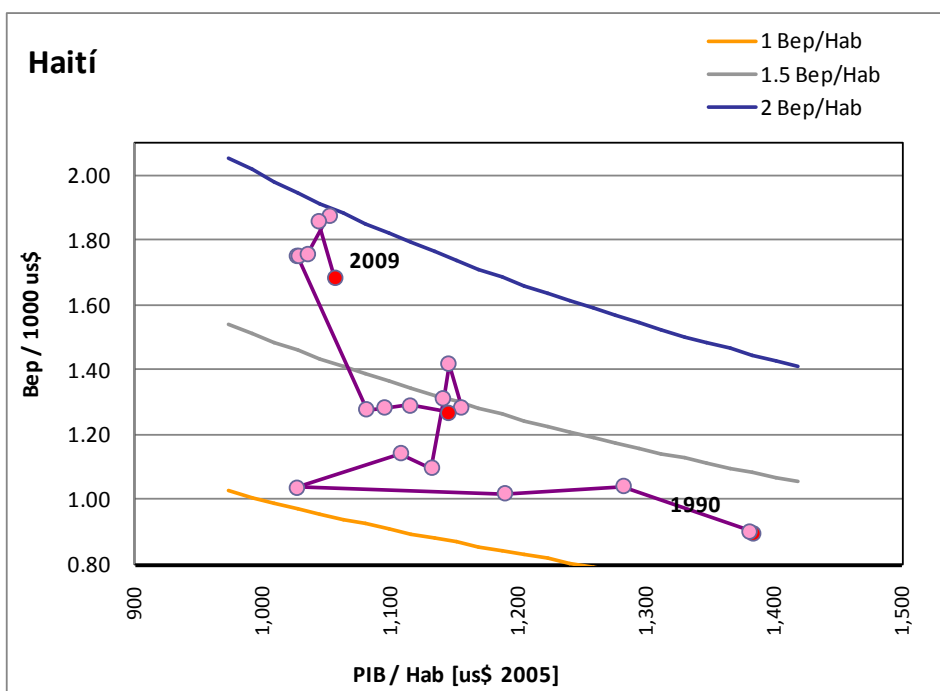
Uruguay presenta una situación particular hacia el final del periodo, con crecimientos importantes de la IE en un marco de crecimiento del PIB/hab. Y esta situación se debió a la puesta en marcha de una nueva planta de la industria del papel que incrementó sensiblemente la IE.

Gráfico 1.5.6. Sendero energético 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Gráfico 1.5.7. Sendero energético 1990-2009



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Finalmente, se presenta en el gráfico anterior el sendero de Haití. En el único caso en ALC que presenta una tendencia general inversa, es decir, reducción del PIB/hab y aumentos de la IE.

Como quiera que sean los cambios coyunturales, del análisis del comportamiento de las intensidades energéticas se pueden extraer algunas conclusiones interesantes:

- La región en su conjunto se ha desplazado en las últimas dos décadas hacia un mayor nivel de consumo de energía por habitante -desde la línea de los 5 bep/hab a la de 7bep/hab- con una menor intensidad energética –desde 0.74 bep/1000 u\$s₀₅ de PBI a 0.68 bep/1000 u\$s₀₅ de PBI.
- Este comportamiento ha sido más marcado durante el período de mayor crecimiento 2003-2007, en directa vinculación con las mejoras logradas por la región que se han derivado del favorable contexto internacional.
- Sin embargo dicho comportamiento no ha sido uniforme por diversas razones. Por una parte porque el impacto del contexto internacional ha sido diverso en las distintas subregiones, pero por otra –entre otras razones- porque en aquellos casos donde ha habido un mayor crecimiento industrial, el mayor crecimiento del PIB ha requerido mayores cantidades de energía.
- Como se ha remarcado, las crisis o procesos de recesión o menor dinamismo económico, casi indefectiblemente se traducen en retrocesos respecto al “sendero virtuoso” (menor intensidad energética por unidad de producto y mayor satisfacción de las necesidades energéticas de la población).

1.6. Consumo de energía útil residencial por habitante

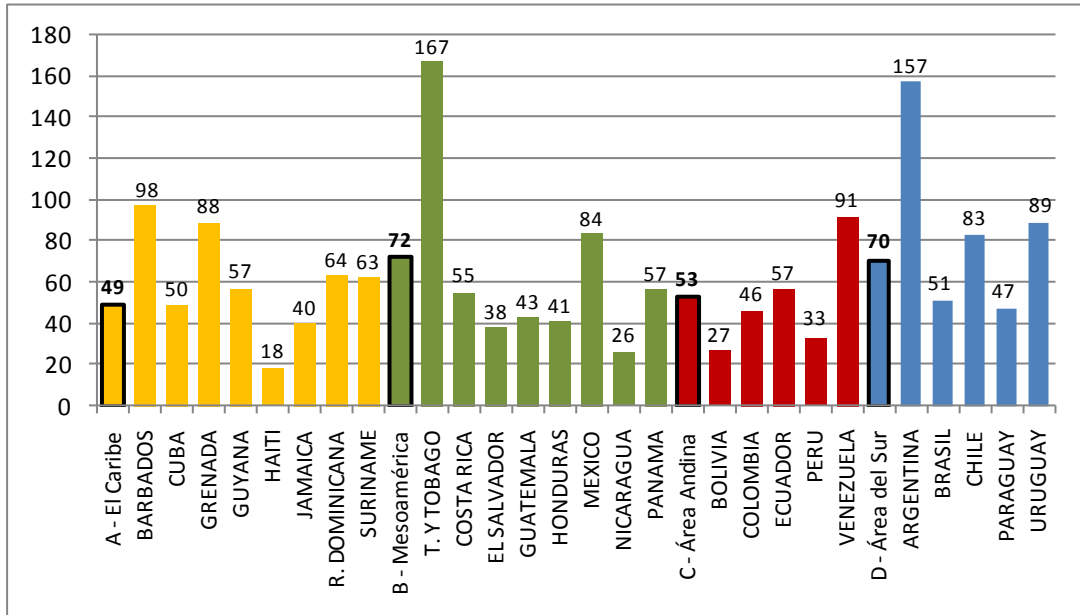
El consumo de energía útil residencial⁴ por habitante muestra disparidades importantes en los países de la región. En 2009 el valor máximo fue de 166.9 kep/hab. (Trinidad y Tobago) y el mínimo 18.5 kep/hab. (Haití).

Más allá de las diferencias climáticas, que implican requerimientos distintos en los usos referidos al acondicionamiento de ambientes y al calentamiento de agua, este indicador refleja el distinto grado de satisfacción de las necesidades de las familias.

El promedio de consumo útil residencial por habitante de ALC fue, en 2009, de 65.5 kep/hab. Dicho valor es un 29.3% superior al de 1990, y tuvo un mayor aumento en la década del 90 (23.3%) y mucho menor en lo que va del presente siglo (4.8%).

⁴ Para el cálculo del consumo útil residencial se han adoptado los siguientes rendimientos medios de utilización: gas natural = 0.50; carbón mineral = 0.20; leña y otras primarias = 0.10; electricidad = 0.72; gas licuado = 0.45; gasolinas y kerosene = 0.35; diesel oil y fuel oil = 0.40; carbón vegetal = 0.12%; y gases = 0.50.

Gráfico 1.6.1. Consumo de energía útil Residencial por habitante año 2009 (kep/hab.)



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.6.1. Consumo de energía útil Residencial por habitante

Región-País	kep/hab.			Variación		
	1990	2000	2009	2000-1990	2009-2000	2009-1990
A - El Caribe	41.6	49.7	49.3	19.3%	-0.6%	18.5%
BARBADOS	115.8	75.3	97.5	-35.0%	29.5%	-15.8%
CUBA	50.6	39.0	49.5	-22.9%	27.1%	-2.0%
GRENADA	36.6	66.0	88.4	80.2%	33.9%	141.2%
GUYANA	46.0	58.3	57.2	26.7%	-1.9%	24.3%
HAITI	15.3	16.4	18.5	7.2%	12.8%	20.8%
JAMAICA	43.0	50.8	40.5	18.1%	-20.3%	-5.9%
REP.DOMINICANA	49.2	85.8	63.8	74.4%	-25.6%	29.7%
SURINAME	52.1	61.1	62.6	17.2%	2.5%	20.1%
TRINIDAD Y TOBAGO	48.9	104.7	166.9	113.9%	59.5%	241.1%
B - Mesoamérica	52.0	71.8	72.2	38.0%	0.6%	38.8%
COSTA RICA	47.8	46.6	55.3	-2.5%	18.7%	15.7%
EL SALVADOR	28.1	42.1	38.2	49.6%	-9.1%	36.1%
GUATEMALA	38.8	44.2	43.4	14.0%	-1.8%	12.0%
HONDURAS	37.7	36.1	41.3	-4.2%	14.3%	9.5%
MEXICO	57.5	83.1	83.6	44.3%	0.6%	45.2%
NICARAGUA	27.2	25.8	25.9	-5.0%	0.2%	-4.7%
PANAMA	39.4	48.1	56.9	22.1%	18.2%	44.3%
C - Área Andina	45.5	46.3	52.9	1.6%	14.4%	16.2%
BOLIVIA	29.6	29.3	27.4	-0.7%	-6.7%	-7.4%
COLOMBIA	45.4	38.5	45.9	-15.2%	19.3%	1.1%
ECUADOR	39.4	41.2	57.4	4.6%	39.3%	45.7%
PERU	38.6	37.9	32.9	-1.8%	-13.2%	-14.7%
VENEZUELA	62.0	76.1	91.3	22.7%	19.9%	47.1%
D - Área del Sur	53.6	66.7	70.1	24.4%	5.1%	30.7%
ARGENTINA	96.5	134.7	157.5	39.6%	16.9%	63.2%
BRASIL	42.4	50.9	51.2	20.1%	0.6%	20.7%
CHILE	73.6	81.3	82.8	10.4%	1.8%	12.4%
PARAGUAY	49.1	59.2	47.4	20.6%	-19.9%	-3.4%
URUGUAY	64.8	85.2	89.1	31.4%	4.6%	37.5%
E - América del Sur	51.3	60.4	64.7	17.7%	7.1%	26.1%
América Latina y Caribe	50.7	62.5	65.5	23.3%	4.8%	29.3%
CENTRO AMERICA	36.0	40.4	42.3	12.2%	4.7%	17.5%
CONO SUR	85.2	111.9	124.7	31.4%	11.5%	46.4%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Es de esperar que este indicador tenga un aumento paulatino en el largo plazo como resultado de las mejoras en la calidad de vida de la población. Agrupamos la evolución entre 1990 y 2009 en los siguientes tipos:

- Muy alta mejora (2 países):
Trinidad y Tobago y Grenada.
- Alta mejora (7 países):
Argentina, Venezuela, Ecuador, México, Panamá, Uruguay y El Salvador.
- Moderada mejora (9 países):

Rep. Dominicana, Guyana, Haití, Brasil, Suriname, Costa Rica, Chile, Guatemala y Honduras.

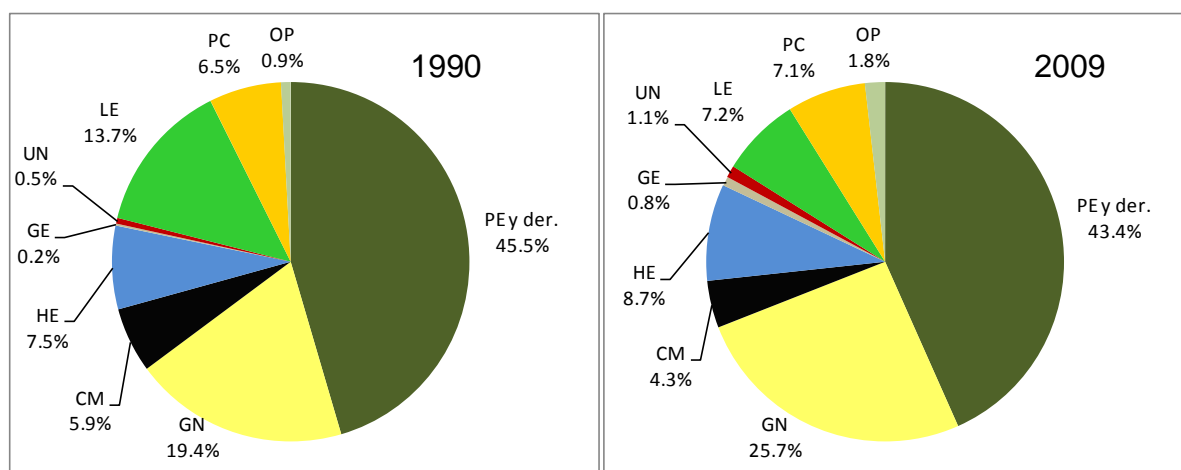
- Estancamiento (1 país):
Colombia.
- Empeoramiento (5 países):
Cuba, Paraguay, Nicaragua, Jamaica y Bolivia.
- Alto empeoramiento (2 países):
Perú y Barbados.

1.7. Diversificación de la matriz energética

El análisis de la diversificación de fuentes para atender los requerimientos de energía del sistema socioeconómico debe realizarse principalmente sobre la oferta interna bruta de los países o regiones. De este modo se considera tanto el consumo final de energía en los sectores como los insumos de los centros de transformación, particularmente qué fuentes se utilizan para la generación de electricidad.

En el conjunto de la región de ALC el petróleo y sus derivados aportan la mayor parte del abastecimiento energético. Su participación apenas se ha reducido: en 1990 representaban el 45.5% de la OIBT (oferta interna bruta total) de energía y en 2009 han pasado al 43.4%.

Gráfico 1.7.1. Oferta interna bruta por fuentes en ALC



Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

Cuadro 1.7.1. Participación de las fuentes en la oferta interna bruta total

Región-País	Año	PE y der.	GN	CM	HE	GE	UN	LE	PC	OP	Total
A - El Caribe	1990	56.4%	13.0%	0.6%	0.7%			11.1%	18.3%	0.0%	100.0%
	2009	49.0%	36.8%	1.5%	0.8%			7.8%	3.8%	0.4%	100.0%
BARBADOS	1990	79.3%	7.5%						13.2%		100.0%
	2009	90.3%	3.3%						6.4%		100.0%
CUBA	1990	64.8%	0.2%	0.9%	0.1%			1.8%	32.3%		100.0%
	2009	80.0%	9.1%	0.1%	0.1%			2.1%	8.5%		100.0%
GRENADA	1990	90.0%						9.4%	0.7%		100.0%
	2009	92.6%						6.9%	0.5%		100.0%
GUYANA	1990	49.4%						27.8%	22.8%		100.0%
	2009	54.3%						25.8%	19.9%		100.0%
HAITI	1990	19.9%			4.1%			71.9%	4.1%		100.0%
	2009	27.0%			0.8%			70.3%	1.9%		100.0%
JAMAICA	1990	62.0%		0.9%	0.2%			31.6%	5.3%		100.0%
	2009	83.6%		1.0%	0.4%			10.8%	4.2%		100.0%
REP.DOMINICANA	1990	74.5%		0.2%	0.9%			20.9%	3.5%		100.0%
	2009	67.9%	9.9%	7.7%	1.9%			7.3%	3.3%	2.1%	100.0%
SURINAME	1990	78.1%			16.3%			4.5%		1.0%	100.0%
	2009	79.4%			14.5%			4.8%		1.4%	100.0%
TRINIDAD Y TOBAGO	1990	19.9%	79.2%						0.9%		100.0%
	2009	10.4%	89.4%						0.1%		100.0%
B - Mesoamérica	1990	53.5%	27.4%	4.1%	2.5%	0.6%	0.1%	9.6%	2.3%	0.0%	100.0%
	2009	47.3%	32.6%	5.3%	1.9%	2.9%	1.2%	6.5%	2.0%	0.2%	100.0%
COSTA RICA	1990	46.8%		0.0%	18.6%			26.4%	7.1%	1.0%	100.0%
	2009	47.4%		1.5%	13.8%	19.8%		7.9%	5.2%	4.4%	100.0%
EL SALVADOR	1990	31.6%			7.7%	11.2%		42.4%	6.8%	0.4%	100.0%
	2009	48.6%			3.7%	30.0%		11.6%	6.1%		100.0%
GUATEMALA	1990	28.7%			4.1%			58.2%	9.0%	0.1%	100.0%
	2009	35.6%		7.3%	3.1%	3.3%		38.8%	11.9%		100.0%
HONDURAS	1990	30.9%		0.0%	8.0%			55.3%	5.8%		100.0%
	2009	47.7%		2.6%	6.6%			35.9%	7.2%	0.0%	100.0%
MEXICO	1990	55.8%	30.8%	4.6%	1.7%	0.4%	0.1%	5.0%	1.6%		100.0%
	2009	47.3%	37.9%	5.6%	1.2%	2.0%	1.5%	3.4%	1.0%	0.1%	100.0%
NICARAGUA	1990	34.0%			3.3%	5.5%		48.5%	8.7%		100.0%
	2009	51.1%			2.1%	1.0%		35.3%	9.1%	1.3%	100.0%
PANAMA	1990	55.3%		1.5%	15.2%			23.1%	4.8%		100.0%
	2009	76.1%		1.2%	9.2%			11.1%	2.4%		100.0%
C - Área Andina	1990	42.6%	31.4%	4.5%	9.4%			9.1%	2.4%	0.7%	100.0%
	2009	49.6%	31.8%	2.3%	10.9%			3.3%	1.5%	0.6%	100.0%
BOLIVIA	1990	36.4%	24.6%		13.1%			16.6%	5.3%	4.0%	100.0%
	2009	37.8%	40.3%		3.1%			12.1%	5.3%	1.4%	100.0%
COLOMBIA	1990	40.3%	14.6%	12.8%	10.9%			15.7%	5.0%	0.6%	100.0%
	2009	40.8%	24.2%	10.5%	12.5%			6.2%	3.8%	1.9%	100.0%
ECUADOR	1990	74.4%	2.6%		7.7%			12.0%	3.3%		100.0%
	2009	84.9%	3.5%		6.5%			3.4%	1.7%		100.0%
PERU	1990	56.4%	5.1%	1.5%	9.0%			22.4%	3.2%	2.6%	100.0%
	2009	38.2%	31.7%	6.5%	11.4%			8.9%	2.5%	0.8%	100.0%
VENEZUELA	1990	35.8%	55.1%	0.7%	8.4%			0.1%			100.0%
	2009	50.1%	38.5%	0.1%	11.3%			0.0%			100.0%
D - Área del Sur	1990	40.0%	10.9%	8.4%	11.0%		1.1%	18.3%	8.7%	1.6%	100.0%
	2009	37.6%	17.5%	4.8%	12.9%		1.5%	9.2%	12.9%	3.5%	100.0%
ARGENTINA	1990	43.3%	40.3%	2.4%	4.4%		5.0%	2.0%	1.0%	1.6%	100.0%
	2009	30.8%	54.2%	1.5%	5.9%		2.9%	0.9%	1.3%	2.5%	100.0%
BRASIL	1990	39.0%	2.8%	9.5%	13.1%		0.0%	22.1%	12.1%	1.4%	100.0%
	2009	37.9%	8.2%	4.8%	15.2%		1.4%	10.1%	18.5%	3.9%	100.0%
CHILE	1990	43.7%	10.9%	19.5%	5.7%			20.2%		0.1%	100.0%
	2009	50.1%	7.6%	15.0%	9.0%			18.3%		0.0%	100.0%
PARAGUAY	1990	20.0%			14.2%			50.9%	0.4%	14.4%	100.0%
	2009	27.8%		0.0%	33.5%			32.7%	5.9%	0.1%	100.0%
URUGUAY	1990	52.2%		0.0%	19.2%			26.0%		2.6%	100.0%
	2009	63.8%	1.4%	0.0%	12.5%			9.8%		12.5%	100.0%
E - América del Sur	1990	40.8%	16.5%	7.3%	10.5%		0.8%	15.8%	7.0%	1.3%	100.0%
	2009	41.3%	21.7%	4.1%	12.3%		1.1%	7.5%	9.5%	2.6%	100.0%
América Latina y Caribe	1990	45.5%	19.4%	5.9%	7.5%	0.2%	0.5%	13.7%	6.5%	0.9%	100.0%
	2009	43.4%	25.7%	4.3%	8.7%	0.8%	1.1%	7.2%	7.1%	1.8%	100.0%
CENTRO AMERICA	1990	35.2%		0.2%	8.2%	2.5%		46.3%	7.4%	0.2%	100.0%
	2009	47.5%		3.2%	6.1%	8.7%		25.9%	7.9%	0.8%	100.0%
CONO SUR	1990	42.3%	30.3%	5.8%	6.1%		3.5%	9.3%	0.7%	2.0%	100.0%
	2009	36.8%	37.4%	4.8%	8.1%		1.9%	7.2%	1.1%	2.6%	100.0%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE/OLADE.

El gas natural ha pasado del 19.4% al 25.7%. El conjunto de derivados del petróleo y el gas natural han pasado de 64.8% al 69.0%.

Si bien el gas natural ha sustituido primordialmente a los derivados de petróleo y al carbón mineral, se observa que el proceso ha sido también concomitante con una paulatina reducción de la leña. Así se puede considerar que esta sustitución de la leña refleja de forma indirecta procesos de sustitución ocurridos también en el sector residencial y comercial ya que generalmente la leña es sustituida por gas licuado y este a su vez por gas natural. Sin embargo el incremento del gas natural en la oferta interna ha sido motorizado básicamente por el consumo de los sectores eléctrico e industrial.

Por otra parte, ha habido en todo el periodo aumentos de participación en hidroenergía, geotermia, uranio, productos de caña y otras primarias (estas dos últimas fuentes incluyen biocombustibles, solar y eólica). No obstante las penetraciones han sido moderadas, el consumo de estas fuentes pasó del 15.6% al 19.5%.

Por su parte, la electricidad ha pasado del 13.3% al 16.8% del consumo final energético de ALC entre 1990 y 2009 lo que refleja tanto mayores consumos por hogar como un incremento de la cobertura eléctrica, fenómenos que acompañan a una mayor urbanización e incrementos del PIB por habitante.

Es de mencionar que los cambios en las participaciones de las fuentes en el consumo final de energía a nivel agregado no se deben exclusivamente a los procesos de sustitución entre fuentes. Las modificaciones en la estructura productiva de bienes y servicios, de usos en cada subsector y el cambio tecnológico también inciden en la participación de las fuentes, aunque, generalmente, los procesos de sustitución son los que tienen la mayor incidencia.

Podemos resumir que ALC aún continúa siendo fuertemente dependiente del sector de hidrocarburos, en particular por la importancia de los derivados del petróleo y del gas natural, mientras que la diversificación de fuentes ha sido moderada en las dos últimas décadas.

A continuación se detalla la situación por sub-regiones.

El Caribe

- Excepto Guyana, todos los países de la región dependen fuertemente de una sola fuente energética. Del petróleo y derivados: Barbados (90% de la OIBT), Cuba (80%), Grenada (93%), Jamaica (84%), Rep. Dominicana (68%) y Suriname (79%). Del gas natural: (Trinidad y Tobago (89%). De la leña: Haití (70%).
- En Guyana los derivados del petróleo aportan el 54%, la leña el 26% y los productos de caña el 20% restante.
- Todos los países han aumentado la concentración energética, excepto Rep. Dominicana que se ha diversificado con la penetración del gas natural y el carbón mineral.

Se trata de una región que, con la excepción de Trinidad y Tobago, es importadora de derivados de petróleo, con una fuerte concentración del consumo final en el sector industrial y una extrema dependencia de combustibles para generación eléctrica. Si se tiene en cuenta además, que la mayor parte de los países presentan un bajo consumo de energía por habitante, su vulnerabilidad ante escenarios de elevados precios del petróleo es muy alta lo que impacta sobre sus mejores posibilidades para el desarrollo.

Mesoamérica

- En todos los países de la región, la principal fuente del abastecimiento son los derivados del petróleo. Excepto México, en los restantes dicha participación ha aumentado entre 1990 y 2009.
- México posee el sistema más diversificado si se observa el número de fuentes utilizadas en comparación con el resto de los países. Ha aumentado esta diversificación fundamentalmente debido a aumentos en la producción de gas natural, fenómeno paralelo a la declinación de la de petróleo y, en mucha menor medida, por el uso de fuentes como carbón mineral, nuclear y geotermia. Sin embargo la dependencia de hidrocarburos supera al 85%.
- Costa Rica y El Salvador han diversificado su oferta con el desarrollo de la geotermia, que en 2009 representó el 20% y 30% respectivamente.
- Guatemala también se ha diversificado debido a la geotermia, aunque con menor desarrollo y la utilización de carbón mineral.

Mesoamérica en su conjunto entonces no ha logrado reducir la dependencia de los hidrocarburos. Por otra parte, para los países con menor desarrollo como Nicaragua y Guatemala la sustitución de la leña o su uso en formas más eficientes continua siendo crucial. El desarrollo de la geotermia ha sido exitoso en Costa Rica y El Salvador, pero retrocedió en Nicaragua y es muy débil su aporte en Guatemala. Al mismo tiempo el desarrollo de la hidro ha experimentado retrocesos en todos los países, al tiempo que la debilidad de esta fuente en México caracteriza una matriz subregional orientada al uso de fósiles. En tanto la declinación de la producción de petróleo ha sido dominante y su reemplazo por gas natural ha implicado una rápida caída de las reservas de gas se puede concluir en que Mesoamérica presenta enormes desafíos agravados además por los impactos sufridos como consecuencia de la reconfiguración económica mundial desde 2003 y también por la crisis de 2009-2011.

Área Andina

- Colombia y Perú son los países que más diversificado tienen su abastecimiento energético. No obstante, los derivados de petróleo y gas natural representaban, en 2009, el 65% y 70% respectivamente. En ambos casos, pero más en Perú, en tanto el aumento de la oferta de gas natural ha contribuido principalmente a dicha diversificación.

- En Bolivia, si bien ha habido un incremento del gas natural, se redujo sensiblemente la participación de la hidroenergía. Derivados de petróleo y gas natural, representan en conjunto el 78% de la OIBT.
- En Venezuela, tres fuentes tienen el 99.9% de la OIBT: derivados de petróleo (50.1%), gas natural (38.5%) e hidroenergía (11.3%).
- Ecuador tiene una muy alta concentración en un solo grupo de fuentes: los derivados de petróleo, que representan el 85% de la oferta interna.

En síntesis puede ser afirmado que el área andina presenta los menores índices de renovabilidad debido sobre todo al marcado peso de los hidrocarburos y también del carbón, junto a un casi estancamiento o leve progreso de la hidroenergía hecho que contrasta con los potenciales.

Área del Sur

- La sub-región en su conjunto presenta el mayor nivel de diversidad en ALC.
- Brasil es el país cuya oferta de energía se halla más diversificada, y ha mejorado en este sentido principalmente mediante la penetración del gas natural, una mayor participación de la hidroenergía y el desarrollo de productos de caña (para la producción de etanol) y otras renovables.
- En Argentina, a pesar de abastecerse con todas las fuentes, ha aumentado su concentración en los hidrocarburos, derivados de petróleo y gas natural aportan en 2009 el 85% de la OIBT.
- Chile posee una relativa diversidad de fuentes, pero ha aumentado su dependencia de los derivados de petróleo, representando estos el 50% del total en 2009.
- En Paraguay, tres fuentes tienen el 94% de la oferta: hidroenergía y leña el 33% cada una y los derivados de petróleo el 28%.
- Uruguay depende en un 64% de los derivados de petróleo; y otras primarias (principalmente residuos de biomasa de la industria del papel) fuente que se ha incrementado a partir de 2008, representando el 12.5%.

1.8. Indicadores de sustentabilidad energética

En este punto se presenta la evolución de los índices de sustentabilidad energética, definidos en el trabajo de OLADE/CEPAL/GTZ (1997), para cada uno de los países de la región tomando los años 1990, 2000 y 2009. A partir de dicha evolución se pretende mostrar si los países han avanzado o retrocedido hacia una mayor sustentabilidad del desarrollo desde el punto de vista energético.

Se ha considerado necesario actualizar los valores de algunos parámetros que definen los valores máximos o mínimos de los indicadores de Robustez, Productividad Energética y Cobertura de las necesidades energéticas básicas (N.E.B.); para los restantes indicadores se ha mantenido la normalización original del trabajo citado. En el siguiente cuadro se muestra la definición de cada indicador y los valores de los parámetros de normalización.

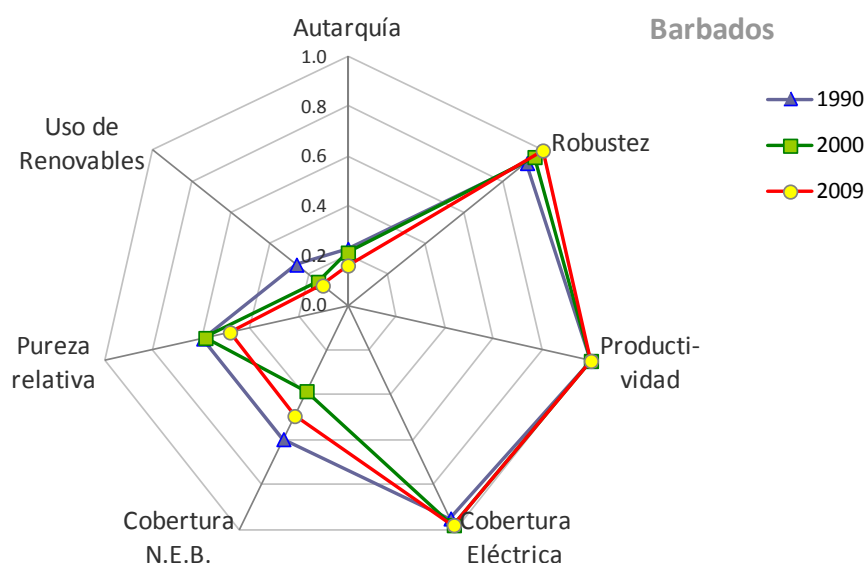
Cuadro 1.8.1. Indicadores de sustentabilidad energética

Indicador		Definición	Normalización
1	Autarquía energética	Porcentaje de las importaciones en la suma de importación y producción primaria	0 = 100% 1 = 0% normalización lineal
2	Robustez frente a cambios externos	Exportaciones energéticas sobre el PIB (Bep/US\$ de 2005 ppp)	0 = 3 Bep/1,000 US\$ 1 = 0.25 Bep/1000 US\$ normalización lineal
3	Productividad energética	Inversa de la intensidad energética (PIB en US\$ de 2005 ppp/Bep)	0 = 0 US\$/Bep 1 = 2,000 US\$/Bep normalización lineal
4	Cobertura eléctrica	Porcentaje de población electrificada	0 = 0% 1 = 100% sin normalización
5	Cobertura de necesidades energéticas básicas	Consumo de energía útil residencial por habitante	0 = 0 Bep/hab 1 = 1.5 Bep/hab normalización lineal
6	Pureza relativa del uso de la energía	CO ₂ no biogénico/consumo energético	0 ≥ 1.0 ton/Bep 1 ≤ 0.3 ton/Bep normalización lineal
7	Uso de energías renovables	Participación de las fuentes renovables en la oferta energética	0 = 0% 1 ≥ 50% normalización lineal

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ, op cit. Actualización de la normalización de 2, 3 y 5 por FB.

Barbados posee una baja Autarquía debido a su escasa producción primaria y relativamente alta importación de derivados de petróleo; este indicador ha ido disminuyendo en los años analizados. Por otra parte, tiene alta Robustez, Productividad y Cobertura Eléctrica en todo el periodo. La Cobertura de N.E.B. ha caído bruscamente en 1994, pero ello es debido a un cambio en la asignación sectorial de los consumos de electricidad y no a un empeoramiento de la situación de los hogares; a partir de 1995 este indicador crece paulatinamente. Tanto la Pureza relativa como el Uso de Renovables ha ido disminuyendo en los últimos 20 años.

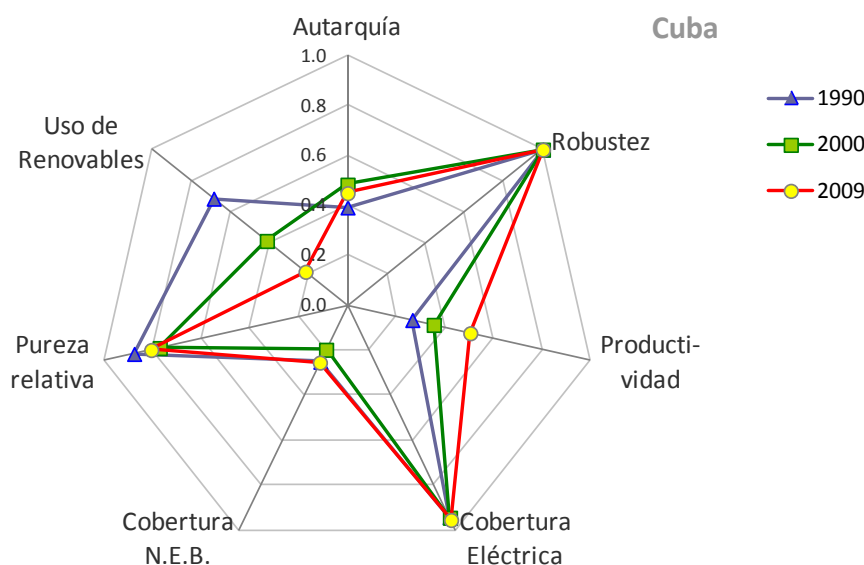
Gráfico 1.8.1. Indicadores de sustentabilidad energética – BARBADOS



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Cuba tiene una media baja Autarquía, que fue mejorando hasta 2003, para luego decaer. Una alta Robustez y Cobertura Eléctrica que se han mantenido en todo el periodo. La Productividad de la energía ha ido en aumento. Se destaca la importante caída del Uso de Renovables, principalmente bagazo.

Gráfico 1.8.2. Indicadores de sustentabilidad energética – CUBA

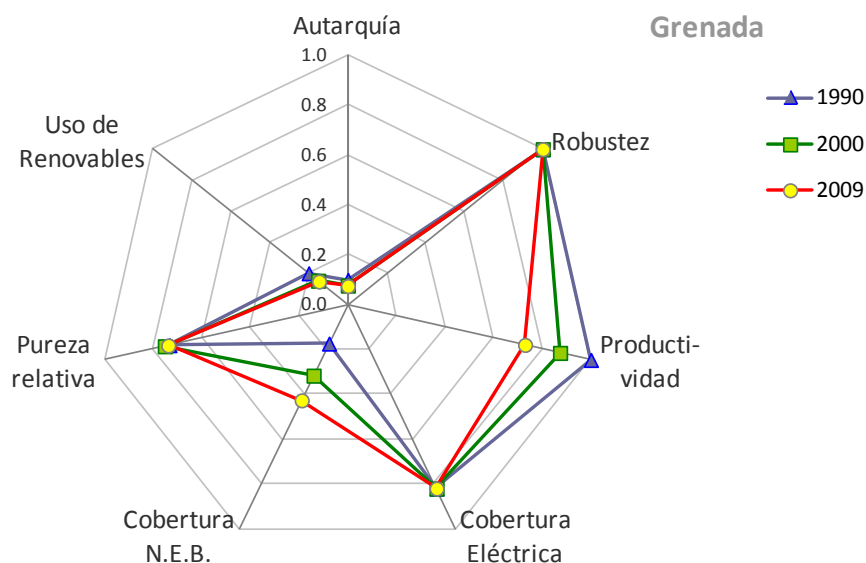


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Grenada posee una muy baja Autarquía y la máxima Robustez, típicas de un país netamente importador. La Productividad de la energía ha ido disminuyendo en todo el periodo. Por el contrario, ha tenido una mejora sostenida en la Cobertura de

N.E.B. El Uso de Renovables es muy bajo, y tiene una leve tendencia decreciente en todo el periodo.

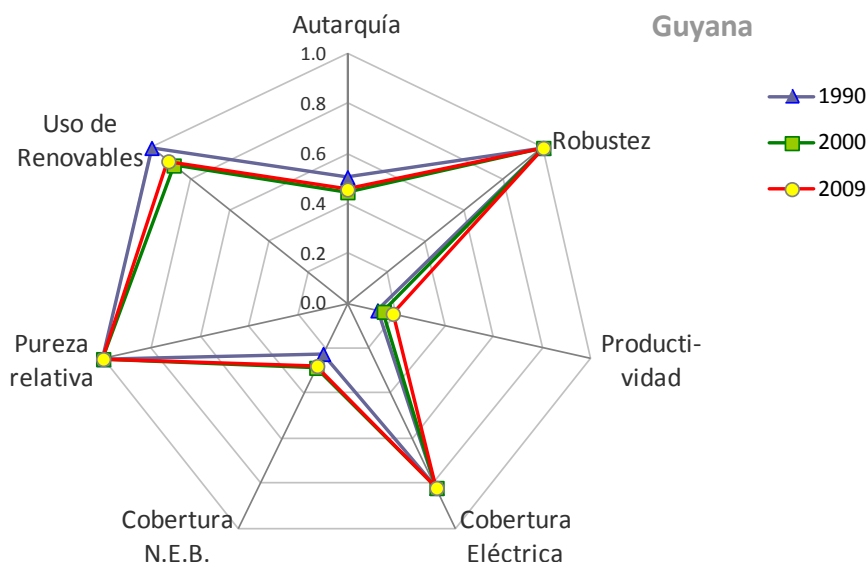
Gráfico 1.8.3. Indicadores de sustentabilidad energética – GRENADA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Guyana tiene una media Autarquía gracias a un alto Uso de Renovables y, debido a estas, una alta Pureza relativa. La Productividad y Cobertura de N.E.B. es baja en el país. Los siete indicadores de sustentabilidad han tenido muy poca variación en todo el periodo.

Gráfico 1.8.4. Indicadores de sustentabilidad energética – GUYANA

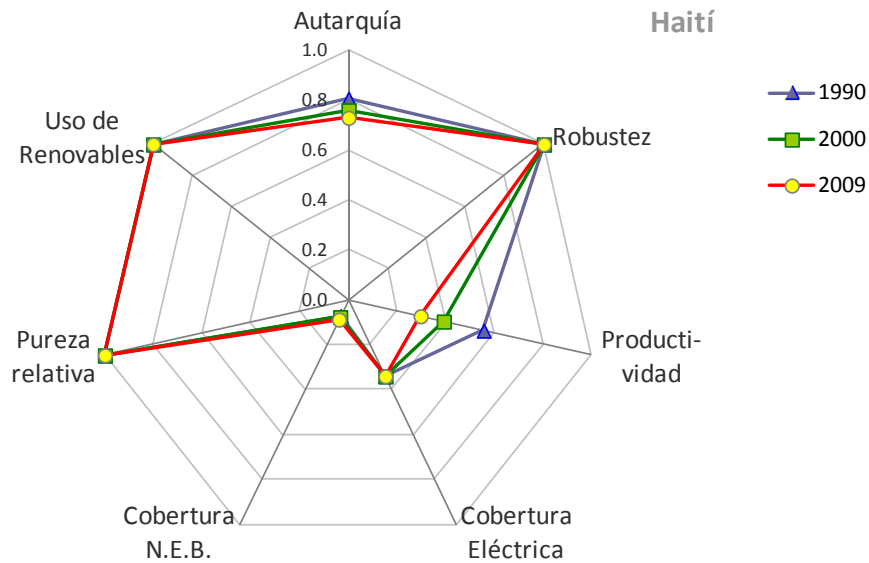


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

En Haití, los muy bajos niveles de consumo de energía, reflejados en parte por la baja Cobertura Eléctrica y de N.E.B., hacen que el país mantenga una alta Autarquía. La Productividad de la energía ha ido disminuyendo en todo el periodo. El

país tiene la máxima Pureza relativa y Uso de Renovables debido al fuerte peso de la leña en el consumo energético.

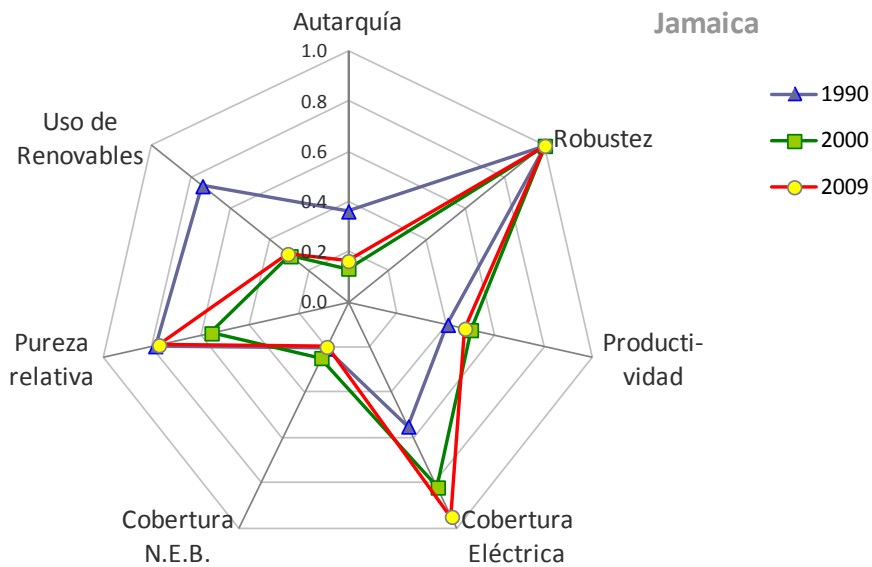
Gráfico 1.8.5. Indicadores de sustentabilidad energética – HAITÍ



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Jamaica tiene una baja Autarquía, que ha ido disminuyendo en todo el periodo con una mejora en 2008 y 2009, pero lejos de los valores iniciales. Posee una alta Robustez dado que no exporta energía. La Cobertura Eléctrica ha aumentado significativamente, pero no así la Cobertura de N.E.B. El Uso de Renovable ha disminuido significativamente entre 1990 y 2000.

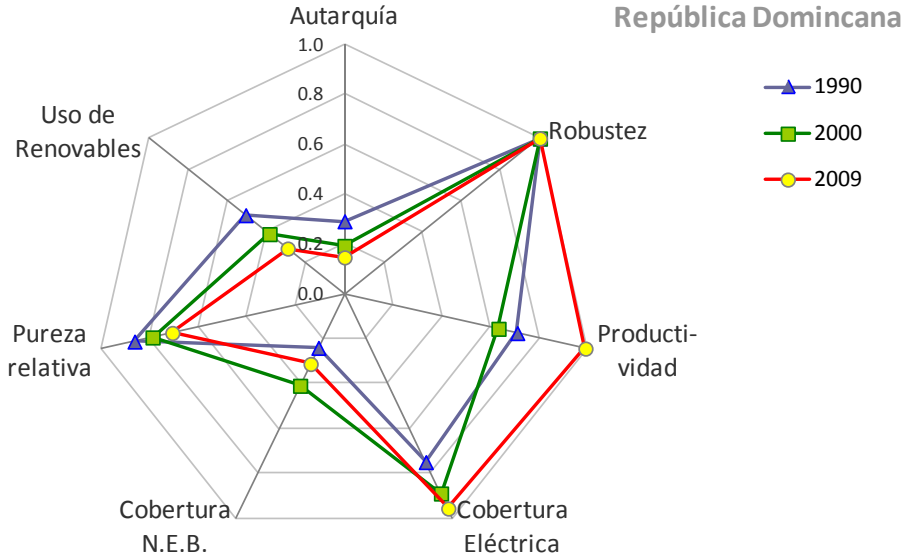
Gráfico 1.8.6. Indicadores de sustentabilidad energética – JAMAICA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

República Dominicana tiene una baja Autarquía y ha ido disminuyendo en todo el periodo. No exporta energía, en consecuencia su Robustez es máxima. La Productividad de la energía ha ido en aumento, particularmente con más fuerza a partir de 2005. Si bien ha mejorado su Cobertura Eléctrica, la Cobertura de las N.E.B. ha empeorado a partir del 2000. Ha disminuido el Uso de Renovables, principalmente por sustitución de leña y carbón vegetal.

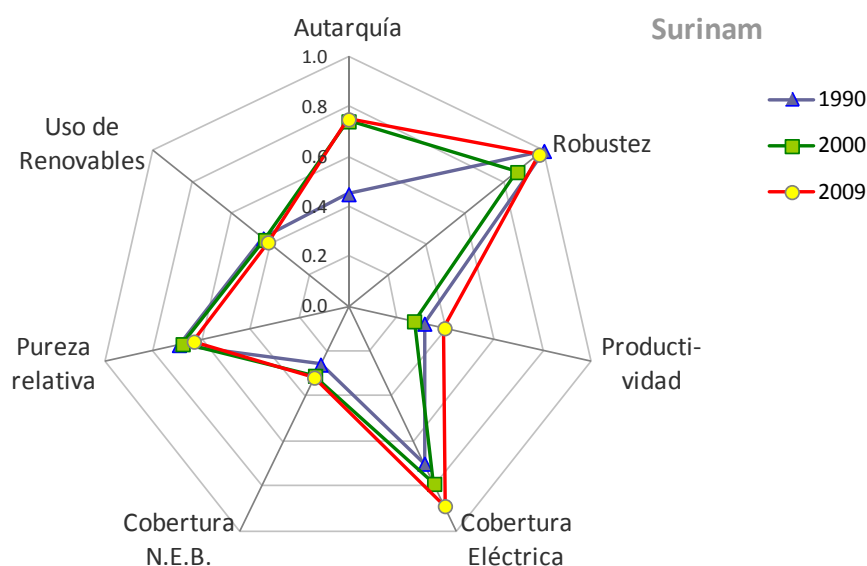
Gráfico 1.8.7. Indicadores de sustentabilidad energética – R. DOMINICANA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Surinam ha aumentado significativamente su Autarquía en el año 2000 debido al comienzo de la producción de fuel oil y, en menor medida de Diesel. Su Robustez es muy alta, aunque cae en 2000 debido a las exportaciones de petróleo crudo y fuel oil para luego recuperarse. La Productividad de la energía es relativamente baja, pero muestra una tendencia creciente moderada. La Cobertura Eléctrica también presenta mejoras paulatinas.

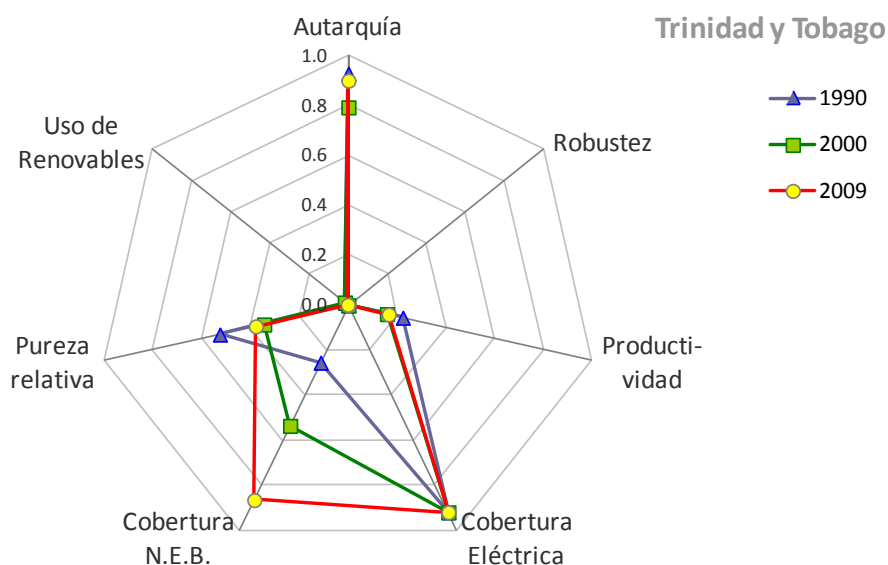
Gráfico 1.8.8. Indicadores de sustentabilidad energética – SURINAM



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Trinidad y Tobago es un fuerte exportador de hidrocarburos aunque también importa crudo, su Autarquía es alta y su Robustez es nula. Tiene una muy baja Productividad de la energía consecuencia de la existencia de industrias energo-intensivas. La Cobertura de las N.E.B. a aumentado significativamente en todo el periodo y el Uso de Renovables es prácticamente nulo.

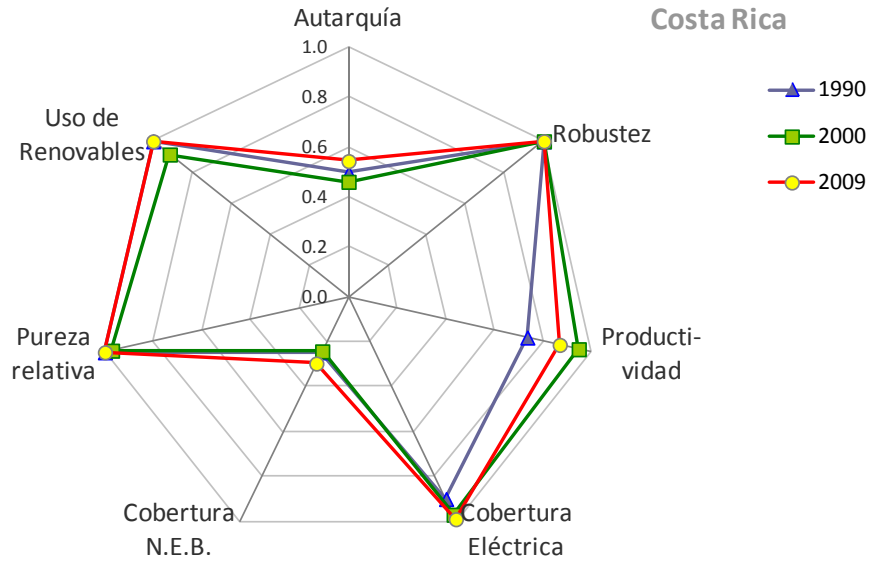
Gráfico 1.8.9. Indicadores de sustentabilidad energética – TRINIDAD Y TOBAGO



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Costa Rica posee valores muy altos en todos los indicadores, excepto valores medios de Autarquía y medio bajos de Cobertura del N.E.B. Los indicadores presentan poca variación en los años de corte analizados.

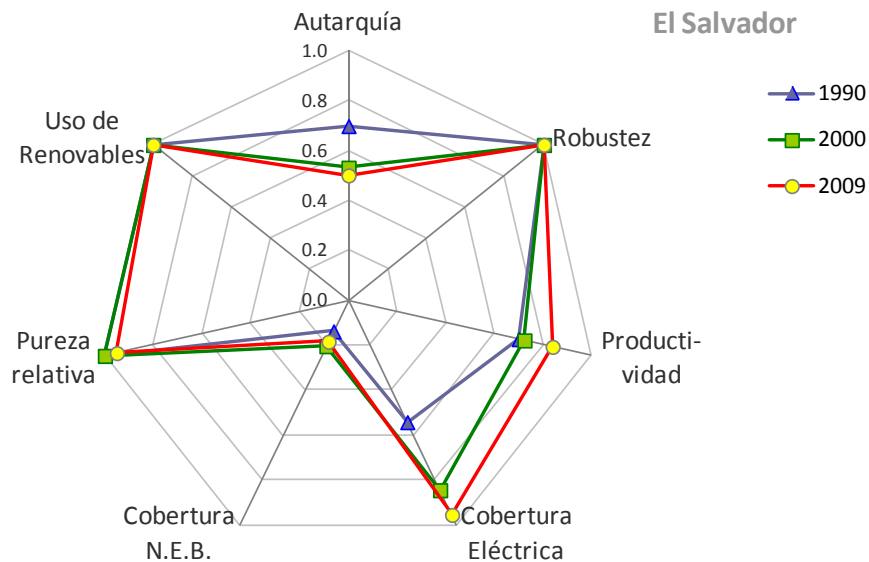
Gráfico 1.8.10. Indicadores de sustentabilidad energética – COSTA RICA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

El Salvador tiene una Autarquía media, y disminuyó principalmente entre 1990 y 1998 debido al incremento de las importaciones de derivados de petróleo. La Productividad de la energía es alta con aumentos importantes en 2007-2008. La Cobertura Eléctrica ha tenido notables mejoras, pero no así las de N.E.B. La Pureza relativa y el Uso de Renovables tienen valores máximos.

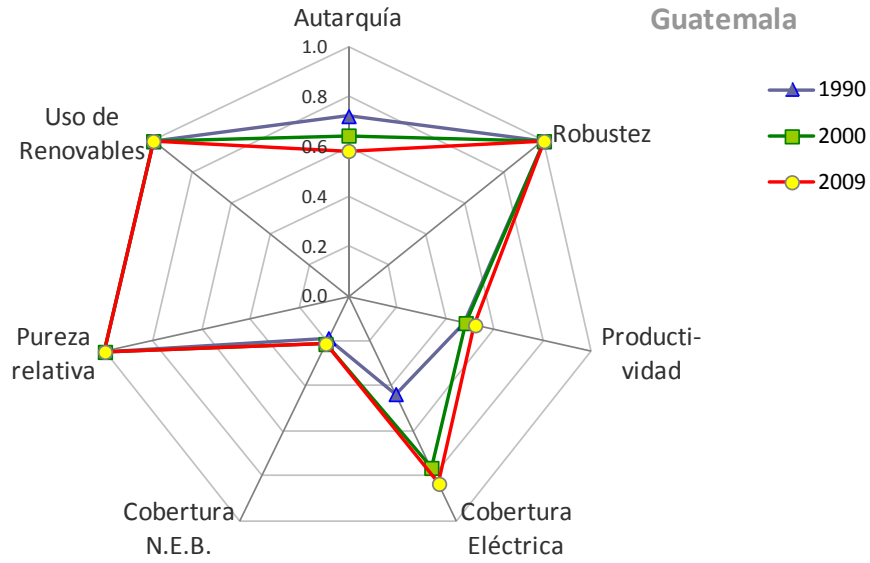
Gráfico 1.8.11. Indicadores de sustentabilidad energética – EL SALVADOR



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

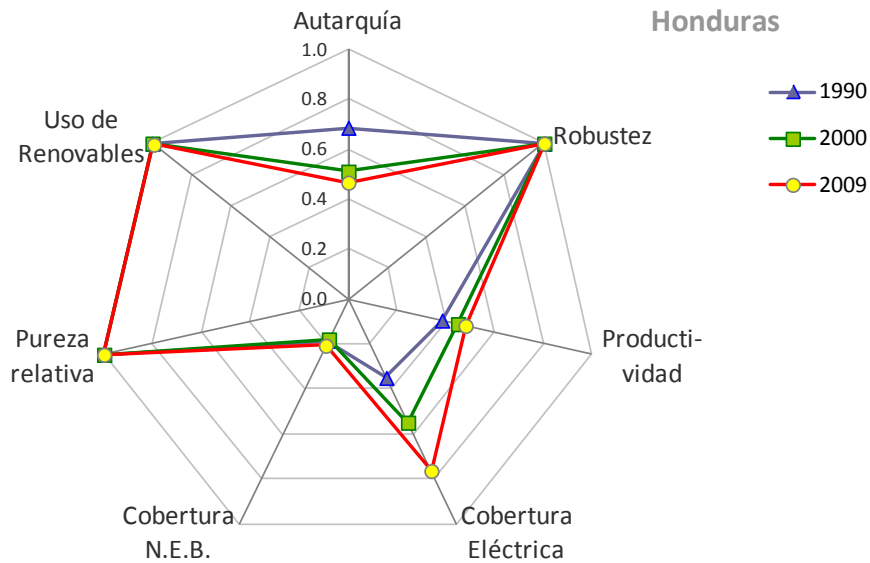
Guatemala y Honduras presentan rodogramas similares a El Salvador, pero con una Productividad de la energía más baja y una Cobertura Eléctrica que, si bien ha mejorado sustantivamente, aún no se acerca al valor máximo.

Gráfico 1.8.12. Indicadores de sustentabilidad energética – GUATEMALA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

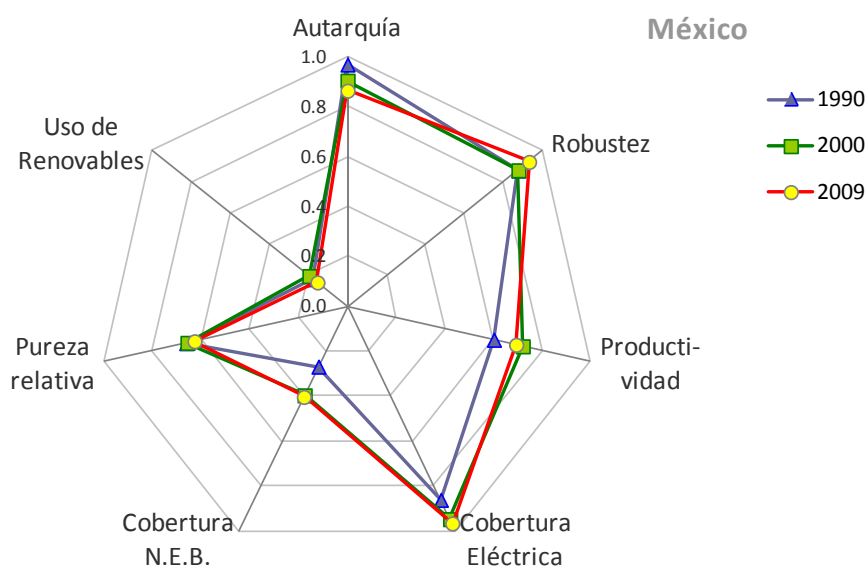
Gráfico 1.8.13. Indicadores de sustentabilidad energética – HONDURAS



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

México tiene muy altas Autarquía, Robustez y Cobertura Eléctrica. La Productividad es media alta, mientras que la Cobertura de N.E.B. media baja, si bien ha mejorado entre 1990 y 2000. El Uso de Renovables es muy bajo y la Pureza relativa se mantiene en valores medios.

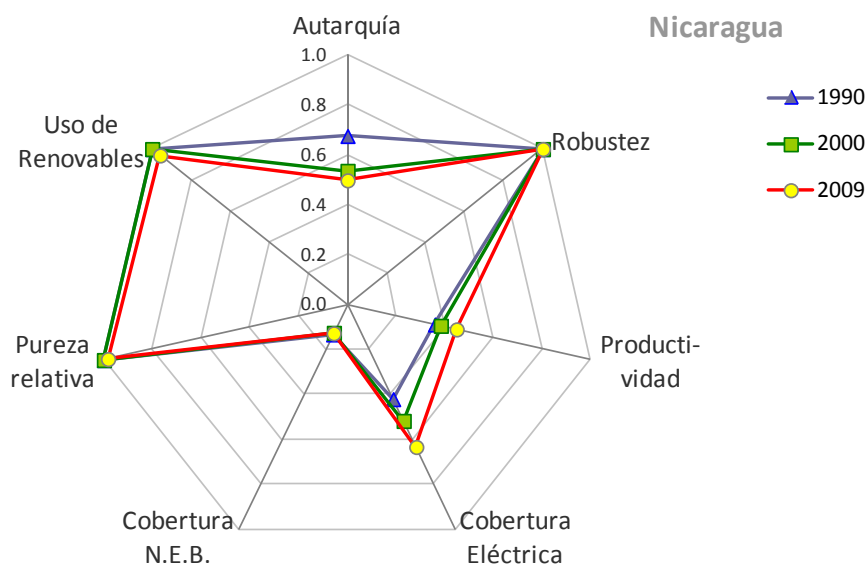
Gráfico 1.8.14. Indicadores de sustentabilidad energética – MÉXICO



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Nicaragua posee una tipología similar a El Salvador, Guatemala y Honduras. En Nicaragua se observan menores Coberturas Eléctrica y de N.E.B.

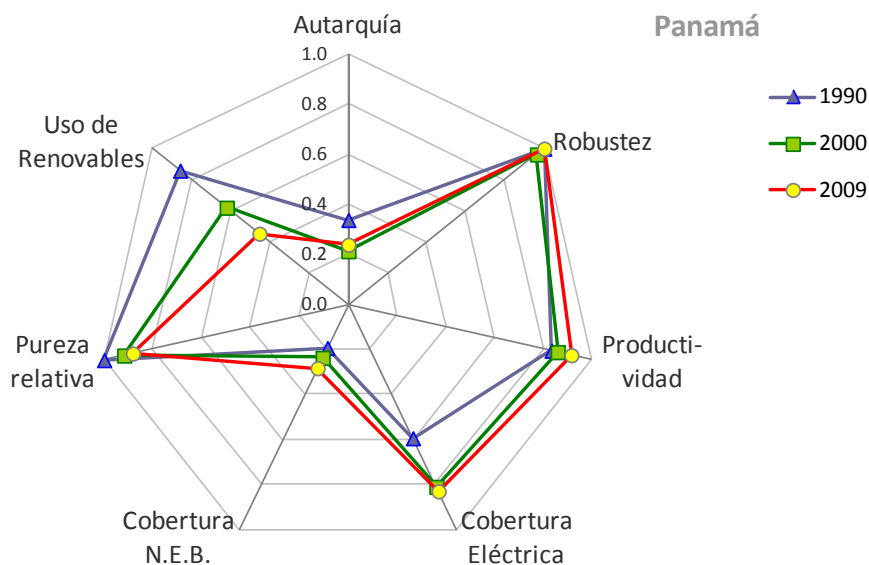
Gráfico 1.8.15. Indicadores de sustentabilidad energética – NICARAGUA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Panamá posee una baja Autarquía, y la misma ha disminuido entre 1990 y 2000. Tiene una alta Productividad de la energía y ha mejorado su Cobertura Eléctrica principalmente entre 1990 y 2000. La Cobertura de N.E.B. se mantiene baja con tendencia levemente creciente. Ha disminuido en forma significativa la participación del Uso de Renovables.

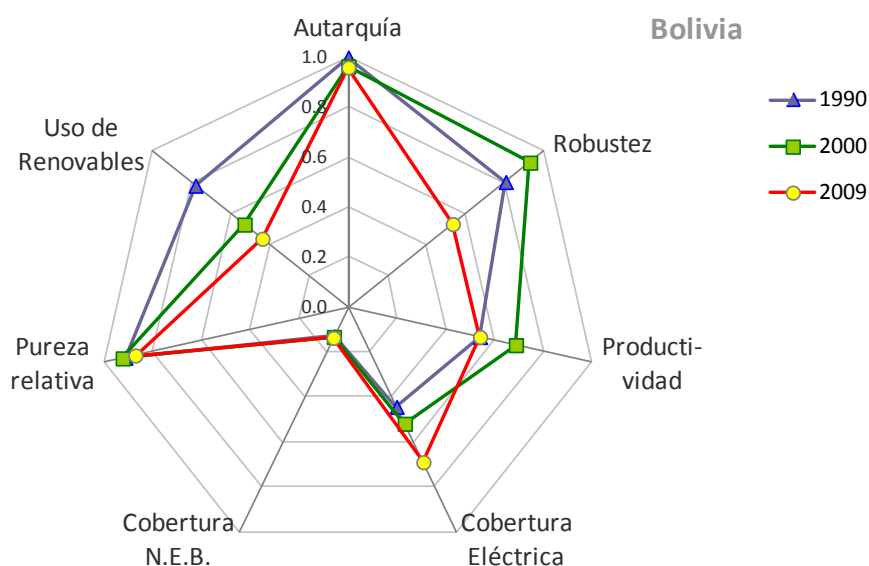
Gráfico 1.8.16. Indicadores de sustentabilidad energética – PANAMÁ



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Bolivia importa diesel oil y en volúmenes crecientes, lo que ha hecho que disminuya su Autarquía, no obstante la misma sigue siendo muy alta. Su Robustez, en cambio, ha disminuido en forma importante debido a las exportaciones de gas natural. La Productividad de la energía es media, con un aumento entre 1990 y 2002, para luego caer a un ritmo mayor y quedar en los valores iniciales. La Cobertura Eléctrica ha aumentado significativamente, no obstante aún queda un alto porcentaje de hogares sin electrificar. La Cobertura de N.E.B. se mantiene en niveles muy bajos. La participación del Uso de Renovables ha bajado considerablemente, debido a los aumentos significativos del consumo de gas natural y derivados de petróleo. La Pureza relativa se mantiene alta.

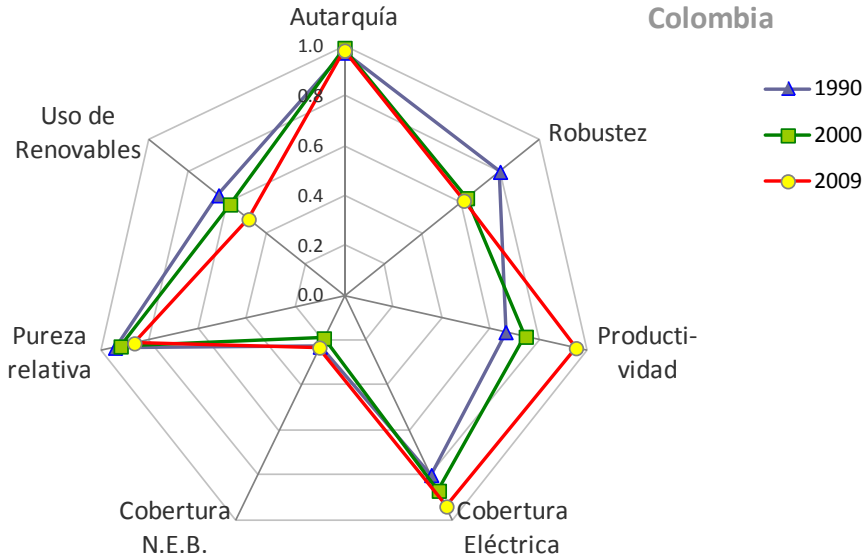
Gráfico 1.8.17. Indicadores de sustentabilidad energética – BOLIVIA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Colombia presenta similar forma de su rodograma que Bolivia, aunque con una mayor Productividad de la energía y Cobertura Eléctrica.

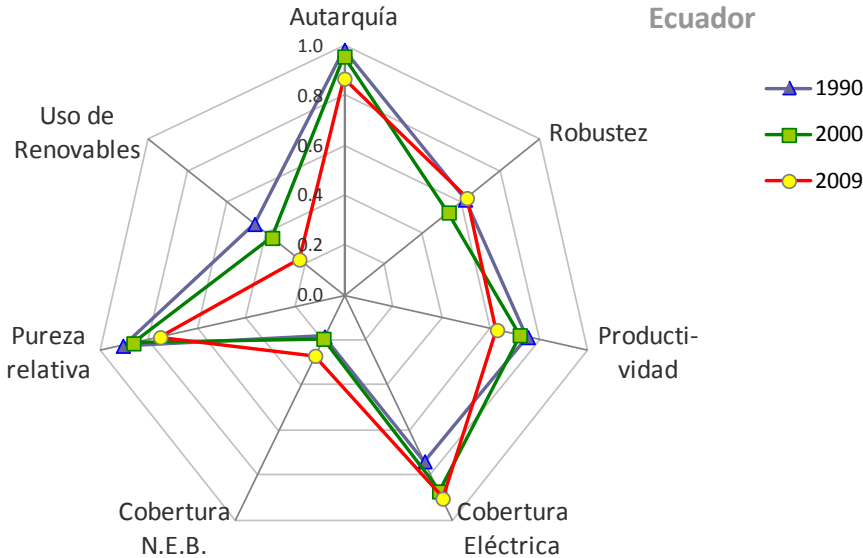
Gráfico 1.8.18. Indicadores de sustentabilidad energética – COLOMBIA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Ecuador exporta la mayor parte de su producción de crudo e importa derivados. Su Autarquía ha disminuido, mientras que su Robustez se mantiene en valores medios. Posee una alta Cobertura Eléctrica pero baja Cobertura de N.E.B. El Uso de Renovables ha disminuido en forma sostenida en todo el periodo.

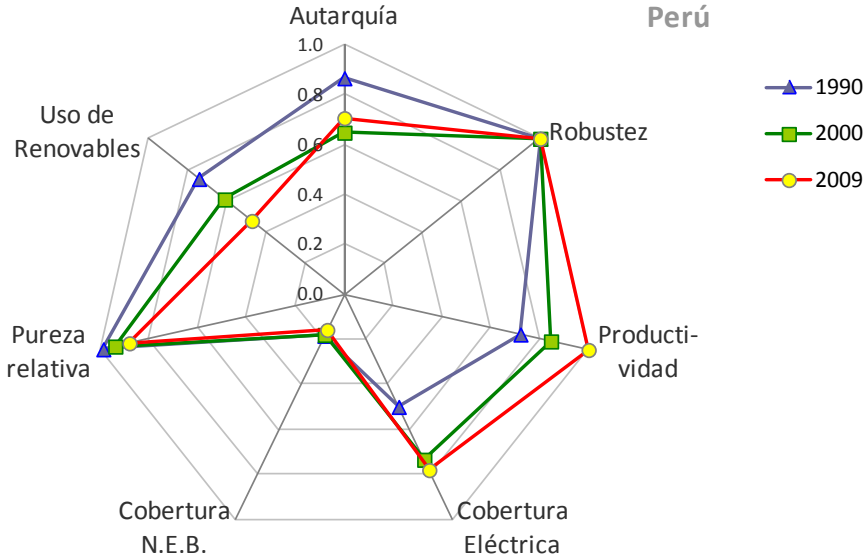
Gráfico 1.8.19. Indicadores de sustentabilidad energética – ECUADOR



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Perú tenía al inicio del periodo una alta Autarquía que fue perdiendo hasta 2003, principalmente por la importación de petróleo crudo, derivados y carbón mineral. La Productividad de la energía ha ido aumentando hasta alcanzar el máximo de la normalización en 2006 y mantenerse hasta 2009. La Cobertura Eléctrica tuvo una mejora significativa en la década el 90 y luego se detiene, quedando aún un porcentaje significativo sin electricidad.

Gráfico 1.8.20. Indicadores de sustentabilidad energética – PERÚ

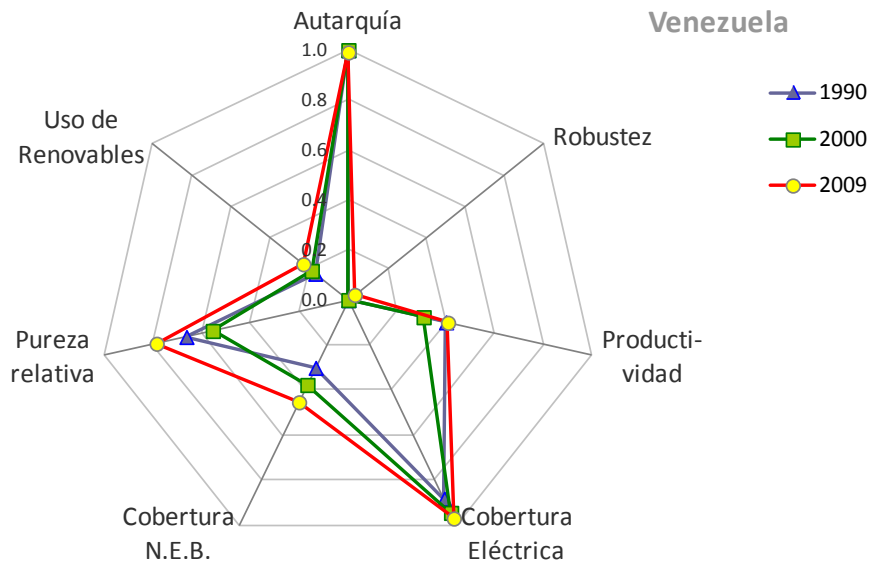


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

El Uso de Renovables en Perú ha disminuido paulatinamente, con una caída más fuerte a partir de 2008.

Venezuela posee una muy alta Autarquía y casi nula Robustez, propia de un país típicamente exportador de energía. Exporta volúmenes considerables de petróleo crudo y sus derivados y, en menor medida, carbón mineral. Ha mejorado su Cobertura de N.E.B. quedando en 2009 en valores medios. EL Uso de Renovables es bajo.

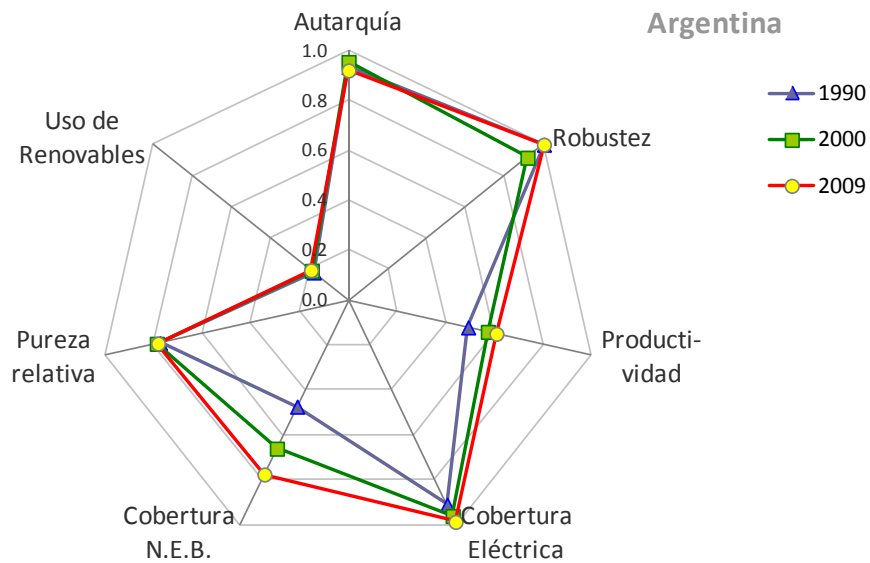
Gráfico 1.8.21. Indicadores de sustentabilidad energética – VENEZUELA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Argentina tiene valores altos de todos los indicadores con la excepción de valores medios en Productividad y bajos en Uso de Renovables.

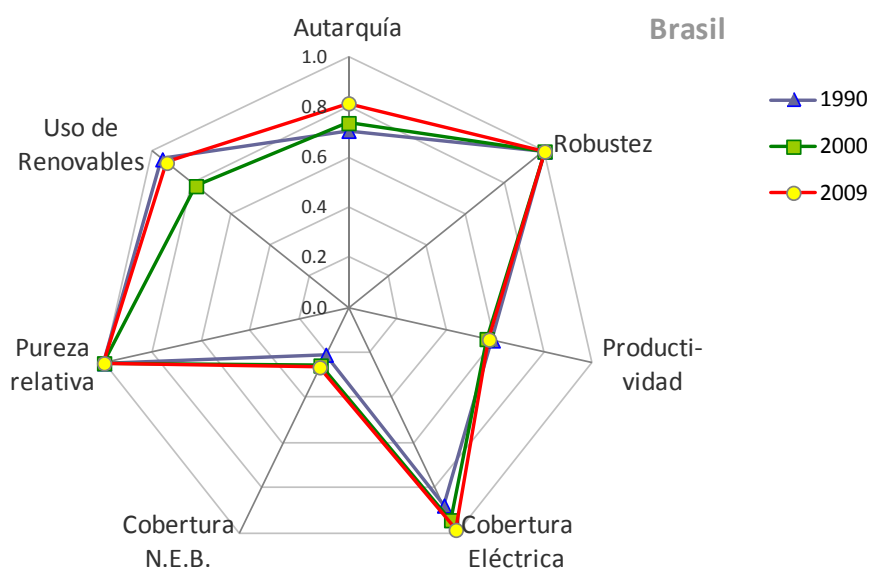
Gráfico 1.8.22. Indicadores de sustentabilidad energética – ARGENTINA



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Brasil presenta también un relativo equilibrio de los indicadores en niveles altos, excepto una baja Cobertura de N.E.B. y media Productividad de la energía. La situación no ha variado mucho en los años de corte analizados.

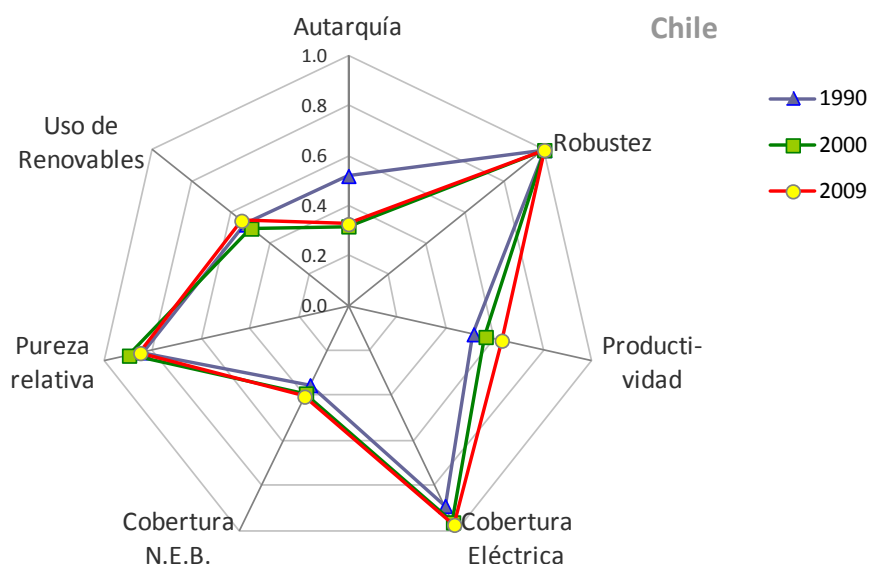
Gráfico 1.8.23. Indicadores de sustentabilidad energética – BRASIL



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Chile ha perdido Autarquía durante la década el 90, para luego mantenerse en valores bajos. Las exportaciones son marginales (derivados de petróleo), en consecuencia su Robustez es alta. Ha mejorado paulatinamente la Productividad de la energía y levemente la Cobertura de N.E.B.

Gráfico 1.8.24. Indicadores de sustentabilidad energética – CHILE

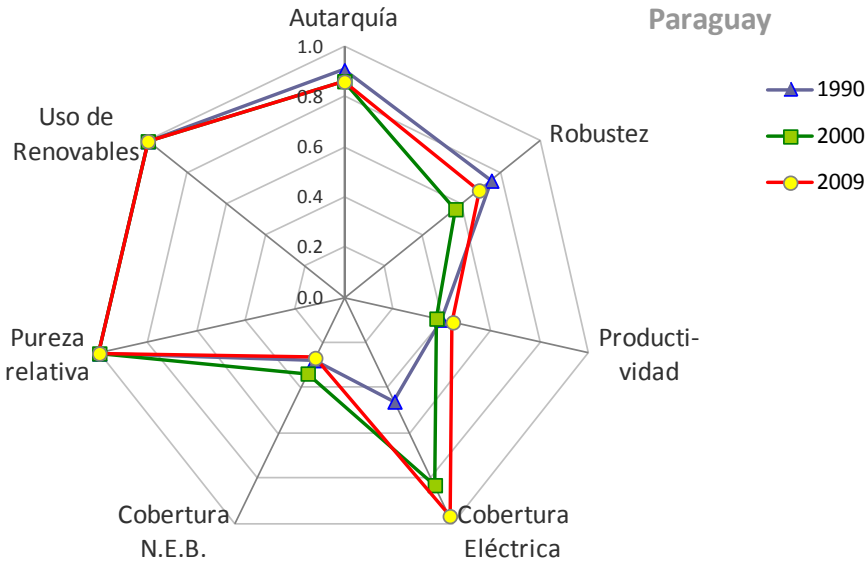


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Paraguay ha perdido levemente Autarquía debido a la importación de derivados de petróleo. La Robustez disminuyó sensiblemente en los 90, debido a la entrada de Yacyretá y la exportación de electricidad a Argentina. La Productividad de la energía

es media y la Cobertura Eléctrica ha mejorado sensiblemente, no así la Cobertura de las N.E.B.

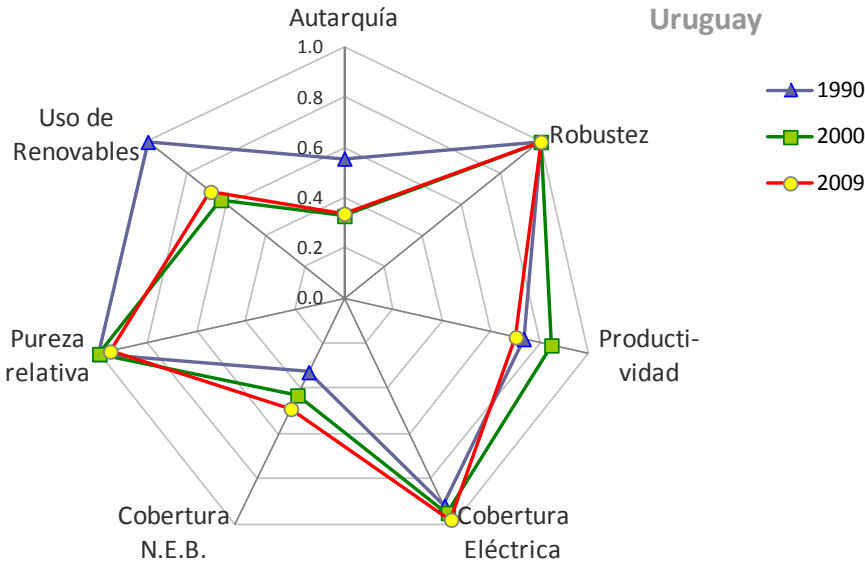
Gráfico 1.8.25. Indicadores de sustentabilidad energética – PARAGUAY



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Uruguay tiene una baja Autarquía, con caídas en 2000 y 2009 al igual que el Uso de Renovables. Estos dos indicadores se encuentran relacionados dado el fuerte peso de la generación hidroeléctrica en el país. La Productividad y Cobertura Eléctrica son altas, y ha habido mejoras en la Cobertura de N.E.B.

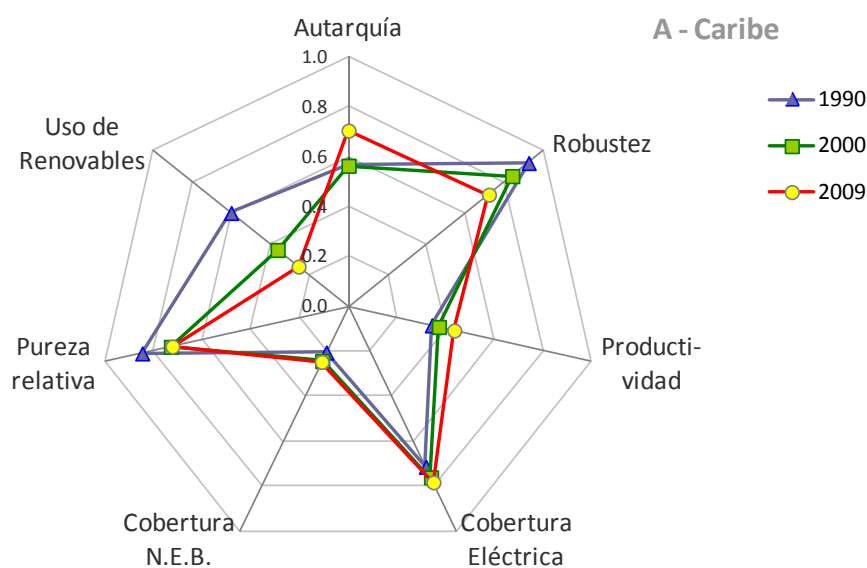
Gráfico 1.8.26. Indicadores de sustentabilidad energética – URUGUAY



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

A continuación se presentan los indicadores para cada una de las sub-regiones del estudio y el total de ALC.

Gráfico 1.8.27. Indicadores de sustentabilidad energética - EL CARIBE

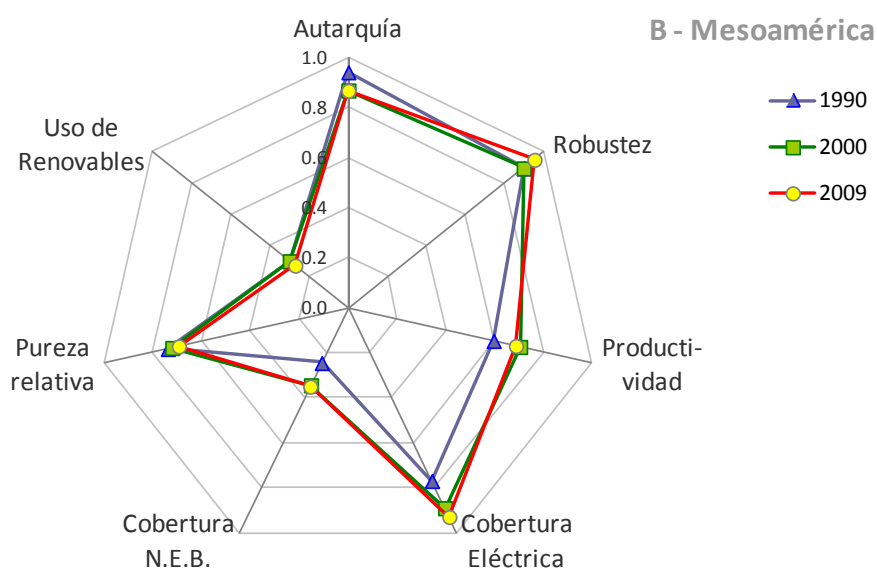


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Los hechos a remarcar para el Área del Caribe son:

- Importante y progresivo retroceso de la Robustez del Sistema.
- Un retroceso en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un avance de la Autarquía
- Una mejora de la productividad
- Una leve mejora de la cobertura
- En todos los casos los indicadores utilizados se hallan por debajo del máximo asignado.

Gráfico 1.8.28. Indicadores de sustentabilidad energética – MESOAMÉRICA

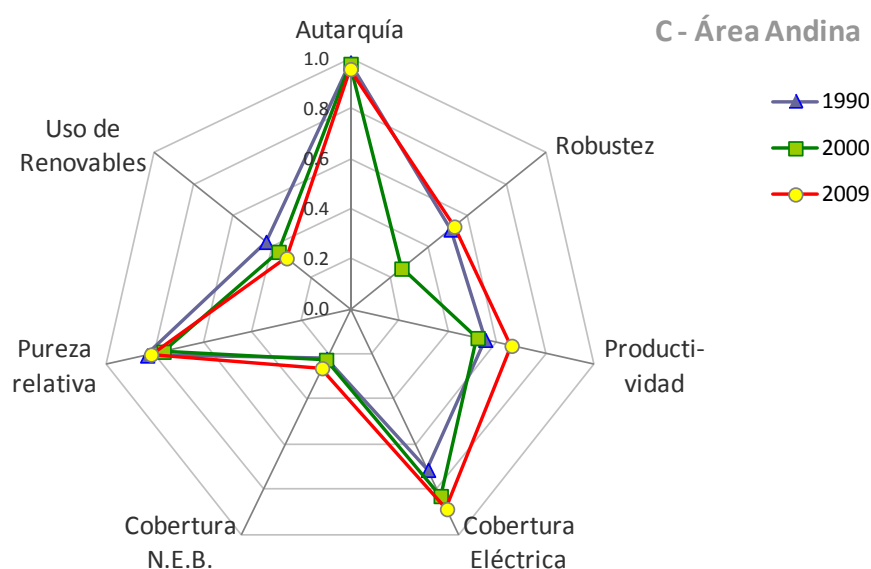


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Los hechos a remarcar para el Área Mesoamérica son:

- Relativo avance de la Robustez del Sistema junto a una disminución de la autarquía.
- Un leve retroceso en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un estancamiento de la productividad en la última década
- Un estancamiento de la cobertura eléctrica y de las N.E.B.
- Los indicadores Pureza Relativa; Cobertura N.E.B. y Usos de Renovables se hallan muy por debajo del máximo asignado.

Gráfico 1.8.29. Indicadores de sustentabilidad energética – ÁREA ANDINA

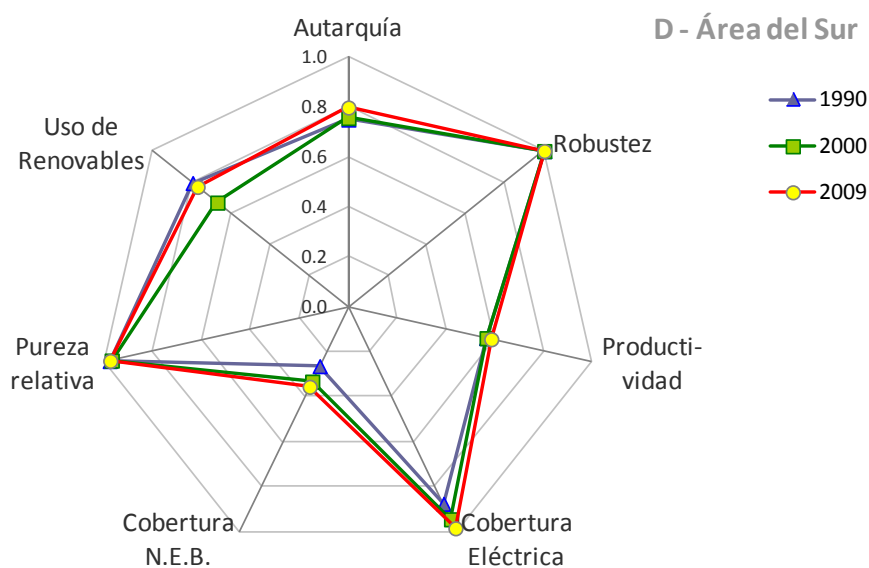


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Los hechos a remarcar para el Área Andina son:

- Un máximo grado de autarquía
- Retorno de la Robustez del Sistema a los niveles de 1990, pero avance respecto al 2000.
- Estancamiento en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un aumento de la productividad en la última década
- Un estancamiento de la cobertura eléctrica y de las N.E.B., aunque con leves mejora en cobertura eléctrica.
- Los indicadores Robustez, Cobertura N.E.B. y Usos de Renovables se hallan muy por debajo del máximo asignado.

Gráfico 1.8.30. Indicadores de sustentabilidad energética – ÁREA DEL SUR

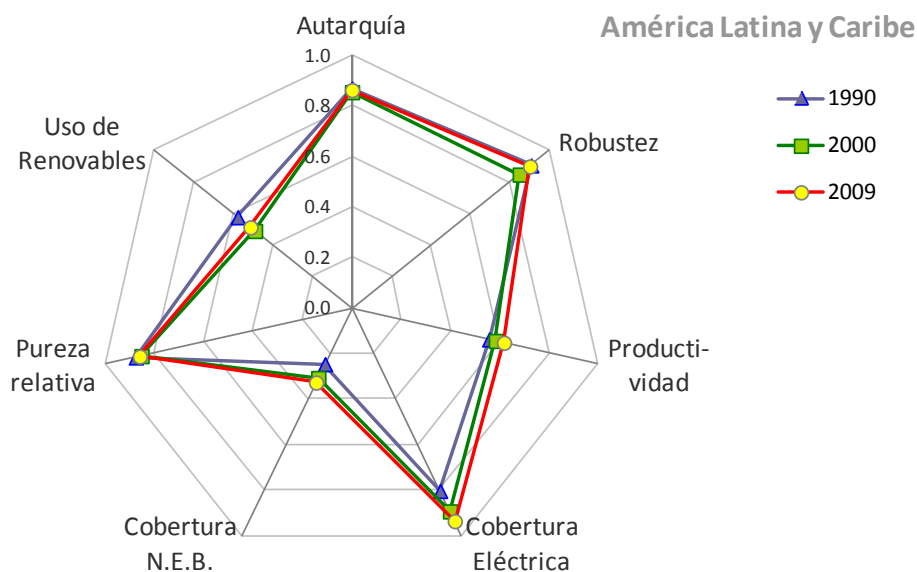


Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Los hechos a remarcar para el Área del Sur son:

- Leve avance del grado de autarquía
- Máxima Robustez del Sistema
- Máxima cobertura eléctrica
- Alta Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un mayor uso de renovables.
- Estancamiento de la productividad en las dos últimas décadas
- Un estancamiento de la cobertura de las N.E.B., aunque con leves mejora respecto a 1990
- Los indicadores presentan, en general, mayores valores relativos en conjunto respecto a los máximos asignados y en comparación con los de otras subregiones.

Gráfico 1.8.31. Indicadores de sustentabilidad energética – AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



Fuente: elaboración propia en base a información del SIEE-OLADE y CEPAL.

Cuando se observa la evolución para la región en su totalidad, los hechos destacables son:

- Avance en los indicadores de Robustez, Productividad, Cobertura Eléctrica y de N.E.B.
- Leve retroceso en el uso de renovables respecto a 1990

Estos resultados en principio revelan las tres grandes tendencias detectadas con respecto al mayor uso del gas natural y el crecimiento de la demanda eléctrica, junto a una progresiva disminución de las exportaciones de energía

INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO 2 Oferta y Demanda Global Y Sector Petrolero.

15 de diciembre de 2011

INDICE

Pág.

2. ANÁLISIS DE LA CADENA DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS	58
2.1. Reservas de petróleo	62
2.2. Producción de petróleo y Relación Reservas Probadas–Producción	78
2.3. Importación y exportación de petróleo.....	91
2.4. Análisis de los precios del petróleo crudo	99
2.5. Refinación y Capacidad de Almacenamiento	104
2.6. Capacidad de almacenamiento	113
2.7. Crudo refinado origen y destino.....	115
2.8. Producción de derivados de petróleo e importación y exportación de derivados de petróleo	118
2.9. Políticas de precios aplicadas a los combustibles.....	136
2.9.1. Precios de venta al público	136
2.9.2. Cargas impositivas a los principales derivados	141
2.9.3. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados.....	145
2.9.4. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación de los principales derivados y comparación con precios internacionales.....	148

INDICE DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico 1.1.1. Evolución de las principales variables energéticas de ALC	1
Gráfico 1.1.2. Evolución de las principales variables energéticas de ALC analizadas con cortes en el período de mayor dinamismo económico registrado en las últimas décadas	2
Gráfico 1.3.1. Participación de las importaciones en la OIBT – año 2009.....	14
Gráfico 1.4.1. Participación de las fuentes en el CNT del Caribe.....	21
Gráfico 1.4.2. Participación de los sectores en el CNT del Caribe	22
Gráfico 1.4.3. Participación de las fuentes en el CNT de Mesoamérica.....	23
Gráfico 1.4.4. Participación de los sectores en el CNT de Mesoamérica.....	23
Gráfico 1.4.5. Participación de las fuentes en el CNT Área Andina.....	24
Gráfico 1.4.6. Participación de los sectores en el CNT Área Andina.....	24
Gráfico 1.4.7. Participación de las fuentes en el CNT Área del Sur	25
Gráfico 1.4.8. Participación de los sectores en el CNT Área del Sur.....	26
Gráfico 1.5.1. Sendero energético 1990-2009.....	27
Gráfico 1.5.2. Senderos energéticos de las sub-regiones 1990-2009.....	27
Gráfico 1.5.3. Sendero energético de Brasil 1990-2009.....	28
Gráfico 1.5.4. Sendero energético de México 1990-2009	29
Gráfico 1.5.5. Sendero energético de Chile 1990-2009.....	29
Gráfico 1.5.6. Sendero energético 1990-2009.....	30
Gráfico 1.5.7. Sendero energético 1990-2009.....	30
Gráfico 1.6.1. Consumo de energía útil Residencial por habitante año 2009.....	32
Gráfico 1.7.1. Oferta interna bruta por fuentes en ALC	34
Gráfico 1.8.1. Indicadores de sustentabilidad energética – BARBADOS	40
Gráfico 1.8.2. Indicadores de sustentabilidad energética – CUBA	40
Gráfico 1.8.3. Indicadores de sustentabilidad energética – GRENADA	41
Gráfico 1.8.4. Indicadores de sustentabilidad energética – GUYANA	41
Gráfico 1.8.5. Indicadores de sustentabilidad energética – HAITÍ	42
Gráfico 1.8.6. Indicadores de sustentabilidad energética – JAMAICA.....	42
Gráfico 1.8.7. Indicadores de sustentabilidad energética – R. DOMINICANA.....	43
Gráfico 1.8.8. Indicadores de sustentabilidad energética – SURINAM.....	44
Gráfico 1.8.9. Indicadores de sustentabilidad energética – TRINIDAD Y TOBAGO.....	44
Gráfico 1.8.10. Indicadores de sustentabilidad energética – COSTA RICA	44
Gráfico 1.8.11. Indicadores de sustentabilidad energética – EL SALVADOR	45
Gráfico 1.8.12. Indicadores de sustentabilidad energética – GUATEMALA	45
Gráfico 1.8.13. Indicadores de sustentabilidad energética – HONDURAS.....	46
Gráfico 1.8.14. Indicadores de sustentabilidad energética – MÉXICO	47
Gráfico 1.8.15. Indicadores de sustentabilidad energética – NICARAGUA.....	47
Gráfico 1.8.16. Indicadores de sustentabilidad energética – PANAMÁ	47
Gráfico 1.8.17. Indicadores de sustentabilidad energética – BOLIVIA	48
Gráfico 1.8.18. Indicadores de sustentabilidad energética – COLOMBIA	49
Gráfico 1.8.19. Indicadores de sustentabilidad energética – ECUADOR	49
Gráfico 1.8.20. Indicadores de sustentabilidad energética – PERÚ	50
Gráfico 1.8.21. Indicadores de sustentabilidad energética – VENEZUELA.....	51
Gráfico 1.8.22. Indicadores de sustentabilidad energética – ARGENTINA	51
Gráfico 1.8.23. Indicadores de sustentabilidad energética – BRASIL	52
Gráfico 1.8.24. Indicadores de sustentabilidad energética – CHILE.....	52
Gráfico 1.8.25. Indicadores de sustentabilidad energética – PARAGUAY	53
Gráfico 1.8.26. Indicadores de sustentabilidad energética – URUGUAY	53
Gráfico 1.8.27. Indicadores de sustentabilidad energética - EL CARIBE	54
Gráfico 1.8.28. Indicadores de sustentabilidad energética – MESOAMÉRICA	54
Gráfico 1.8.29. Indicadores de sustentabilidad energética – ÁREA ANDINA.....	55
Gráfico 1.8.30. Indicadores de sustentabilidad energética – ÁREA DEL SUR.....	56
Gráfico 1.8.31. Indicadores de sustentabilidad energética – AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	57
Gráfico 2.1.1. Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo por región de ALyC.....	65
Gráfico 2.1.2. Evolución del porcentaje de participación de las Reservas Probadas por región de ALyC .	70
Gráfico 2.2.1. Evolución de la Producción Incremental de Petróleo en miles de barriles.....	80
Gráfico 2.2.2. Evolución de los Descubrimientos y Ajustes de Petróleo en millones de barriles.....	83
Gráfico 2.2.3. Evolución de los Descubrimientos y Ajustes de Petróleo (sin Venezuela) en millones de barriles	84
Gráfico 2.2.4. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo	85
Gráfico 2.2.5. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo (sin Venezuela).....	86
Gráfico 2.2.6. Relación media reservas-producción a nivel regional con y sin el impacto de la certificación de reservas de la Faja del Orinoco o caso de Venezuela	89

Gráfico 2.3.1. Variación en las exportaciones de petróleo por períodos: 1990-2000 y 2000-2009. En miles de barriles por año	93
Gráfico 2.4.1. Precios del crudo y valores de exportación del Fuel Oil de referencia en el mercado internacional. En dólares por barril.....	100
Gráfico 2.4.2. Evolución de la diferencia entre el precio medio ex-refinería del conjunto de los derivados y el precio de exportación ex-refinería del Fuel Oil. En dólares por barril	101
Gráfico 2.4.3. Evolución de la diferencia entre el precio medio ex-refinería del conjunto de los derivados y el precio del crudo WTI. Años 2002 y 2010. En dólares por barril	103
Gráfico 2.8.1. Evolución de los excedentes o faltantes de los principales combustibles a nivel regional.	124
Gráfico 2.9.1.1. Precio de Venta al Público de la Gasolina Premium. En dólares corrientes por litro	137
Gráfico 2.9.1.2. Precio de Venta al Público de la Gasolina Regular. En dólares corrientes por litro	138
Gráfico 2.9.1.3. Precio de Venta al Público del Gas Oil o Diesel automotor. En dólares corrientes por litro	139
Gráfico 2.9.1.4. Relación de precios del gas oil o diesel transporte respecto al precio final de la gasolina regular 2002-2005 y 2011. En porcentaje	141
Gráfico 2.9.2.1. Incremento en el valor absoluto del impuesto a la gasolina regular y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados.....	143
Gráfico 2.9.2.2. Incremento en el valor absoluto del impuesto a la gasolina premium y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados.....	144
Gráfico 2.9.2.3. Incremento en el valor absoluto del impuesto al gas oil y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados.....	145
Gráfico 2.9.3.1. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados. En dólares corrientes por barril	147
Gráfico 2.9.4.1. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación caso gas oil: estimación de la diferencia con el precio en los EUA 2002-2011. En dólares corrientes por barril.....	148
Gráfico 2.9.4.2. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación caso gasolina regular: estimación de la diferencia con el precio en los EUA 2002-2011. En dólares corrientes por barril.....	149

2. ANÁLISIS DE LA CADENA DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

En el presente capítulo se efectúa un análisis de la oferta y demanda de petróleo y sus derivados a los efectos de establecer la evolución reciente buscando identificar brechas, cuellos de botella y otros desafíos a enfrentar. Para el desarrollo de esta actividad se analiza la evolución de las principales variables del sector, junto a una serie de indicadores específicamente desarrollados a partir de información del SIEE de OLADE y ARPEL.

2.1. Reservas de petróleo

A los efectos de analizar el comportamiento de las reservas de petróleo en ALyC, se ha utilizado principalmente información del SIEE-OLADE para elaborar una serie de cuadros y gráficos que reflejan la evolución que han tenido las reservas durante el período: 1990-2009. Estas han sido desagregadas en las siguientes categorías: Probadas, Probables y Posibles. Dentro de cada una de ellas se detalla la evolución de las mismas discriminadas entre reservas en tierra firme y costa afuera.

En primer lugar se analiza la evolución de las reservas probadas.

Cuadro 2.1.1. Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo en millones de barriles

País/Año	Probadas en continente			tasa 1990-2009	Probadas costa afuera			tasa 1990-2009	Probadas totales			tasa 1990-2009
	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.
A - Caribe	615	562	344	3%	354	505	475	7%	970	1,067	819	4%
BARBADOS	3	2	2	4%					3	2	2	4%
CUBA	420	326	120	2%					420	326	120	2%
GRENADA												
GUYANA												
HAITI												
JAMAICA												
REP.DOMINICANA												
SURINAME	25	24	91	19%					25	24	91	19%
TRINIDAD Y TOBAGO	168	210	131	4%	354	505	475	7%	522	715	606	6%
B - Mesoamérica	11,218	11,787	3,487	2%	15,741	13,684	7,398	2%	26,959	25,471	10,885	2%
COSTA RICA												
EL SALVADOR												
GUATEMALA	55	840	465	45%					55	840	465	45%
HONDURAS												
MEXICO	11,163	10,947	3,022	1%	15,741	13,684	7,398	2%	26,904	24,631	10,420	2%
NICARAGUA												
PANAMA												
C - Área Andina	63,809	84,908	220,315	18%	92	79	68	4%	63,901	84,987	220,383	18%
BOLIVIA	119	441	476	21%					119	441	476	21%
COLOMBIA	1,991	1,972	1,988	5%					1,991	1,972	1,988	5%
ECUADOR	1,355	4,566	6,333	25%					1,355	4,566	6,333	25%
PERU	290	244	345	6%	92	79	68	4%	382	323	413	6%
VENEZUELA	60,054	77,685	211,173	19%					60,054	77,685	211,173	19%
D - Área del Sur	2,613	3,819	3,441	7%	3,758	7,650	11,962	17%	6,370	11,469	15,404	13%
ARGENTINA	1,181	2,935	2,492	11%	389	39	28	0%	1,570	2,974	2,520	8%
BRASIL	1,145	854	924	4%	3,368	7,611	11,934	19%	4,513	8,465	12,858	15%
CHILE	287	30	26	0.5%					287	30	26	0.5%
PARAGUAY												
URUGUAY												
E - América del Sur	66,422	88,727	223,756	18%	3,850	7,729	12,030	16%	70,271	96,455	235,787	18%
América Latina y Caribe	78,255	101,077	227,587	15%	19,945	21,918	19,904	5%	98,200	122,994	247,491	13%
Centro América	55	840	465	45%					55	840	465	45%
Cono Sur	1,468	2,965	2,518	9%	389	39	28	0%	1,857	3,004	2,546	7%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE.

Se observa en el cuadro que las reservas probadas totales de ALyC crecieron al 13% a.a. entre los años 1990 y 2009. En el 2009 éstas se ubicaron en 247,491 millones de barriles, representado el 18% de las reservas probadas de petróleo del mundo, siendo luego de Medio Oriente (área que posee el 54% de las reservas mundiales), la segunda región en orden de importancia

Cabe destacar que en el año 1990, las reservas de crudo de ALyC, representaban sólo el 9.8% de las reservas mundiales y en el año 2000 el 11%. Asimismo, resulta importante destacar que ha sido la región más dinámica del mundo, en cuanto a la evolución de las reservas comprobadas, con un crecimiento entre el 2000 y el 2009 del 8% a.a.. Según datos de BP 2011⁵, las reservas mundiales se incrementaron en dicho período, al 2.5% a.a., en África al 3.8% a.a., en Europa al 2.9% a.a., en Norteamérica (sin México) al 2.9% a.a., en Medio Oriente al 0.9% a.a. y en el Pacífico al 0.6% a.a..

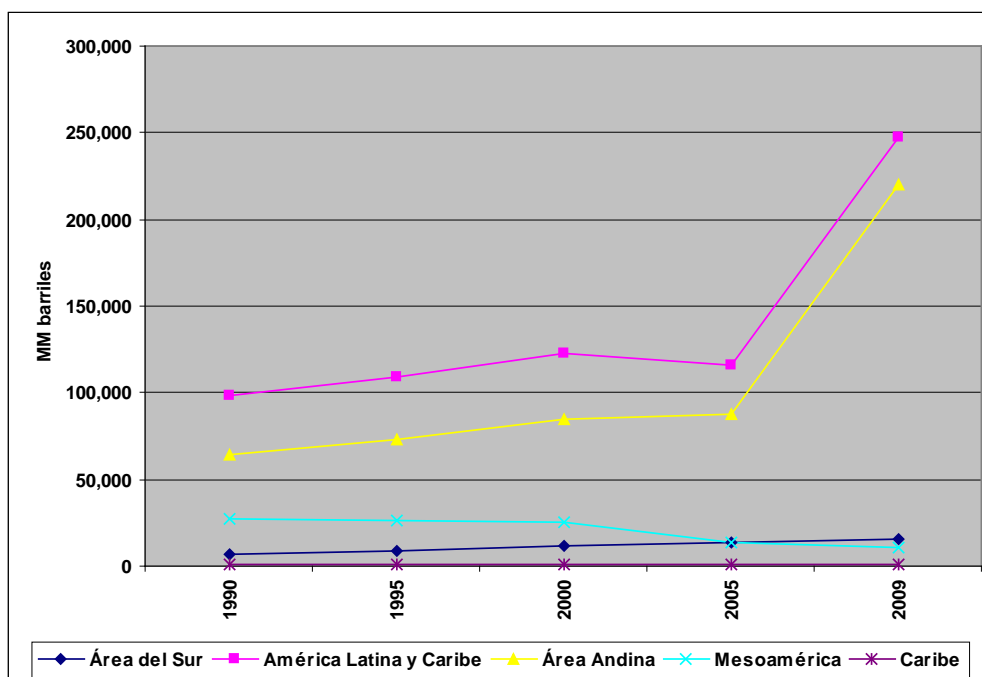
En el ranking de reservas probadas de ALyC por país, se aprecia que Venezuela está en el primer lugar, con el 85% de total, seguido por Brasil con el 5%, México con el 4%, Ecuador con el 3%, Argentina con el 1%, Colombia con el 1% y el resto se distribuye entre: Barbados, Cuba, Suriname, Trinidad y Tobago, Guatemala, Bolivia, Perú y Chile.

En el caso de Venezuela, se destaca que ha sido el país que más aportó al crecimiento de las reservas de ALyC, principalmente a partir de la incorporación de los petróleos pesados de la Faja del Orinoco a la categoría de reservas probadas⁶.. Le sigue Brasil y Ecuador, en cuanto a los países que más reservas han incorporado en el período.

⁵ British Petroleum Statistical Review of World Energy, June 2011.

⁶ Cabe destacar no obstante que de acuerdo con los avances del Proyecto Orinoco Magna Reserva iniciado por PDVSA en el año 2005, a fines de 2010 Venezuela certificó reservas por 296500 millones de barriles, lo que la ubicó por encima de todo otro país.

Gráfico 2.1.1. Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo por región de ALyC



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En tal sentido, el peso de Venezuela enmascara lo realmente sucedido en ALyC. Es que sino se consideran las reservas de ese país sobre el total de ALyC, en el resto de la región, éstas crecieron entre los años 1990 y 2000 al 1.7% a.a., mientras que durante el período 2000-2009, disminuyeron al -2.4% a.a.

Esta situación refleja lo que aconteció en las últimas dos décadas en la región, donde la prioridad ha sido la monetización de las reservas y una baja tasa de reposición de las mismas (un caso paradigmático ha sido el de Argentina).

El nuevo escenario mundial de precios, a partir del 2003, junto con la creación de las agencias de hidrocarburos en algunos países de la región (Colombia, Brasil, Ecuador, entre otros), sumado a una política de mayor promoción de las áreas petroleras a fin de atraer capitales de riesgo a los países de la región y al activo rol de las empresas petroleras nacionales, permite visualizar un posible escenario diferente en el mediano y largo plazo, con posibilidades de revertir esta tendencia e incorporar nuevamente reservas.

A continuación se realiza un análisis mas detallado para los principales productores de petróleo de la región.

A partir de información del PODE 2007-2008⁷, elaborado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de Venezuela, se aprecia que entre los años 2007 y 2008, se incorporaron a la categoría de reservas probadas 72,946 millones de barriles, provenientes de la Faja del Orinoco. Las reservas nacionales se incrementaron sucesivamente entre el 2008 y el 2009 alcanzando los 211,173

⁷ PODE 2007-2008, quincuagésima edición, Sección Venezuela.

millones de barriles. El anuario de la OPEP para 2011 presenta ya las nuevas cifras mencionadas y que son del orden de los 296,500 millones de barriles.

Entre los años 1999 y 2008, se realizaron en Venezuela 254 pozos exploratorios, lo que implica un promedio de 25 pozos por año.

De acuerdo al PODE, se incorporaron a las reservas entre los años 1999 y 2008 unos 107,688 millones de barriles, de los cuales 104,721 millones de barriles corresponden a revisiones y el resto a extensiones y descubrimientos. Esto refleja que casi la totalidad de las recientes incorporaciones de reservas (el 97%) es consecuencia de revisiones, principalmente vinculadas a la Faja del Orinoco (PDVSA, Proyecto Orinoco Magna Reserva).

Esta situación también se refleja en el peso actual que poseen las reservas de la Faja con relación a las reservas totales del país. En el año 2008, sobre un total de reservas probadas de 173,323 millones de barriles, el 62% correspondieron a la Faja petrolífera del Orinoco y el 38% restante a las áreas tradicionales. Por lo tanto, se concluye que ha habido un aumento en la densidad promedio del petróleo de dichas reservas, lo que se ve reflejado en la producción de crudo. En el año 1965 la gravedad promedio del crudo producido en Venezuela, se ubicaba en 24.8 °API (se ubica dentro del rango de crudos medianos: 22.3 a 31.1 °API), en 1980 en 24 °API, en 1990 en 25.9 °API, en el 2000 en 24.1 °API, en el 2005 en 22.6 °API y en el 2008 en 21.6 °API (se encuentra en el rango de crudo pesados: de 10 a 22.3 °API). En el año 2008, el 50% de la producción nacional correspondió a petróleos pesados y extra-pesados (menor a 10 °API)⁸.

En base a este diagnóstico, es de esperar entonces que esta tendencia se vaya incrementando en el tiempo, y por lo tanto los crudos venezolanos de los próximos años resulten predominantemente pesados y extra-pesados. Este rasgo tiene fuertes implicancias con respecto a la vulnerabilidad de la producción de crudo en Venezuela. Según la AIE, WEO 2011 el *break-even point* o punto de equilibrio para el crudo de Venezuela sería cercano a los 40 u\$s por barril (WEO 2011, figura 3.21), valor que comparado con el de Arabia Saudita representaría ser cuatro veces superior. Si bien este concepto llevado a nivel de la aceptabilidad política del precio del crudo (*Budget break-even*) para los principales países petroleros no guarda la misma relación, ciertamente muestra una sustantiva diferencia según los distintos posibles escenarios de precios internacionales.

En el caso de Brasil, según información de la ANP⁹ (Agencia Nacional de Petróleo de Brasil), se perforaron alrededor de 140 pozos exploratorios en promedio por año durante el período 2001-2010. Entre los años 2001 y 2004 el 75% de dichos pozos se realizó en el mar, y entre los años 2005 y 2010, sólo el 40% de dichos pozos se perforaron costa afuera. Cabe destacar que en el primer subperíodo, el 75% de dichos pozos fueron del tipo pioneros (o sea de alto riesgo minero) y durante los años 2005 al 2010, la proporción de dichos pozos se redujo al 53% en promedio, resultando aún elevada.

⁸ Se debe recordar que un aumento en la densidad del crudo, se refleja en una disminución de la gravedad expresada en °API.

⁹ ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2010.

Como consecuencia de esta estrategia agresiva de exploración y del éxito de la misma¹⁰, se observa un notable incremento de las reservas, las que pasaron de 4,513 millones de barriles de reservas de crudo en el 2000 a 12,858 millones de barriles en el 2010 (casi triplicándose las reservas en dicho período). Cabe destacar que la mayor parte de dicho incremento se produjo a partir de incorporaciones de reservas costa afuera, las que crecieron de 3,368 millones de barriles en el 2000 a 11,934 millones de barriles en el 2010.

Como se señala en el primer informe de este estudio, está aun en proceso de evaluación el pre-sal, el cual de confirmar los volúmenes hasta ahora estimados, cambiaría rotundamente el rol de Brasil en la región en cuanto a su capacidad productiva de hidrocarburos. En tal sentido, recientes informaciones vinculadas a la evolución de la explotación del pre-sal, indican que un pozo perforado en el campo Lula registró una producción de petróleo en el mes de mayo de 2011 de unos 28,436 barriles/día, siendo el primer pozo en producción comercial registrado en el pre-sal perteneciente a la Cuenca de Santos. Dicho pozo, junto a unos a otros cinco pozos productores en ejecución, estarán integrados a la FPSO¹¹ Ciudad de Angra do Reis, previéndose que dicha unidad flotante de producción produzca en el 2012 unos 100,000 barriles/día de petróleo. A partir del éxito de los esfuerzos exploratorios llevados a cabo hasta el momento, esto le ha permitido a Brasil dejar de ser importador de crudo desde en el año 2006 y en el 2010 pasar a exportar el 14% de su producción. Por otro lado, se aprecia la mayor concentración de las reservas de Brasil en el mar. En el año 1990 el 75% de las mismas se encontraba costa afuera y en el 2009 el 93%.

Actualmente, de la producción total de petróleo de Brasil, aproximadamente el 15% es crudo pesado (entre 11 y 20 °API) y se espera que esta tendencia continúe de acuerdo a los recientes descubrimientos (ej.: el petróleo del yacimiento Espíritu Santo tiene 17 °API). Las refinerías de dicho país, vienen procesando en los últimos años crudos más pesados. Por ejemplo, en 1990 en promedio la carga de las refinerías contaba con 32 °API (crudo liviano), en el 2000 con 30 °API y en el 2010 con 28 °API (crudos medianos). De continuar esta tendencia la participación del petróleo pesado y extra-pesado será mayor y en consecuencia las refinerías deberán seguir adecuándose a este tipo de petróleo.

Por otra parte, resulta importante destacar el caso de México. En el año 1990 las reservas probadas de dicho país ascendieron a 26,904 millones de barriles y en el 2009 a 10,420 millones de barriles. Consultados los anuarios de PEMEX¹², se aprecia que si bien no ha habido una fuerte retracción en la perforación de pozos exploratorios (el promedio 2000-2010 se ubica en 64 pozos exploratorios por año y salvo en el 2010 donde solo se perforaron 40 pozos, el resto de la serie se mantuvo cercano a ese valor), dichos pozos se concentraron en la región norte (entre el 60 y 70% de los pozos exploratorios se realizaron en dicha zona, la que concentraba en 2010 sólo el 10% de las reservas probadas de crudo del país). Por su parte, la región Marina Noroeste (que en el año 2000 contenía el 50% de las reservas comprobadas del país), se efectuó sólo 1 pozo exploratorio en el 2010, mientras que

¹⁰ Según la ANP la tasa promedio de descubrimiento registrada en el período por los pozos pioneros, rondó el 53%, tasa muy elevada considerando el tipo de pozo del que se trata)

¹¹ FPSO: Floating production storage and offloading.

¹² PEMEX, Anuario Estadístico, 2011.

el promedio de pozos realizados en esa región durante el 2000-2010 se ubicó en 3 pozos por año.

Esto refleja un cambio de estrategia en la política exploratoria que si bien ha concentrado sus esfuerzos en otra área productiva de México, no ha logrado reponer las reservas que el país disponía en la región Marina Noroeste, cuya producción en igual período ha declinado al -2.1% a.a. En tal sentido cabe señalar que es en esta zona donde se ubica el yacimiento Cantarell, el cual experimentó una declinación en su producción del -8.4% a.a. siendo que en el año 2000 aportó casi el 50% de la producción de crudo del país y en el 2010 sólo el 22%. La producción total de petróleo de México disminuyó así el -1.4% a.a. entre el 2000 y el 2010.

En cuanto al tipo de crudo producido se ha mantenido prácticamente la estructura y en el 2010 el 55% era crudo pesado, el 32% ligero y el 13% superligero. Finalmente, cabe destacar que en la Región Norte, donde más esfuerzo exploratorio se está realizando en los últimos años, los crudos pesados representan el 65% de la producción de dicha región y el resto corresponde crudo ligero.

Finalmente, y reforzando lo expuesto, la empresa PEMEX recientemente ha indicado que planea explotar 11 campos de petróleo pesado en el Golfo de México, estimando la producción de esos yacimientos en el 2014. Dichos crudos tendrían una gravedad de 11° API (crudo pesado).

En el caso de Ecuador, en base a información del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables de Ecuador, vinculada con el proyecto de planificación económica integral de crudos pesados, se aprecia que el incremento significativo en las reservas probadas de este país se debió básicamente a la certificación de reservas de crudos pesados en diversas regiones del mismo. En base a datos desagregados de dichas reservas para el año 2006, el 44% de ellas correspondían a crudos pesados (entre 10 y 16 °API) y el 25% del total al Campo ITT (Ishpingo Tiputini Tambococha), ubicado en el Amazonas. En el 2006 las reservas probadas nacionales rondaban los 4,164 millones de barriles, de los cuales el Campo ITT concentra 1,047 millones de barriles.

Si bien el proyecto de planificación integral de crudos pesados planteaba la explotación de dichas reservas, entre las que se encuentran las del Campo ITT, de alta sensibilidad ambiental, Ecuador presentó ante Naciones Unidas en septiembre de 2007, la iniciativa Yasuni-ITT. La misma propone una compensación internacional de 3,600 millones de dólares a percibir por el país a cambio de que no explote esas reservas. La iniciativa ha ido avanzando y el 23 de Septiembre de 2011 se la reiteró ante el Secretario General de las Naciones Unidas.

De concretarse dicha propuesta, debería sustraerse de las reservas actuales de Ecuador -que al 2009 rondaban los 6,333 millones de barriles-, unos 1,047 millones correspondientes al Campo ITT. No obstante, se aprecia que si bien históricamente el crudo ecuatoriano (principalmente proveniente de la zona oriental amazónica), contaba con una gravedad de 24 °API (mediano), la puesta en producción de las reservas de crudo del Bloque 31, Bloque 16, Pungarayacu y el Sur Oriental (donde los crudos van de 10 a 16.8 °API), haría presuponer que al igual que lo señalado en

el caso de los países antes analizados, la mezcla de crudos de Ecuador tendería en el futuro más hacia los pesados.

En lo que respecta a Colombia, desde el año 2000 al 2009, de acuerdo a información de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia), crecieron sustantivamente la cantidad de pozos exploratorios realizados en el país, de 16 en el año 2000 a 70 pozos en el 2009. Si bien la tasa de éxito de dichos pozos ha sido elevada (en el 2009 se ubicó en el 58%), no se aprecia un significativo incremento de las reservas a consecuencia de este esfuerzo exploratorio.

Dentro de los principales descubrimientos se destaca el registrado en la Cuenca de los Llanos Orientales a partir del pozo Capella nº1, correspondiente a petróleo pesado, constituyéndose en el yacimiento mas grande del país, luego de Caño Limón y Cusiana. De confirmarse esta tendencia en los recientes hallazgos, se observa que los crudos encontrados en Colombia son del tipo pesados y/o extra-pesados. Recordemos que la gravedad del petróleo encontrado por Capella nº1, se ubica en los 10º API, lo cual lo define como un petróleo pesado/extrapesado.

Resulta interesante destacar el caso de Rubiales, donde se concentra el 11% de las reservas remanentes de Colombia y el grado de desarrollo de las mismas es uno de los mas bajos del país (19%, o sea 31.6 millones barriles sobre 166 millones de barriles de reservas). Una situación opuesta se aprecia en el caso de Caño Limón, donde prácticamente el 100% de las reservas identificadas ya cuentan con infraestructura de desarrollo.

Se estima entonces, que la incorporación de reservas probadas desarrolladas en el corto plazo, dependerá en gran medida de las inversiones que se efectúen en campos como Rubiales, pues es allí donde existen las mayores posibilidades de incrementos en la producción. Lo cierto es que dicho plan de inversiones deberá ir acompañado de un plan de reconversión de las actuales refinerías del país, dado que el crudo de esos campos posee una gravedad en ºAPI de alrededor de 12, mientras que las refinerías de Colombia procesan principalmente crudos livianos e intermedios.

En base a los escenarios de oferta petrolera presentados por la ANH, se observa que en la actualidad la oferta total de crudo nacional se compone de la siguiente manera: liviano (52%), Intermedio (24%), pesado (6%) y extra-pesado (18%). En el futuro, e independientemente del escenario de oferta que se analice, la oferta por tipo de crudo cambiará, pero la estructura será muy similar entre escenarios, siendo la estructura promedio al año 2030 la siguiente: liviano (25%), Intermedio (45%), pesado (21%) y extra-pesado (11%).

Este cambio tendrá su impacto y habrá que monitorear si efectivamente la evolución de las incorporaciones de reservas en Colombia por nuevos descubrimientos ratifica la estructura prospectada.

Contrariamente a lo señalado en los países hasta ahora analizados, en el caso de Argentina las reservas probadas de petróleo han disminuido entre el 2000 y el 2009, pasando de 2,974 millones de barriles a 2,520 millones de barriles en el año 2009. Esto se debe por una parte al escaso esfuerzo exploratorio realizado en el período,

comparado con datos históricos, y al fuerte incremento que tuvo la demanda interna y las exportaciones de crudo durante la última década.

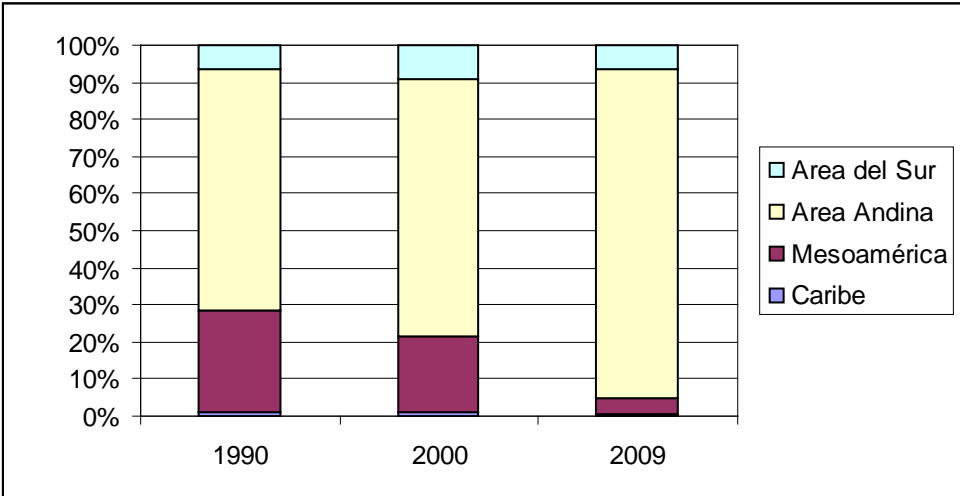
Durante el período 2000-2009 en promedio se perforaron 46 pozos de exploración por año (según datos obtenidos a partir de la Secretaría de Energía de Argentina). Cabe destacar que durante el período 1990-2000 en promedio fueron perforados 97 pozos y entre 1980-1990 unos 115 pozos exploratorios.

Si bien el país posee 19 cuencas sedimentarias, sólo 5 de ellas se encuentran en producción efectiva desde hace más de 100 años. La calidad del crudo de estos yacimientos va entre medianos y livianos, por lo tanto Argentina no posee experiencia en la explotación de crudos pesados. Por otra parte, recientemente se ha anunciado el descubrimiento de reservas de shale oil en el yacimiento Loma La Lata (Cuenca Neuquina), cubicadas en 150 millones de barriles equivalentes de petróleo (es decir no existe certidumbre sobre las proporciones de petróleo y gas), lo cual de confirmarse podría convertirse en un recurso importante para el país. Sin embargo se estima que la producción de dicho recurso sería insuficiente para contrarrestar la declinación prevista y en curso de la producción petrolera argentina. Como se ha descrito en el informe I de este estudio, el shale oil y el shale gas implican muy fuertes desafíos ambientales para su explotación en particular por la alta probabilidad de contaminación de aguas subterráneas.

Adicionalmente, existen planes de inversión y estudios sísmicos en la plataforma continental Argentina, tendientes a identificar nuevas reservas de hidrocarburos. Por el momento, se esta avanzando en el tendido de líneas sísmicas y unos pocos pozos exploratorios.

En cuanto a la localización de las reservas de ALyC, se aprecia el predominio que está ganando el Área Andina dentro de la región, dado que en 1990 concentraba el 65% de las reservas probadas de ALyC y en el 2009 casi el 90%.

Gráfico 2.1.2. Evolución del porcentaje de participación de las Reservas Probadas por región de ALyC



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En tal sentido, cabe destacar que al igual que en Venezuela, se observa en Colombia que las incorporaciones recientes de reservas se vinculan a crudos pesados y extra-pesados. Esta situación genera una señal que las empresas refinadoras ya están considerando, dado que el tipo de crudo que deberán procesar en el futuro inmediato, será de mayor densidad (y en general con más azufre), lo que las obliga a ir adelantando inversiones para poder adaptar las instalaciones actuales a dicho escenario.

Tal es el caso de Colombia, como será mas adelante descrito en detalle, a partir de un conjunto de inversiones en reconversión profunda que está planificando y llevando a cabo en sus principales refinerías. Lo mismo está haciendo Venezuela con obras para recibir crudo de 8ºAPI en sus refinerías.

Existen otros países de la región, tal el caso de Chile que adelantó inversiones para recibir crudos más pesados en sus actuales refinerías, o el caso de Paraguay y Uruguay, que planifican inversiones para utilizar este tipo de crudo pesado y extra-pesado.

En cuanto a las reservas probables, según la estadística relevada, se informa que para el año 2009 éstas ascendieron a 10,352 millones de barriles, representando el 4% de las reservas probadas. En el cuadro presentado, se aprecia que sólo México, Trinidad y Tobago y Guatemala, informan acerca de este tipo de reservas, estando sin lugar a dudas subestimado dicho volumen.

Cuadro 2.1.2. Evolución de las Reservas Probables de Petróleo en millones de barriles

País/Año	Probables en continente			tasa 1990-2009	Probables costa afuera			tasa 1990-2009	Probables totales			tasa 1990-2009
	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.
A - Caribe	0	0	71		0	0	260		0	0	331	
BARBADOS												
CUBA												
GRENADA												
GUYANA												
HAITI												
JAMAICA												
REP.DOMINICANA												
SURINAME												
TRINIDAD Y TOBAGO	0	0	71		0	0	260		0	0	331	
B - Mesoamérica	0	1,448	5,010		0	0	5,010		0	1,448	10,021	
COSTA RICA												
EL SALVADOR												
GUATEMALA	0	1,448	0						0	1,448	0	
HONDURAS												
MEXICO	0	0	5,010		0	0	5,010		0	0	10,021	
NICARAGUA												
PANAMA												
C - Área Andina	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
BOLIVIA												
COLOMBIA												
ECUADOR												
PERU												
VENEZUELA												
D - Área del Sur	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
ARGENTINA												
BRASIL												
CHILE												
PARAGUAY												
URUGUAY												
E - América del Sur	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
América Latina y Caribe	0	1,448	5,082		0	0	5,270		0	1,448	10,352	
Centro América	0	1,448	0						0	1,448	0	
Cono Sur												

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En lo que respecta a las reservas posibles, estas se ubicaron en el 2009 en 11,618 millones de barriles (el 4.7% de las reservas probadas) y al igual que en el caso de las probables, sólo México, Trinidad y Tobago y Guatemala reportan datos.

Cuadro 2.1.3. Evolución de las Reservas Posibles de Petróleo en millones de barriles

País/Año	Posibles en continente			tasa 1990-2009	Posibles costa afuera			tasa 1990-2009	Posibles totales			tasa 1990-2009
	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.
A - Caribe	0	0	337		0	0	1,224		0	0	1,561	
BARBADOS												
CUBA												
GRENADA												
GUYANA												
HAITI												
JAMAICA												
REP.DOMINICANA												
SURINAME												
TRINIDAD Y TOBAGO	0	0	337		0	0	1,224		0	0	1,561	
B - Mesoamérica	0	2,513	5,029		0	0	5,029		0	2,513	10,057	
COSTA RICA												
EL SALVADOR												
GUATEMALA	0	2,513	0						0	2,513	0	
HONDURAS												
MEXICO	0	0	5,029		0	0	5,029		0	0	10,057	
NICARAGUA												
PANAMA												
C - Área Andina	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
BOLIVIA												
COLOMBIA												
ECUADOR												
PERU												
VENEZUELA												
D - Área del Sur	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
ARGENTINA												
BRASIL												
CHILE												
PARAGUAY												
URUGUAY												
E - América del Sur	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
América Latina y Caribe	0	2,513	5,366		0	0	6,253		0	2,513	11,618	
Centro América	0	2,513	0						0	2,513	0	
Cono Sur												

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Finalmente, se presenta un cuadro que resume los tres tipos categorías de reservas (conocida como 3P). Aquí se observa que el 81.8% de las reservas totales (las que en el 2009 se ubicaban en 269,460 millones de barriles), se localizan en el Área Andina, el 11.5% en Mesoamérica, el 5.7% en el Área del Sur y el 1% restante en el Caribe.

Cuadro 2.1.4. Evolución de las Reservas 3P de Petróleo en millones de barriles

País/Año	3 P en continente			tasa 1990-2009	3 P costa afuera			tasa 1990-2009	3 P totales			tasa 1990-2009
	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.	1990	2000	2009	% a.a.
A - Caribe	615	562	752	6%	354	505	1,959	29%	970	1,067	2,711	15%
BARBADOS	3	2	2	4%					3	2	2	4%
CUBA	420	326	120	2%					420	326	120	2%
GRENADA												
GUYANA												
HAITI												
JAMAICA												
REP.DOMINICANA												
SURINAME	25	24	91	19%					25	24	91	19%
TRINIDAD Y TOBAGO	168	210	539	17%	354	505	1,959	29%	522	715	2,498	25%
B - Mesoamérica	11,218	15,748	13,526	6%	15,741	13,684	17,437	6%	26,959	29,432	30,963	6%
COSTA RICA												
EL SALVADOR												
GUATEMALA	55	4,801	465	45%					55	4,801	465	45%
HONDURAS												
MEXICO	11,163	10,947	13,061	6%	15,741	13,684	17,437	6%	26,904	24,631	30,497	6%
NICARAGUA												
PANAMA												
C - Área Andina	63,809	84,908	220,315	18%	92	79	68	4%	63,901	84,987	220,383	18%
BOLIVIA	119	441	476	21%					119	441	476	21%
COLOMBIA	1,991	1,972	1,988	5%					1,991	1,972	1,988	5%
ECUADOR	1,355	4,566	6,333	25%					1,355	4,566	6,333	25%
PERU	290	244	345	6%	92	79	68	4%	382	323	413	6%
VENEZUELA	60,054	77,685	211,173	19%					60,054	77,685	211,173	19%
D - Área del Sur	2,613	3,819	3,441	7%	3,758	7,650	11,962	17%	6,370	11,469	15,404	13%
ARGENTINA	1,181	2,935	2,492	11%	389	39	28	0%	1,570	2,974	2,520	8%
BRASIL	1,145	854	924	4%	3,368	7,611	11,934	19%	4,513	8,465	12,858	15%
CHILE	287	30	26	0.5%					287	30	26	0%
PARAGUAY												
URUGUAY												
E - América del Sur	66,422	88,727	223,756	18%	3,850	7,729	12,030	16%	70,271	96,455	235,787	18%
América Latina y Caribe	78,255	105,038	238,034	16%	19,945	21,918	31,426	8%	98,200	126,955	269,460	14%
Centro América	55	4,801	465	45%					55	4,801	465	45%
Cono Sur	1,468	2,965	2,518	9%	389	39	28	0%	1,857	3,004	2,546	7%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Se concluye que el rol de ALyC en cuanto a la importancia de sus reservas de petróleo con respecto al total mundial, ha ido creciendo significativamente en los últimos 20 años. De las reservas totales (3P), el 80% se localizaba en tierra firme en el año 1990 y en el 2009 el 88%, reflejando el peso de las reservas de Venezuela (100% de estas se encuentran en el continente). Como se ha visto países como Brasil y México tienen parte de su potencial localizado en el off-shore, lo que podría modificar esta situación en el futuro, hecho que a su vez depende del factor de recuperación que se utilice para cuantificar el potencial de la Faja del Orinoco en Venezuela.

De este modo y como ya se ha dicho, excluyendo las reservas de Venezuela se observa que en el resto de ALyC, éstas crecieron entre los años 1990 y 2000 tan sólo al 1.7% a.a., mientras que durante el período 2000-2009, disminuyeron al -2.4% a.a.. El nuevo escenario mundial de precios, junto a acciones de promoción a la exploración, permiten visualizar un escenario diferente en el mediano y largo plazo, con posibilidades de revertir esta tendencia e incorporar nuevamente reservas. Sin embargo dada la asimetría de magnitudes en cada caso el panorama regional es aún incierto. En especial casos como el de México, Colombia y Argentina presentan incertidumbres difíciles de eludir respecto al potencial de descubrimientos futuros.

La tendencia en cuanto al tipo de crudos que se irán ofreciendo al mercado, tenderá a ser de petróleos pesados y extra-pesados, con más azufre, metales pesados como el níquel y el vanadio, compuestos nitrogenados, asfaltenos y poliaromáticos, que en porcentajes elevados disminuyen el rendimiento de las unidades de refinación donde se realizan procesos catalíticos. Asimismo, el crudo extra-pesado de Venezuela de la Faja del Orinoco (de 8 °API), posee un rendimiento aproximado de 55% de fondo de vacío, 26% diesel de vacío, 17% de destilados intermedios y 2% de nafta virgen y GLP¹³.

Estos elementos dan una pauta del tipo de medidas que deberán adoptarse en la industria de la refinación de crudo ante este nuevo escenario de oferta.

Adicionalmente, las expectativas centradas en el pre-sal de Brasil, en el traspaso de reservas probables y posibles a la categoría de probadas en el caso de México, más la puesta en valor de las reservas de Venezuela junto a otros descubrimientos en países del Área Andina, posicionan a ALyC como un actor que debería continuar ganando prominencia en el mercado mundial petrolero. Para ello es necesario establecer estrategias regionales tales como alianzas entre empresas petroleras nacionales, fomentar la transferencia de tecnología en la explotación off-shore en aguas profundas, desarrollar portafolios de inversiones entre actores claves del sector -a fin de diversificar y compartir el riesgo de las inversiones en exploración, entre otras acciones, para la explotación y exportación de este recurso-, lo que debería ser parte de la agenda de los países de la región.

En tal sentido no resulta claro distinguir entre la mera retórica y la necesidad de contar con un inventario de acuerdos en firme seguidos por una acción de constante monitoreo.

¹³ Ver: Análise do Refino No Brasil: Estado e Perspectivas – Uma Análise “Cross Section”. M.Tavares. Brasil, Marzo 2005.

2.2. Producción de petróleo y Relación Reservas Probadas–Producción

A continuación se presenta un análisis de la evolución de la producción de petróleo y de la relación reservas/producción.

En cuanto a la producción petrolera, se aprecia que para el conjunto de ALyC, ésta ha crecido al 1.8% a.a. durante el período 1990-2009. Al comparar dicha tasa con la observada en el caso de las reservas probadas (13% a.a.) y considerando además que ambas parten de bases diferentes, se concluye que ALyC ha aumentado su stock de reservas y se encuentra por lo tanto mejor posicionada en el concierto mundial petrolero. La producción de crudo en el 2009 para ALyC se ubicó en 3,509 millones de barriles (equivalente a 9.6 millones de barriles/día). Sin embargo, como se ha dicho, esta conclusión se halla distorsionada por las cifras de reservas petroleras de Venezuela, en tanto si se excluye este país la relación reservas probadas-producción es claramente declinante a nivel del resto de la región¹⁴.

El porcentaje del peso de la producción de crudo de ALyC en el total mundial, se ha mantenido durante el período 2000-2009 en el orden del 12.5%. Resulta evidente que el rol de ALyC en el futuro, a raíz de la mayor participación que ha ganado en este período en lo que se refiere a reservas de petróleo (segunda región del mundo), le podría permitir posicionarse como una de las zonas de abastecimiento confiables y seguras del mundo. De hecho desde mediados de la década pasada los EUA se ha planteado una estrategia de cambio respecto a la dependencia de Medio Oriente y según algunos analistas creen, ALyC podría junto con Canadá reemplazar este papel en la seguridad de suministro regional. Sin embargo esta posibilidad reposa básicamente en los crudos pesados de Venezuela y la declinación de la producción en México pone en duda tal afirmación, sobre todo en este momento histórico de reconfiguración del orden mundial.

¹⁴ En efecto la relación R/P pasó de 22 años en 1990 a 19 años en el 2000 y a 16 años en 2009 cuando se excluye el impacto de Venezuela.

Cuadro 2.2.1. Evolución de la Producción de Petróleo en miles de barriles

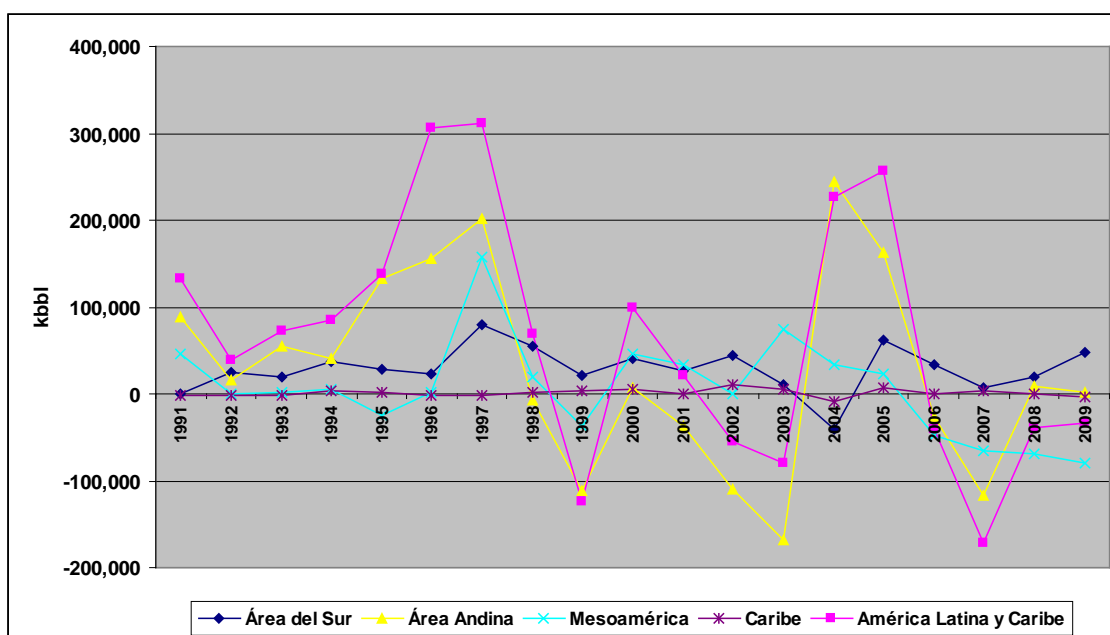
Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009	tasa 1990-2009
A - Caribe	62,050	61,197	68,562	81,191	80,278	1.4%
BARBADOS	471	460	560	464	277	-2.8%
CUBA	4,947	10,844	19,873	23,258	20,138	7.7%
GRENADA						
GUYANA						
HAITI						
JAMAICA						
REP.DOMINICANA						
SURINAME	1,426	1,786	4,402	4,663	4,847	0.5%
TRINIDAD Y TOBAGO	55,206	48,107	43,728	52,806	55,016	-0.02%
B - Mesoamérica	931,434	958,710	1,109,950	1,223,400	954,474	0.1%
COSTA RICA						
EL SALVADOR						
GUATEMALA	1,439	3,415	7,571	6,728	4,933	6.7%
HONDURAS						
MEXICO	929,995	955,295	1,102,379	1,216,672	949,541	0.1%
NICARAGUA						
PANAMA						
C - Área Andina	1,098,989	1,433,782	1,563,100	1,644,556	1,529,151	1.8%
BOLIVIA	8,206	11,345	11,467	15,417	14,982	3.2%
COLOMBIA	160,120	213,404	250,576	192,031	244,769	2.3%
ECUADOR	104,448	141,153	146,385	194,169	185,017	3.1%
PERU	46,915	44,314	34,891	27,541	33,913	-1.7%
VENEZUELA	779,301	1,023,566	1,119,781	1,215,398	1,050,470	1.6%
D - Área del Sur	419,201	526,769	746,892	839,833	945,144	4.4%
ARGENTINA	175,831	262,520	280,934	241,162	230,253	1.4%
BRASIL	236,961	260,443	463,900	597,464	713,956	6.0%
CHILE	6,410	3,805	2,058	1,208	935	-9.6%
PARAGUAY						
URUGUAY						
E - América del Sur	1,519,616	1,962,337	2,314,393	2,489,052	2,479,142	2.6%
América Latina y Caribe	2,511,674	2,980,458	3,488,504	3,788,980	3,509,047	1.8%
Centro América	1,439	3,415	7,571	6,728	4,933	6.7%
Cono Sur	182,240	266,326	282,992	242,370	231,188	1.3%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

La evolución de la producción ha sido disímil entre los países y las regiones, observándose tasas que van de 0.1% a.a. en Mesoamérica (influida principalmente por la situación de México, donde la producción disminuyó fuertemente desde el año 2000 a esta parte) a regiones como el Área del Sur, donde la producción se incrementó en un 4.4% a.a., (debido básicamente a la influencia de Brasil, que entre 1990 y 2009 multiplicó por 3 su producción de petróleo).

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de la producción incremental de petróleo para las regiones que conforman ALyC, obtenida como la diferencia interanual de la producción de petróleo.

Gráfico 2.2.1. Evolución de la Producción Incremental de Petróleo en miles de barriles



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

La gráfica muestra una tendencia decreciente en el incremento de la producción de crudo en ALyC, observándose valores negativos marcados entre 1999 y 2003 y a partir del año 2006 al 2009. Esto significa que durante los últimos cuatro años del período analizado la producción de petróleo en la región ha venido disminuyendo.

Para explicar esta tendencia, se deben destacar comportamientos diferenciados del Área Andina y de Mesoamérica. En el primer caso la disminución de la producción de Venezuela hasta 2003 se puede explicar por el impacto que tuvo la reestructuración de la política en PDVSA con la crisis interna de 2002. Sin embargo, como muestra el gráfico, en 2004 y 2005 se produce un repunte que es concomitante con el incremento de la cuota OPEP de 2003 a 2005. Los incrementales negativos desde 2006 a 2007 y el repunte 2008 y 2009 parecerían también obedecer a la política general de cuotas de la OPEP, más que a problemas de políticas energéticas u operativas. En cambio, en el caso de México la declinación corresponde básicamente a un hecho geológico (declinación de Cantarell)

Así, si bien la política petrolera impulsada en estos dos países ha tenido como consecuencia una disminución en la producción ello pareciera obedecer a distintos motivos. Mientras que en el caso de México se acrecienta con el tiempo, en el caso de Venezuela se observa un leve repunte en el 2009, con respecto a lo que fue el 2007, pero aún con valores incrementales negativos muy posiblemente vinculados a las políticas generales de cuotas de la OPEP y un más estricto cumplimiento registrado entre 2005 y 2008 y no en 2009 (véase Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE¹⁵).

¹⁵ CNE, Información básica de los sectores de la energía —2010, ver gráfico 1.2.6. Evolución cuota de mercado OPEP 1994-2009.

Una de las incógnitas para el futuro se refiere al desarrollo de las reservas de la Faja del Orinoco donde el conjunto de asociados a PDVSA son empresas que provienen en general del área estatal de terceras naciones (Japón, Rusia, China, Malasia, Italia, Argentina, Ecuador, etc.). Cabe destacar que desde la nacionalización del petróleo en 2007 PDVSA modificó su participación en las áreas de operación mixta realizada con empresas petroleras como la Texaco, Statoil, Exxon, Veba Oil, Total, etc.)

Por otra parte cabe destacar que dentro de la zona Andina, se puede ver que Colombia a partir del 2006 logra quebrar una tendencia de incrementos negativos observados desde el año 2000, a consecuencia de la intensa actividad productiva puesta en marcha en el país a través de ECOPETROL.

Como es sabido antes de la creación de la ANH, ECOPETROL se hallaba sometida a una política de captura de sus rentas por parte del Ministerio de Hacienda que le impedía disponer de su presupuesto libremente. Desde su capitalización en 2007 y luego de las nuevas reglas creadas con la creación de la ANH donde se asume que esta empresa es un operador más, la actividad exploratoria se incrementa. La política de atracción de operadores pequeños y medianos arroja éxitos aún cuando estos se concentraron en las áreas más prospectadas al igual que lo ha hecho ECOPETROL. (UPME-ANH, ADL, FB, 2006, 2007 y ANH 2011)

En Ecuador por su parte, se observa desde el año 2007 incrementos negativos en la producción, es decir declinación.

Por su parte, en el Área del Sur, los incrementales han sido siempre positivos, salvo en el año 2004. Sin embargo, al interior de los países que componen el área, se aprecia que Argentina prácticamente desde 1999 presenta incrementales negativos, a consecuencia de la falta de inversión en exploración en campos nuevos y el agotamiento de los yacimientos en producción que fueron exigidos con miras a incrementar exportaciones durante el período 1994-1998 y con un claro desplazamiento de rentas e inversiones en particular desde 2004 a la fecha por parte del principal operador privado (Repsol-YPF, luego YPF), mientras que en el caso de Brasil desde el año 2000 se han registrado incrementos positivos de producción, como consecuencia del éxito de la tarea exploratoria y de explotación desarrollada por PETROBRAS. En tal sentido cabe mencionar que ni la creación de la ANP, ni la capitalización de Petrobrás han implicado para la política energética de Brasil una subordinación de las metas de reinversión local de utilidades ni tampoco de la meta de consolidar el autoabastecimiento y la posición exportadora liderada por esta empresa.

Finalmente, en el Caribe ha sido un tanto más aleatorio el comportamiento de este indicador, sesgado principalmente por los resultados de la política petrolera de Trinidad y Tobago.

A partir de la evolución anual de reservas probadas y la producción se pueden obtener los descubrimientos junto a los ajustes anuales a partir de la siguiente expresión:

$$+ / - DyA = Rf - Ri + P$$

Donde:

Rf: reservas a final del año

Ri: reservas al inicio del año

P: Producción anual

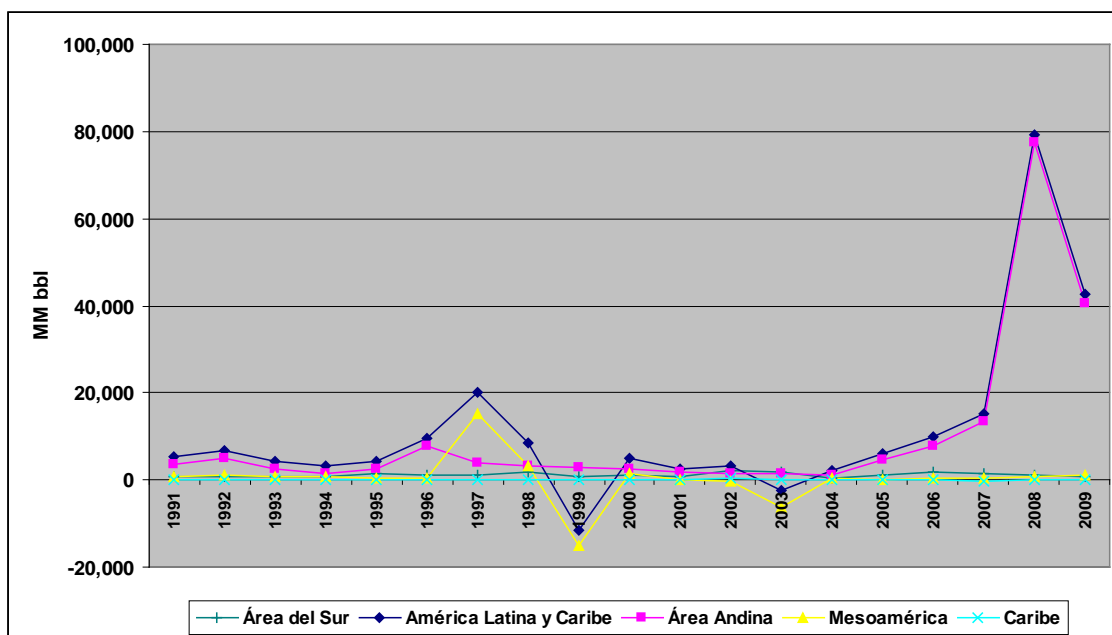
DyA: descubrimientos y ajustes anuales (los que pueden ser negativos si hubiera una disminución de las reservas a consecuencia de una reducción de las mismas debido a un ajuste).

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de DyA. Recordemos que este indicador no se puede desagregar entre descubrimientos y ajustes por falta de información, pero su evolución indica la performance del proceso exploratorio y la influencia de los precios del crudo en la cuantificación de las reservas. En el caso de la exploración, este indicador refleja las consecuencias de los procesos de recubricación de yacimientos debido a mayor información geológica (generando ajustes positivos o negativos de las reservas) o por el resultado exitoso de una perforación exploratoria (descubrimiento). Cabe destacar además que la evolución de las reservas también depende de variables económicas, por lo tanto el incremento o decremento en DyA puede ser también consecuencia de modificaciones en los precios de mercado.

En el siguiente cuadro se observa que entre los años 1991 y 1997 hubo un incremento sostenido de DyA principalmente motorizado por la zona Andina (Venezuela). Este proceso se interrumpe entre los años 1998 y 2004, donde se aprecian por primera vez ajustes negativos (como consecuencia principalmente de una recubricación de reservas llevada a cabo en esos años en México¹⁶) junto a valores moderados de DyA. Recién a partir del 2005 y en forma sostenida los descubrimientos y ajustes comienzan a incrementarse en la región, por el efecto de Venezuela y la incorporación de sus reservas de crudos pesados a la categoría de reservas probadas.

¹⁶ Ver: Situación de las Reservas y Potencial Petrolero de México. F. Barboza y N. Domínguez. Economía UNAM, vol. 3, núm. 7.

Gráfico 2.2.2. Evolución de los Descubrimientos y Ajustes de Petróleo en millones de barriles

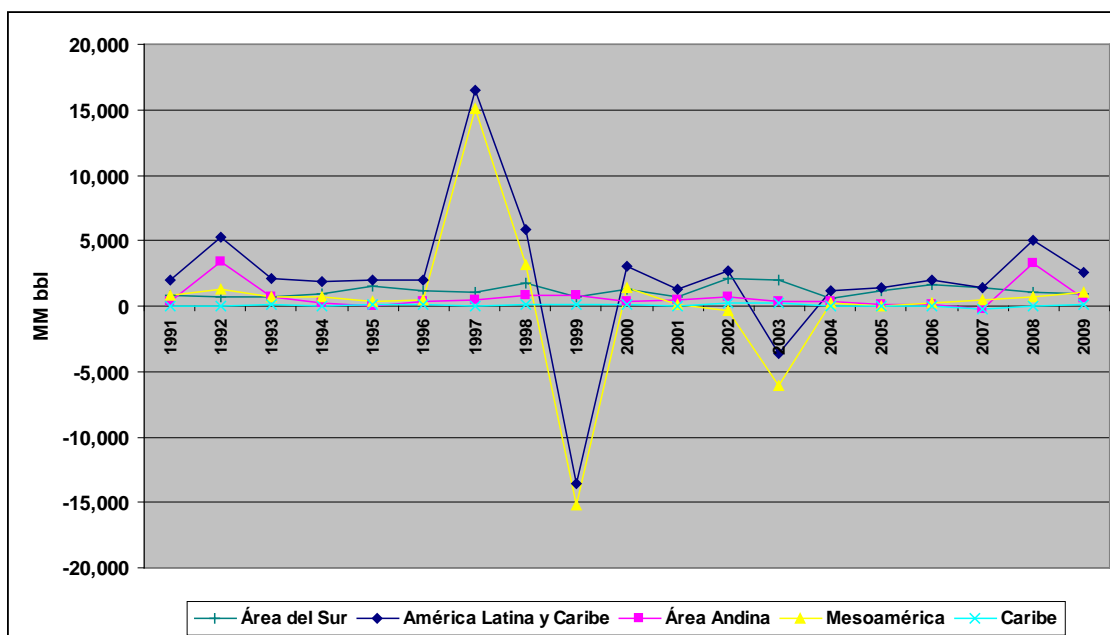


Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Como fue mencionado, el peso de este país en el total de ALyC, enmascara lo sucedido en cada una de las regiones. Por ello en el siguiente gráfico se presenta la evolución de DyA excluyendo Venezuela.

Aquí se aprecia a lo largo de la serie valores positivos de DyA, con la excepción de los períodos: 1996-1999 y 2002-2004.

Gráfico 2.2.3. Evolución de los Descubrimientos y Ajustes de Petróleo (sin Venezuela) en millones de barriles



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

La primera de estas caídas en DyA se debe al caso de México que como resultados de un proceso de reevaluación de sus reservas entre los años 1996 y 1999, éstas cayeron de 41,000 millones de barriles en 1996 a 24,700 millones de barriles en 1999. Esto fue como consecuencia de una auditoría realizada a PEMEX en esos años por parte de las consultoras estadounidenses: Netherland Sewell & Associates Inc. y De Golyer and Mac Naughton¹⁷. La segunda disminución en DyA también tiene origen en México, a raíz de un nuevo cambio en la definición y la metodología de cálculo de las reservas probadas, a partir de la aplicación de los criterios de la SEC (Securities Exchange Commission), la que establece como reservas probadas aquellas cuyos campos se encuentran en desarrollo, es decir que están en explotación y produciendo al momento de la evaluación, lo cual es lo único que garantiza la existencia de un flujo de efectivo que respalde las inversiones de los compradores de bonos en el mercado de dinero norteamericano¹⁸.

Sin considerar esa situación en particular, se aprecia que ALyC ha mantenido a lo largo del período valores positivos de DyA aunque de escasa magnitud relativa. En general no existen estadísticas sistemáticas que puedan demostrar la correlación entre estas adiciones de reservas y los esfuerzos exploratorios lo que no permite evaluar el grado de éxito de la actividad exploratoria. En tal sentido se sume son las empresas petroleras estatales y privadas las que manejan esta información altamente estratégica.

A fin de contextualizar la evolución de DyA, se ha calculado un indicador adicional el que se obtiene a partir del cociente entre DyA y la producción anual de petróleo, el cual refleja la tasa de reposición de las reservas. Si dicho indicador es mayor a la

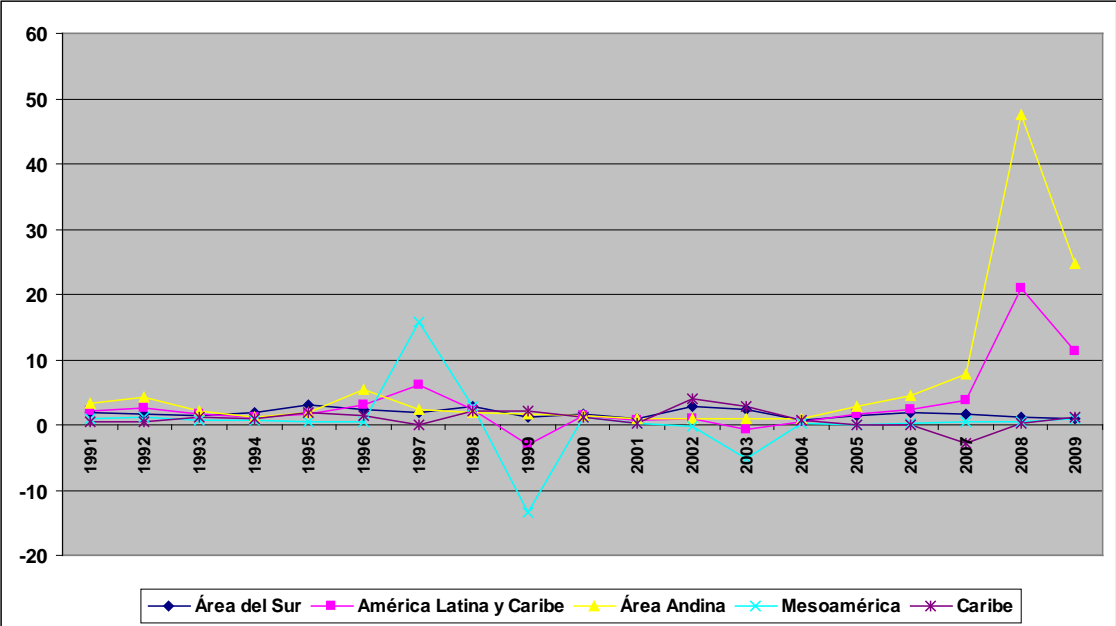
¹⁷ Ver: Situación de las Reservas y Potencial Petrolero de México. Op.Cit.

¹⁸ Ver: Situación de las Reservas y Potencial Petrolero de México. Op.Cit.

unidad, significa que se incorporaron reservas en ese año y si es negativo, resultó que el valor de DyA no llegó a recomponer las reservas extraídas en el año.

En el gráfico se aprecia que salvo en el caso de los períodos antes señalados (1996-1999 y 2002-2004) y por los motivos ya antes descritos, este cociente es siempre positivo, lo que implica que ha habido incorporaciones netas de reservas a lo largo de la serie. Se destacan los años 2007 a 2009, con valores cercanos a 50 (o sea se incorporaron en ese período de reservas equivalentes a cincuenta veces la producción de petróleo de esos años), lo que se debió principalmente al caso de Venezuela.

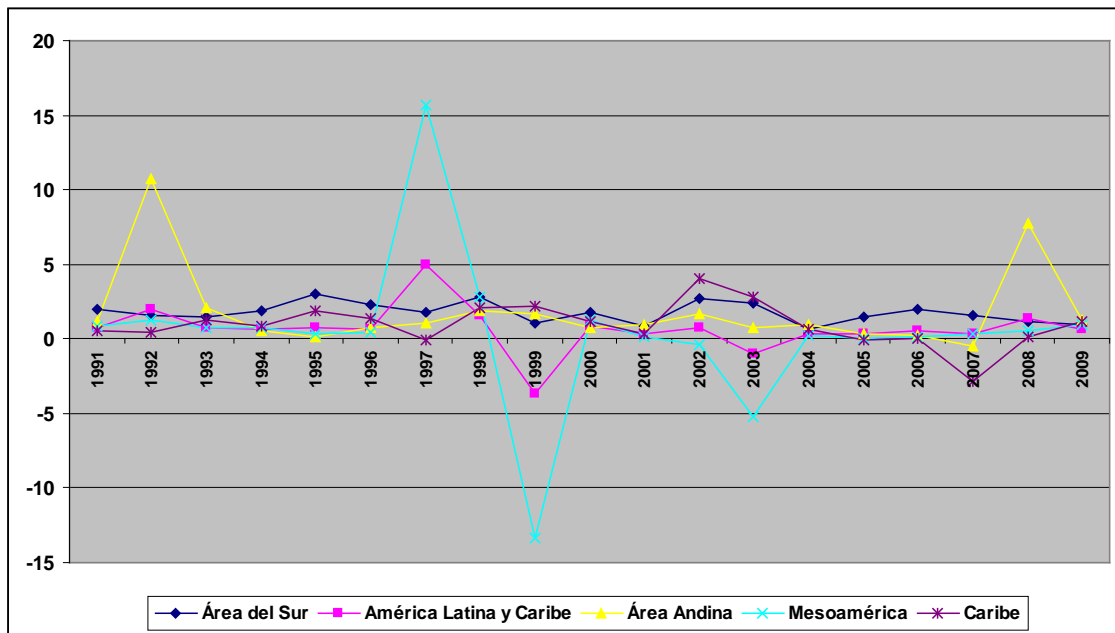
Gráfico 2.2.4. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Dicho indicador, sin la influencia de este país, se aprecia en el siguiente gráfico. Allí se observa que en el resto de los países ha habido incorporaciones de reservas que llegaron a equivaler a casi 15 veces la producción, sin embargo a lo largo de la serie se observa que este indicador ha ido decreciendo, reflejando el agotamiento del proceso exploratorio en algunas áreas ya conocidas y la necesidad de ir hacia la frontera exploratoria a fin de incrementar a futuro las reservas probadas.

Gráfico 2.2.5. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo (sin Venezuela)



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En el señalado caso de México no obstante, el indicador muestra importantes desincorporaciones de reservas y una insuficiente reposición.

Por último, en el siguiente cuadro se muestra la evolución de este indicador para cada uno de los países de ALyC aquí analizados y por quinquenio.

Cuadro 2.2.2. Cociente entre DyA y la Producción de Petróleo

Pais/Año	1991	1995	2000	2005	2009
Caribe	0.5	1.8	1.2	0.0	1.2
BARBADOS	1.4	0.6	1.0	-0.4	4.4
CUBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
GRENADA					
GUYANA					
HAITI					
JAMAICA					
REP.DOMINICANA					
SURINAME	3.7	0.4	0.9	0.0	0.0
TRINIDAD Y TOBAGO	0.5	2.3	1.6	0.0	1.8
Mesoamérica	0.8	0.4	1.2	0.0	0.9
COSTA RICA					
EL SALVADOR					
GUATEMALA	1.0	-0.3	38.0	0.1	0.0
HONDURAS					
MEXICO	0.8	0.4	0.9	0.0	0.9
NICARAGUA					
PANAMA					
Área Andina	3.4	1.9	1.4	2.9	24.8
BOLIVIA	0.0	0.2	4.7	1.2	1.2
COLOMBIA	0.3	-0.1	-0.1	0.5	2.5
ECUADOR	2.6	0.2	2.0	0.0	0.0
PERU	1.0	0.5	1.4	1.1	-0.2
VENEZUELA	4.3	2.5	1.7	3.8	33.6
Área del Sur	2.0	3.0	1.8	1.5	1.0
ARGENTINA	1.6	1.5	1.8	0.5	0.7
BRASIL	2.3	4.4	1.8	2.0	1.1
CHILE	-1.1	1.0	1.1	1.8	0.0
PARAGUAY					
URUGUAY					
E - América del Sur	3.0	2.2	1.5	2.4	16.3
América Latina y Caribe	2.1	1.5	1.4	1.6	11.3
Centro América	1.0	-0.3	38.0	0.1	0.0
Cono Sur	1.5	1.5	1.8	0.5	0.7

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Otro indicador muy utilizado en el sector es el cociente entre las reservas y la producción para un determinado año. Tal como se aprecia en el siguiente cuadro dicho indicador en ALyC ha crecido a una tasa del 3.2% a.a. a lo largo del período, ubicándose en el 2009 en 71 años. Se concluye entonces que la región es y será excedentaria de este recurso por un prolongado período, sin embargo la calidad del crudo de la región hará necesario identificar mercados interesados en adquirir y procesar un petróleo que será en el futuro principalmente más pesado.

La situación entre las regiones que componen ALyC y entre los países es disímil. Por ejemplo en el Área del Sur dicho indicador se ha mantenido constante a lo largo del período (en torno a los 16 años), pero de confirmarse las reservas del pre-sal podría incrementarse significativamente.

Por su parte en Mesoamérica y el Caribe este indicador ha ido disminuyendo, en el primer caso por la falta de reposición de reservas en México y en el segundo por la baja incorporación de reservas y recubicación de las existentes.

Cuadro 2.2.3. Evolución de la relación Reservas/Producción (en años)

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009	tasa 1990-2009
A - Caribe	16	16	16	15	10	-2.2%
BARBADOS	7	5	4	4	8	1.0%
CUBA	85	36	16	9	6	-13.0%
GRENADA						
GUYANA						
HAITI						
JAMAICA						
REP.DOMINICANA						
SURINAME	18	15	5	23	19	6.7%
TRINIDAD Y TOBAGO	9	11	16	18	11	0.81%
B - Mesoamérica	29	27	23	11	11	-4.8%
COSTA RICA						
EL SALVADOR						
GUATEMALA	38	142	111	72	94	4.9%
HONDURAS						
MEXICO	29	27	22	11	11	-5.0%
NICARAGUA						
PANAMA						
C - Área Andina	58	51	54	53	144	4.9%
BOLIVIA	15	11	38	30	32	4.2%
COLOMBIA	12	14	8	8	8	-2.2%
ECUADOR	13	24	31	25	34	5.2%
PERU	8	8	9	14	12	2.1%
VENEZUELA	77	65	69	66	201	5.2%
D - Área del Sur	15	16	15	17	16	0.4%
ARGENTINA	9	9	11	9	11	1.1%
BRASIL	19	24	18	20	18	-0.3%
CHILE	45	8	15	25	28	-2.4%
PARAGUAY						
URUGUAY						
E - América del Sur	46	42	42	41	95	3.9%
América Latina y Caribe	39	36	35	31	71	3.2%
Centro América	38	142	111	72	94	4.9%
Cono Sur	10	9	11	9	11	0.4%

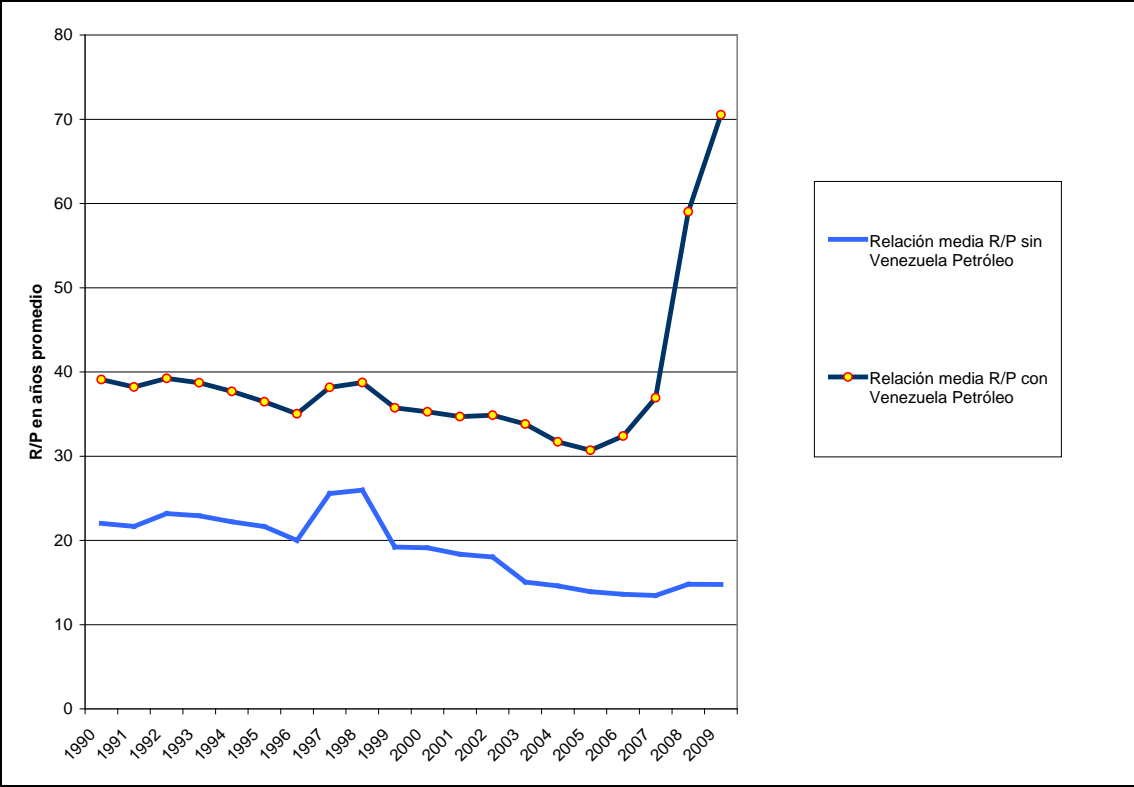
Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Aquí también se aprecia claramente que el efecto de Venezuela ha permitido que la región Andina pase de 58 a 144 años de horizonte de reservas entre los años 1990 y 2009. Una situación diversa se aprecia en Colombia dado que en igual período ha disminuido el valor de dicho indicador, pero cuya tendencia podría modificarse de seguir avanzando y tener éxito el proceso exploratorio que tiene lugar en dicho país. Por su parte, Bolivia, Perú y Ecuador han aumentado el horizonte de reservas por la incorporación de diversos descubrimientos a lo largo del período.

Se concluye en este inciso que si bien la producción de petróleo en ALyC ha aumentado en forma sostenida durante el período (1.8% a.a.), las reservas lo han hecho a un ritmo superior (13% a.a.), aumentando entonces el stock de las mismas, posicionando a futuro mejor a la región, dentro del conjunto de países productores de petróleo, lo que perfila a ALyC como un futuro actor clave en lo que se refiere al abastecimiento mundial de petrolero. En tal sentido, cabe señalar que la prominencia de Venezuela definitivamente enmascara esta conclusión, dado que si se analiza lo

sucedido en los demás países de la región, se observa que no ha habido incrementos significativos de las reservas en la última década, salvo el caso de Brasil y recientemente Ecuador.

Gráfico 2.2.6. Relación media reservas-producción a nivel regional con y sin el impacto de la certificación de reservas de la Faja del Orinoco o caso de Venezuela



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Por otra parte, se destaca que hubo a lo largo del período una tendencia decreciente en la producción incremental de crudo en ALyC, llegando a valores negativos desde el año 2006 al 2009, esto significa que durante los últimos cuatro años del período analizado, la producción de petróleo en la región ha venido disminuyendo lo que ha obedecido a diversos motivos ya explicados, como por ejemplo el hecho de la pertenencia de Venezuela a la OPEP. En otros casos como el de Colombia y Brasil el incremento ha sido fruto de las nuevas políticas sumadas a una acción persistente de largo plazo en el último de los casos citados, mientras que la declinación en Argentina y México pueden ser explicadas tanto por los aspectos institucionales como por razones geológicas.

La evolución del indicador DyA (descubrimientos y ajustes), muestra que entre los años 1991 y 1997 hubo un incremento sostenido de DyA principalmente motorizado por la zona Andina (Venezuela), dicho proceso se interrumpe entre los años 1998 y 2004, donde se aprecian por primera vez ajustes negativos (como consecuencia de ajustes en las reservas de México) y valores moderados de DyA, que reflejan un decaimiento en el proceso exploratorio de la región. Recién a partir del 2005 y en forma sostenida los descubrimientos y ajustes comienzan a incrementarse en la región, principalmente por el efecto de Venezuela y la incorporación de sus reservas

de crudos pesados a la categoría de reservas probadas. Esta tendencia podría mantenerse a consecuencia de las incorporaciones futuras de reservas, principalmente por el caso de Brasil.

La tasa de reposición de reservas (excluyendo el efecto Venezuela), muestra que si bien en los países ha habido incorporaciones de reservas a lo largo del período, este indicador ha ido decreciendo, reflejando el agotamiento del proceso exploratorio en algunas áreas ya conocidas, junto a una política de rápida monetización del recurso y el escaso interés de reposición del mismo. Para revertir esta situación se debería alentar la necesidad de ir hacia la frontera exploratoria a fin de incrementar a futuro las reservas probadas

Sin embargo todo análisis al respecto debe considerar que el nuevo escenario de precios internacionales ha impactado fuertemente la evolución de la actividad, por lo cual se hace casi imposible establecer con precisión que factores han y habrán de incidir en la evolución futura de desarrollo de las reservas y potenciales recursos.

En lo que se refiere a la relación R/P ésta se ubicó en el 2009 en 71 años para ALyC, de modo que la región continuará siendo excedentaria de este recurso por un prolongado período (básicamente por el efecto Venezuela), sin embargo la calidad del crudo de la región hará necesario identificar mercados interesados en adquirir y refinar petróleo que será principalmente más pesado.

Se concluye que el nuevo escenario de precios de petróleo observado a partir del año 2005, junto a la creación en algunos países de agencias de hidrocarburos, han brindado un renovado impulso a la actividad exploratoria, generando ya algunos resultados promisorios en varios países de la región, pero aún resta por identificar plenamente su magnitud y la posibilidad de puesta en producción. De verificarse dicho escenario ALyC reafirmaría su destino de convertirse un proveedor seguro y de largo plazo de dicho recurso.

Ahora bien, el hecho de que México pueda dejar de suplir con sus excedentes a los mercados externos (principalmente los EUA), junto al hecho de que los desarrollos de la Faja del Orinoco dependen de una gran cantidad de actores extraregionales implica un fuerte cambio geopolítico que es necesario considerar como factor realmente novedoso para ALyC y como nuevo desafío regional.

Este tema conduce a la reflexión acerca de que marcos institucionales y legales son los más adecuados y si existe una única fórmula a proponer.

En un extremo se halla el tema de la captura de la renta del petróleo y la capacidad de las empresas estatales para responder adecuadamente a los desafíos de incrementar reservas y niveles de producción. En el otro bajo que circunstancias es posible inducir inversiones privadas de riesgo en ausencia de un relevamiento independiente de recursos y reservas y si es posible orientar un círculo virtuoso de descubrimientos, producción y reinversión sin una intervención estatal fuerte. Es decir evitar políticas de monetización de reservas como las experimentadas por países como Perú, Bolivia, Argentina, Ecuador y Colombia hasta tiempos recientes.

En general las políticas mixtas que han intentado crear agencias de hidrocarburos para administrar este tipo de cuestiones parecen haber dado frutos positivos siempre y cuando exista una empresa estatal fuerte y de existencia previa (caos Brasil y Colombia).

Entre las funciones de tales agencias se deberían destacar la identificación de las áreas promisorias, ser repositorios de copias de todos los estudios de geología y producción que se lleven a cabo en los países, así como la organización de los llamados a licitación de áreas de exploración y su posterior seguimiento, junto a la supervisión de los compromisos de inversión. Sin embargo tal traspaso de posiciones de poder entre empresas estatales o privadas, según sea el caso, hacia organismos gubernamentales supuestamente autónomos implica decisiones políticas y no sólo técnicas que involucran cuestiones que hacen a los propios modelos de desarrollo de cada país y también al grado en que la renta petrolera es o no un factor clave de la política macroeconómica. Estos temas han sido considerados en el informe II.

2.3. Importación y exportación de petróleo

A lo largo del período bajo análisis, ALyC no se ha consolidado plenamente en su rol de exportador neto de petróleo, disminuyendo a la vez la dependencia de crudo importado. Sin embargo esta aseveración merece ser relativizada, por cuanto los resultados 1990-2000 difieren de los registrados durante la última década.

En el año 2009 se exportaron 4.6 millones de barriles/día y se importaron 1 millón de barriles/día. Cabe aclarar que la información del comercio internacional de crudo de ALyC aquí presentado resulta de considerar las importaciones y exportaciones totales, siendo parte de ellas el resultado de transacciones entre países de la región y no el neto desde y hacia ALyC.

En cuanto al ritmo de crecimiento de las exportaciones, éstas se incrementaron a una tasa del 6.2% a.a. entre los años 1990 y 2000, mientras que entre el 2000 y el 2009 la tasa fue del -1.3% a.a.. Países como Ecuador, Perú, Brasil, Trinidad y Tobago, Suriname y Guatemala, mantuvieron un ritmo creciente de exportaciones a lo largo de todo el período, mientras que Argentina, Colombia, Venezuela, México y Barbados disminuyeron el volúmenes de las exportaciones entre los años 2000 y 2009.

En el caso de Argentina y México, la disminución de la tasa de reposición de las reservas, junto a una caída en la producción (en el caso de Argentina entre los años 2000 y 2009 la producción de crudo se contrajo en un -18% y en el caso de México en un -8%), explica la caída de las exportaciones, ya que se le dio prioridad al mercado interno a la vez que se hallaron serias dificultades para incrementar la producción total. Por su parte, en el caso de Venezuela las exportaciones entre los años 1990 y 2000 crecieron a más del 7.9 a.a., pero disminuyeron entre 2009 y 2000 (-0.3% a.a.). Sin embargo Venezuela alcanzó en 2005 un pico de exportaciones respecto a cualquier otro año de la serie. Como se ha dicho en el caso de Venezuela, tras la crisis institucional de 2002, los niveles de producción pudieron ser

recuperados hacia ese año, y queda como hipótesis explicativa para la disminución entre 2005 y 2009 el ajuste de sus cuotas en el contexto de las políticas de la OPEP.

Por otra parte, en el caso de los restantes países, (principalmente en Colombia, Ecuador y Brasil), se observa un incremento en la producción, pero sólo en el caso de Brasil dicho incremento fue compensado con incorporaciones de reservas sostenidas en el tiempo. En el caso de Colombia y Ecuador la política exportadora se mantuvo, a pesar de registrarse caídas en las reservas, las que volvieron a incrementarse recién entre los años 2008 y 2009, en parte como consecuencia de una activa política de fomento a la exploración establecida por las respectivas agencias nacionales de hidrocarburos (la ANH en el caso de Colombia, creada en el 2004 y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH, creada en el 2010, pero asumiendo nuevas tareas y otras hasta entonces desarrolladas por el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables).

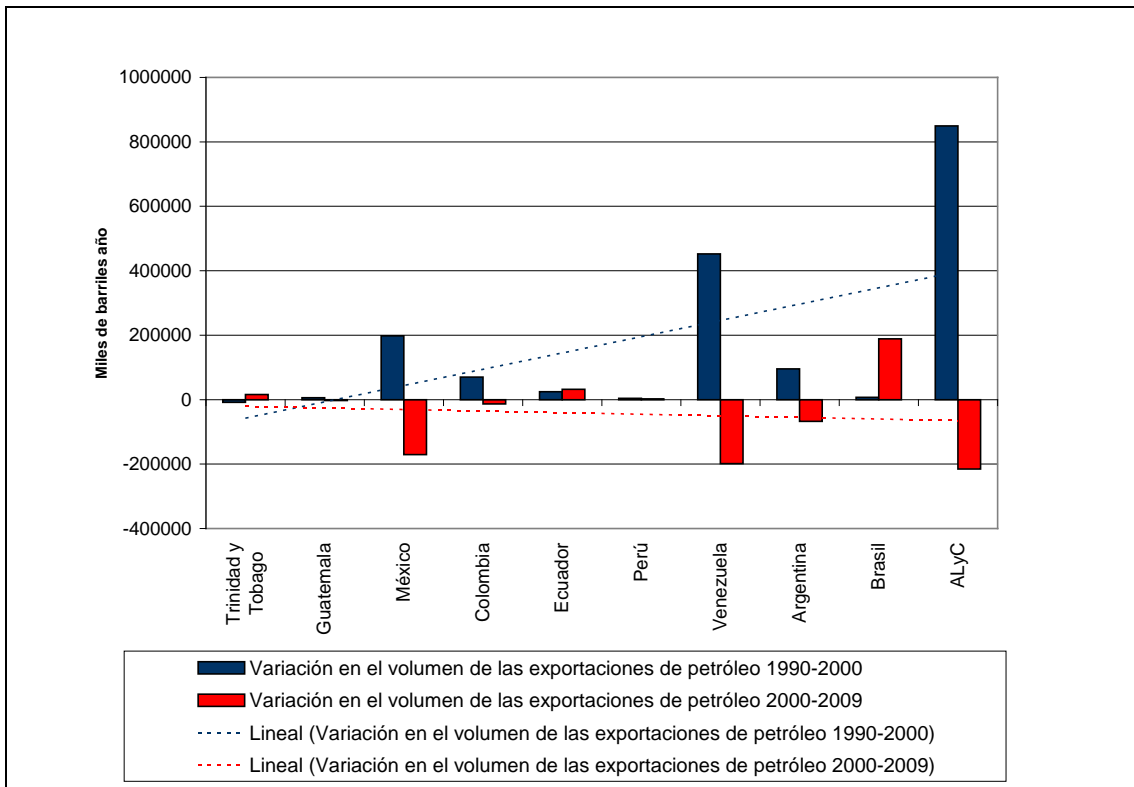
En el caso de Colombia los picos alcanzados en el pasado como consecuencia de la explotación de grandes yacimientos como Caño Limón y Cusiana no parecieran poder repetirse en el futuro según se deduce de las prospectivas realizadas por la ANH. Por lo tanto el éxito de la nueva política es incierto en el largo plazo cuestionándose incluso la capacidad del país para lograr el autoabastecimiento en escenarios moderados (ANH, ADL, 2009)

En el Ecuador quedan dudas respecto a los éxitos de la política iniciada en 2010 dado que aún no se visualizan resultados siendo muy tempranas las recientes reformas como para evaluar su impacto. Al igual que en Venezuela el pico de exportaciones se halla en 2005 y las cifras de 2009 son 11% inferiores a las de 2005, siendo que estas últimas fueron 37% superiores a las de 2000.

Teniendo en cuenta que Venezuela y México aún representaban casi 70% del total de exportaciones petroleras en 2009, el futuro exportador de la región dependerá aún en buena medida de lo que suceda en ambos países.

Del análisis efectuado surge que sólo Brasil ha mostrado en la última década un importante excedente exportador, mientras que junto con Ecuador no ha presentado descensos entre los años extremos de cada década.

Gráfico 2.3.1. Variación en las exportaciones de petróleo por períodos: 1990-2000 y 2000-2009. En miles de barriles por año



Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE.

Cuadro 2.3.1. Evolución de las Exportaciones de Petróleo en miles de barriles

Pais/Año	EXPORTACIONES				
	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	27,961	21,844	20,606	22,824	35,766
BARBADOS	0	0	561	464	281
CUBA	0	0	0	0	0
GRENADA	0	0	0	0	0
GUYANA	0	0	0	0	0
HAITI	0	0	0	0	0
JAMAICA	0	0	0	0	0
REP.DOMINICANA	0	0	0	0	0
SURINAME	461	342	842	672	699
TRINIDAD Y TOBAGO	27,500	21,501	19,202	21,687	34,787
B - Mesoamérica	467,560	479,652	671,176	751,925	497,866
COSTA RICA	0	0	0	0	0
EL SALVADOR	0	0	0	0	0
GUATEMALA	1,100	2,977	6,910	5,981	4,234
HONDURAS	0	0	0	0	0
MEXICO	466,460	476,674	664,266	745,944	493,632
NICARAGUA	0	0	0	0	0
PANAMA	0	0	0	0	0
C - Área Andina	528,838	882,083	1,079,617	1,148,480	901,484
BOLIVIA	0	0	0	4,436	0
COLOMBIA	70,159	114,159	140,388	83,415	126,850
ECUADOR	62,317	94,146	86,628	131,689	118,660
PERU	1,085	10,231	4,966	4,713	6,939
VENEZUELA	395,278	663,547	847,635	924,227	649,035
D - Área del Sur	5,882	106,948	108,343	156,193	229,224
ARGENTINA	5,882	101,893	101,338	54,428	33,698
BRASIL	0	5,055	7,004	101,766	195,526
CHILE	0	0	0	0	0
PARAGUAY	0	0	0	0	0
URUGUAY	0	0	0	0	0
E - América del Sur	535,181	989,373	1,188,802	1,305,345	1,131,406
América Latina y Caribe	1,030,241	1,490,526	1,879,741	2,079,422	1,664,340
Centro América	1,100	2,977	6,910	5,981	4,234
Cono Sur	5,882	101,893	101,338	54,428	33,698

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En cuanto a las importaciones petroleras estas se han mantenido casi estables a nivel de la región, con fuertes diferencias por países y subregiones.

Así han sido crecientes en el Caribe, Mesoamérica y Área Andina, en este último caso debido a Perú.

En cambio disminuyeron en el Área del Sur aunque levemente y con comportamientos diferenciados. En el caso de Brasil lo han hecho a una tasa interanual media del 2%. Sin embargo crecieron en Uruguay y Chile.

Cuadro 2.3.2. Evolución de las Importaciones de Petróleo en miles de barriles

País/Año	IMPORTACIONES				
	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	75,215	41,226	70,121	73,910	94,678
BARBADOS	1,058	1,198	0	0	0
CUBA	46,543	8,843	12,163	16,960	42,005
GRENADA	0	0	0	0	0
GUYANA	0	0	0	0	0
HAITI	0	0	0	0	0
JAMAICA	9,788	5,276	7,737	6,875	8,693
REP.DOMINICANA	11,407	16,248	14,434	15,448	9,323
SURINAME	0	0	0	0	0
TRINIDAD Y TOBAGO	6,420	9,660	35,786	34,626	34,657
B - Mesoamérica	27,584	29,727	35,630	16,837	14,677
COSTA RICA	3,049	5,253	337	3,914	2,923
EL SALVADOR	4,865	5,572	7,022	7,335	5,875
GUATEMALA	3,935	5,609	6,045	0	0
HONDURAS	3,108	0	0	0	0
MEXICO	0	0	0	0	0
NICARAGUA	4,449	4,193	6,022	5,587	5,879
PANAMA	8,178	9,101	16,204	0	0
C - Área Andina	6,421	17,839	23,718	37,672	36,200
BOLIVIA	0	0	0	0	0
COLOMBIA	0	0	1,379	2,657	0
ECUADOR	0	399	0	0	0
PERU	6,421	17,440	22,339	35,015	36,200
VENEZUELA	0	0	0	0	0
D - Área del Sur	265,692	260,527	248,332	224,506	221,270
ARGENTINA	1,764	4,978	9,637	1,529	0
BRASIL	214,648	189,296	149,322	132,466	139,494
CHILE	38,724	54,246	71,218	75,227	67,831
PARAGUAY	2,248	1,421	777	253	0
URUGUAY	8,308	10,585	17,378	15,031	13,945
E - América del Sur	272,112	278,366	272,050	262,178	257,470
América Latina y Caribe	374,912	349,318	377,801	352,924	366,825
Centro América	27,584	29,727	35,630	16,837	14,677
Cono Sur	51,043	71,231	99,009	92,039	81,776

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En cuanto a la tipología de país y región, distinguiendo entre netamente importadores, exportadores y equilibrados, dicha categorización se observa en el siguiente cuadro.

Cuadro 2.3.3. Tipología de País y Región respecto al Comercio Internacional de Petróleo.

Neto Exportador	Neto Importador	Equilibrado
MEXICO	CUBA	BARBADOS
COLOMBIA	JAMAICA	SURINAME
ECUADOR	REP.DOMINICANA	TRINIDAD Y TOBAGO
VENEZUELA	COSTA RICA	GUATEMALA
BRASIL	EL SALVADOR	BOLIVIA
MESOAMERICA	NICARAGUA	ARGENTINA
AREA ANDINA	CHILE	AREA DEL SUR
ALyC	PERÚ	
	CARIBE	

Fuente: elaboración propia.

Aquí se aprecia que cinco países de ALyC son exportadores netos y en este momento se encuentran en una etapa expansiva de sus reservas, principalmente en el caso de Venezuela y Brasil.

Países como México, Colombia y Ecuador, deberán confirmar la incorporación de nuevas reservas, a fin de consolidar dicho rol de países exportadores, siendo crítico el caso de México. Por último, regiones como Mesoamérica y el Área Andina, así como ALyC en su conjunto aparecen como exportadores netos.

Por el lado de los países importadores, se encuentran siete países, junto con el Caribe en su conjunto. En el caso de Cuba, de confirmarse los prospectos petroleros que se están desarrollando costa afuera, podría a futuro convertirse en un país equilibrado en términos petroleros. Cabe mencionar que para el conjunto de países importadores netos los altos precios del petróleo registrados entre 2004 y 2011 han implicado una fuerte erogación de divisas factor crítico para sus economías. En el caso de Cuba, dicho impacto se intentó atenuar mediante un masivo programa de conversión de equipos de uso final de energía eléctrica en los hogares debido a que una parte importante de las importaciones petroleras se hallaban destinadas a la generación de electricidad.

El papel de Venezuela en el área de los países importadores ha sido significativo por las modalidades de financiamiento e intercambio de petróleo por otros productos exportados desde dichos países importadores de crudo.

Por último, hay seis países que junto al Área del Sur son equilibrados en cuanto a su comercio internacional de crudo. Dentro de este grupo cabe destacar el caso de Argentina, país que durante el período 1995-2005, supo estar entre los países netamente exportadores. Si bien dicho país hasta el año 1990 era equilibrado en cuanto a su comercio exterior de crudo, el proceso de privatización del sector, contribuyó a cambiar ese rol y convertir a Argentina en un neto exportador. La política de monetización de las reservas incentivó el fuerte crecimiento de la producción, pero el bajo reemplazo de las mismas (por escasa actividad exploratoria junto a la falta de una política petrolera nacional), llevaron al país nuevamente a estar equilibrado con tendencia a convertirse en breve en importador de crudo y/o sus derivados¹⁹.

El resto de los países que no figuran en esta categorización, se debe a que son netos importadores de derivados de crudo y no de petróleo (por no contar con refinerías o tenerlas desactivadas, ver una descripción del sector downstream en el siguiente acápite).

En el cuadro que se presenta a continuación, se observa la tendencia del grado de abastecimiento y el eventual saldo exportador para cada país y región. Este factor se obtiene a partir del cociente entre el saldo comercial de petróleo y la oferta interna del mismo.

Los valores negativos indican que el resultado del cociente entre el saldo exportaciones menos importaciones y la oferta interna es desfavorable para el país,

¹⁹ ¿Cuánto Petróleo queda en Argentina?, N. Di Sbroiavacca, Proyecto Energético, Año 26 – Nº 88 – Marzo/Abril 2010, Buenos Aires, Argentina.

teniendo entonces que importar crudo. En el caso de ser positivo dicho indicador, el país o región tiene saldo exportable de petróleo.

Para el conjunto de ALyC, se aprecia que el balance neto entre exportaciones e importaciones excedió en un 36% la oferta total de crudo del año 1990 y en un 53% en el 2009. Esto refleja el rol exportador alcanzado por la región. Sin embargo este indicador fue mejor en los años intermedios (ej 2000-2005) lo que advierte sobre la no consolidación de este papel salvo para casos como Venezuela, Brasil y Ecuador, con dudas sobre el caso de Colombia y predicciones negativas para la Argentina y fuerte incertidumbre sobre México habida cuenta de la declinación y el, hasta ahora fracaso, de los programas exploratorios realizados.

Así, el hecho de que ALyC presente excedentes exportables se debe principalmente al rol de los siguientes países: Venezuela (en el año 2009 el excedente de su mercado externo de petróleo representó 127% de la oferta interna de petróleo de dicho país), México (89%), Colombia (107%), Ecuador (182%), Argentina (17%) y Brasil (8%). Nótese sin embargo que en los casos que más determinan el comportamiento regional- Área Andina y Mesoamérica- el indicador de 2009 respecto al de 2000 ha empeorado severamente.

El resultado para los países del Área del Sur es positivo por el papel determinante de Brasil, pero ha empeorado para Argentina, manteniéndose Chile y Uruguay con valores casi constantes por ser importadores netos.

Por otra parte, se aprecia que sólo la región del Caribe es netamente importadora, con un valor equivalente al -42%, posición que no ha sufrido grandes modificaciones en los distintos años de corte analizados en este estudio.

Cuadro 2.3.4. Petróleo (X-M) / Oferta Total de Petróleo (en %)

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	-43%	-23%	-42%	-39%	-42%
BARBADOS	-69%	-73%			
CUBA	-90%	-45%	-38%	-43%	-68%
GRENADA					
GUYANA					
HAITI					
JAMAICA	-101%	-100%	-100%	-100%	-100%
REP.DOMINICANA	-100%	-100%	-100%	-102%	-98%
SURINAME	48%	24%	24%	17%	17%
TRINIDAD Y TOBAGO	63%	31%	-28%	-20%	0%
B - Mesoamérica	90%	89%	122%	128%	85%
COSTA RICA	-101%	-97%	-2047%	-101%	-104%
EL SALVADOR	-100%	-103%	-100%	-103%	-100%
GUATEMALA	-67%	-45%	13%	1202%	693%
HONDURAS	-100%				
MEXICO	101%	100%	136%	134%	89%
NICARAGUA	-100%	-98%	-99%	-95%	-99%
PANAMA	-97%	-99%	-100%		
C - Área Andina	96%	152%	170%	167%	112%
BOLIVIA	0%	0%	0%	30%	0%
COLOMBIA	78%	114%	126%	73%	107%
ECUADOR	141%	195%	146%	236%	182%
PERU	-10%	-14%	-33%	-52%	-46%
VENEZUELA	112%	185%	220%	218%	127%
D - Área del Sur	-39%	-22%	-16%	-7%	1%
ARGENTINA	2%	58%	48%	28%	17%
BRASIL	-49%	-40%	-24%	-5%	8%
CHILE	-88%	-94%	-100%	-98%	-99%
PARAGUAY	-96%	-95%	-104%	-106%	
URUGUAY	-93%	-109%	-95%	-95%	-97%
E - América del Sur	22%	56%	61%	66%	51%
América Latina y Caribe	36%	62%	70%	75%	53%
Centro América	-94%	-89%	-80%	-62%	-68%
Cono Sur	-20%	13%	1%	-13%	-17%

Fuente: elaboración propia

Se concluye entonces que ALyC ha ido incrementando su rol como neto exportador de crudo a lo largo del período y si bien sus excedentes exportables han ido creciendo en el tiempo considerando el arco 1990-2009, resultaron ser superiores en años intermedios (1995, 2000 y 2005). Se advierte entonces aquí también que la pérdida de reservas (con excepción de Venezuela, Brasil y Ecuador), junto a la reciente declinación de la producción incremental de crudo, ha revertido la tendencia observada entre 1990 y 2005 donde se tuvo un crecimiento en los saldos exportables. Si se considera que la región tendió a agotar reservas de bajo costo en el período en el que rigieron los precios internacionales más bajos (ej. 1990-2002), mientras que perdió ventajas competitivas y capacidad exportadora entre 2005 y la actualidad en un escenario de precios muy elevados, se concluye que con escasas excepciones, no ha tenido una política coherente. Esta afirmación, por supuesto, debe reconocer las ya mencionadas diferencias por países y las circunstancias particulares de cada uno de ellos.

Resulta evidente entonces la necesidad de poner en marcha en la región una política de promoción de las áreas hidrocarburíferas poco exploradas junto a los desafíos que implicará la puesta en producción de los crudos extra pesados de la Faja del Orinoco, de las aguas ultra profundas de México, el pre-sal en Brasil, así como los petróleos de arenas compactas y el shale oil, presentes en algunos países de la región.

2.4. Análisis de los precios del petróleo crudo

Los precios del petróleo crudo percibidos por los productores que operan en los distintos países de la región pueden ser inferidos de modo aproximado sólo a partir del valor del crudo internalizado en las refinerías o precio ex-refinería. En el caso de los países importadores se asume que es el precio de importación más las componentes CIF.

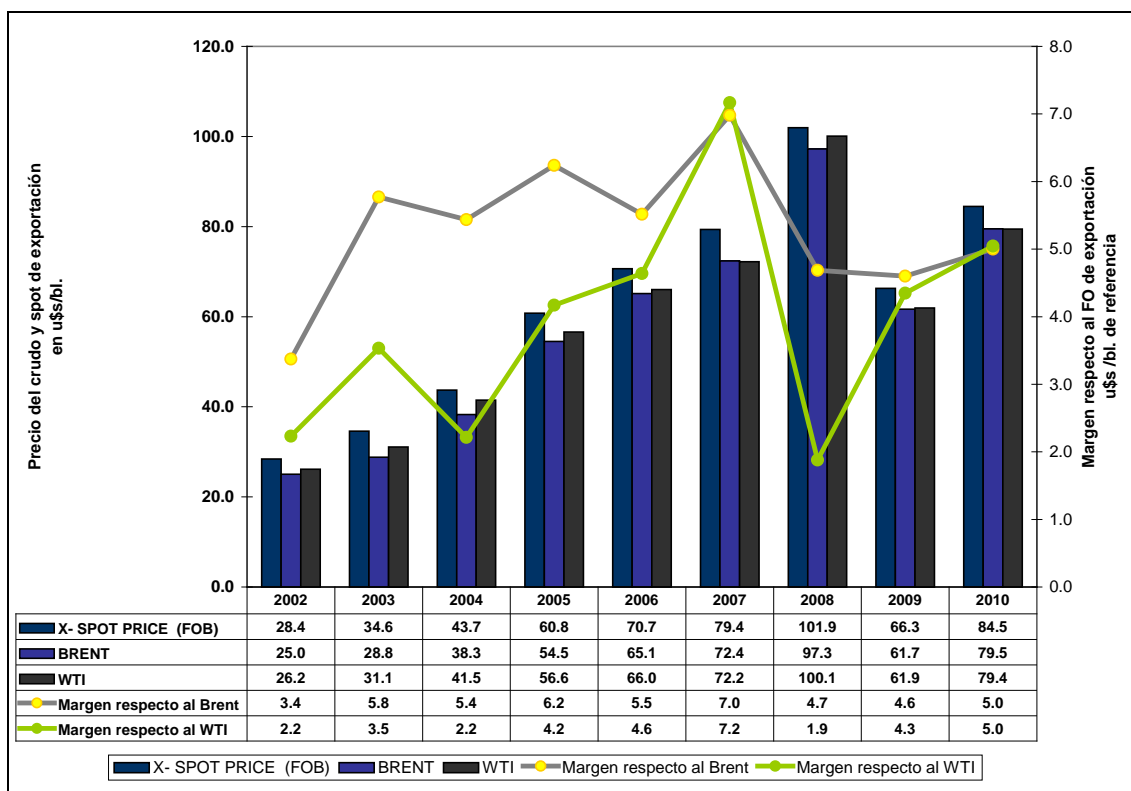
En general el margen de refinación puede variar también junto a los precios del petróleo y de hecho varía de una región del mundo a otra y en distintas refinerías (Oil Market Report, IEA, varios números 2004-2001).

Por ejemplo, si se consideran los precios de exportación spot de referencia tomados por la CEPAL para el caso del Fuel Oil, se obtendría con respecto a los valores medios del crudo Brent y WTI un margen como el representado en la gráfica 2.4.1 que podría ser una *proxy* a dicho margen.

La idea subyacente es hallar una media comparativa de la evolución de los precios ex-refinería de cada país para el cual se dispone de datos aproximados y compararlo con el valor ex-refinería del Fuel Oil tomado como referencia del precio internacional. Tal aproximación tiene por objeto comprender en qué medida los distintos países productores e importadores han manejado en la región, sus precios internos en un acople o desacople de los niveles internacionales, mas que determinar de un modo preciso el valor del crudo exento del margen de refinación²⁰.

²⁰ Este margen, como se sabe puede variar entre los u\$/bl 2 y 5, pero también ser negativo como se infiere de su seguimiento en documentos de la AIE.

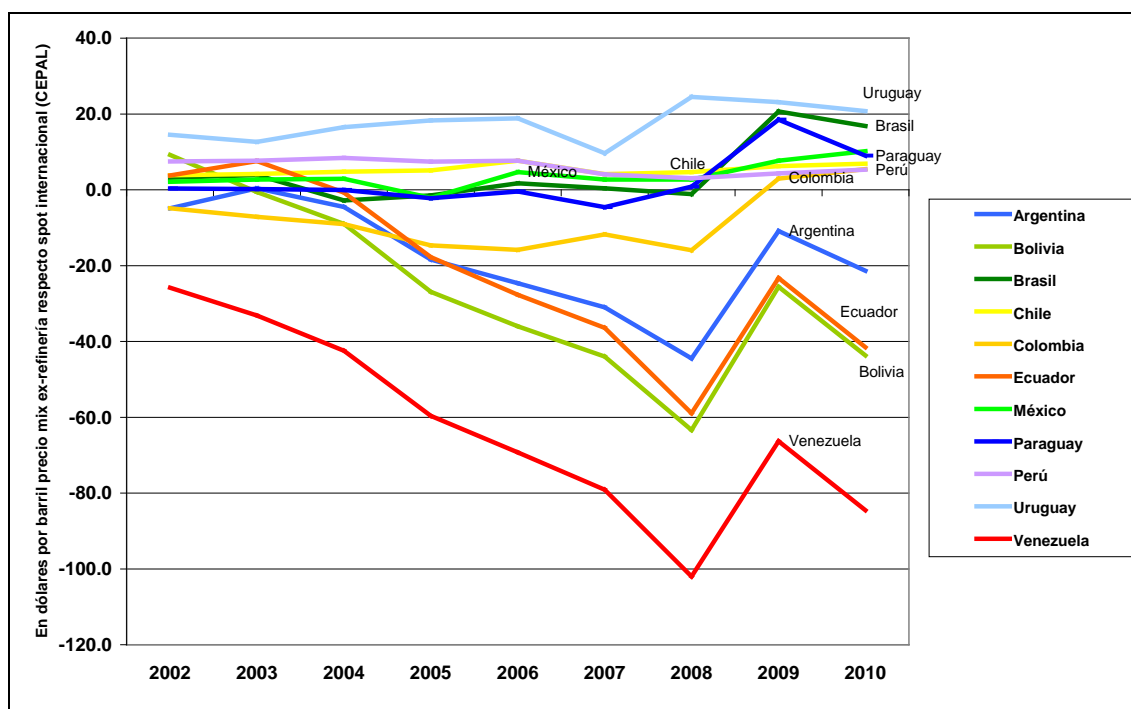
Gráfico 2.4.1. Precios del crudo y valores de exportación del Fuel Oil de referencia en el mercado internacional. En dólares por barril



Fuente: estimaciones propias con datos de BP y CEPAL (archivo: Precios derivados Cepal.xls)

Cuando se comparan los valores del promedio de los precios ex-refinería de cada país, con respecto a los precios X-Spot del fuel oil, se obtiene una imagen del comportamiento de los precios del crudo en cada país, con respecto al nivel del precio internacional (gráfico 2.4.2)

Gráfico 2.4.2. Evolución de la diferencia entre el precio medio ex-refinería del conjunto de los derivados y el precio de exportación ex-refinería del Fuel Oil. En dólares por barril



Fuente: estimaciones propias con datos de CEPAL (archivo: Precios derivados Cepal.xls)

Del análisis de este gráfico, se infiere que se pueden tipificar casos:

- Países importadores representados en este caso por Uruguay, Paraguay, Perú y Chile: como era de esperar los precios del mix ex-refinería casi no presentan diferencias con el precio internacional de referencia.
- Los países exportadores netos como Venezuela, México, Bolivia, Ecuador, Argentina, Brasil y Colombia han ido adoptando para su mercado interno valores en claro acople a los precios internacionales (México, Brasil y Colombia) o bien en claro desacople (caso Venezuela, Ecuador, Bolivia y Argentina).

El grado de desacople no es sin embargo el mismo en ninguno de los casos. Dentro del último grupo Venezuela se ha caracterizado desde hace muchas décadas por mantener precios internos de sus combustibles muy alejados de los internacionales, por lo cual su tendencia a acentuar esta divergencia se deriva también del hecho de mantener precios internos casi fijos con independencia de la evolución de los precios externos, que a su vez lo benefician cuanto mayores sean. Sin embargo, ciertamente también Venezuela experimentó fuertes cambios en su marco institucional en especial en 2002, pero también en 2007 con la nacionalización y reconversión de contratos, factor que sin duda pudo haber ayudado a profundizar la ya citada brecha entre valores para el mercado interno y el de exportación.

Los casos mas notables de desacople se dan, no obstante, en los países que como Ecuador, Argentina y Bolivia implementaron reformas durante los noventa pero que

a su vez han sufrido procesos de reacción a dichas reformas en la primera década de este siglo, dando lugar a enfoques políticos que podrían ser denominados como nacionalistas. Como se ha visto en el Informe II, Ecuador, Bolivia, Venezuela y la Argentina modificaron sus marcos normativos de distintos modos y con distinto grado de profundidad. El común denominador ha sido la búsqueda de la captura de una proporción mayor de la renta petrolera sea para el Estado, sea para la empresa petrolera estatal.

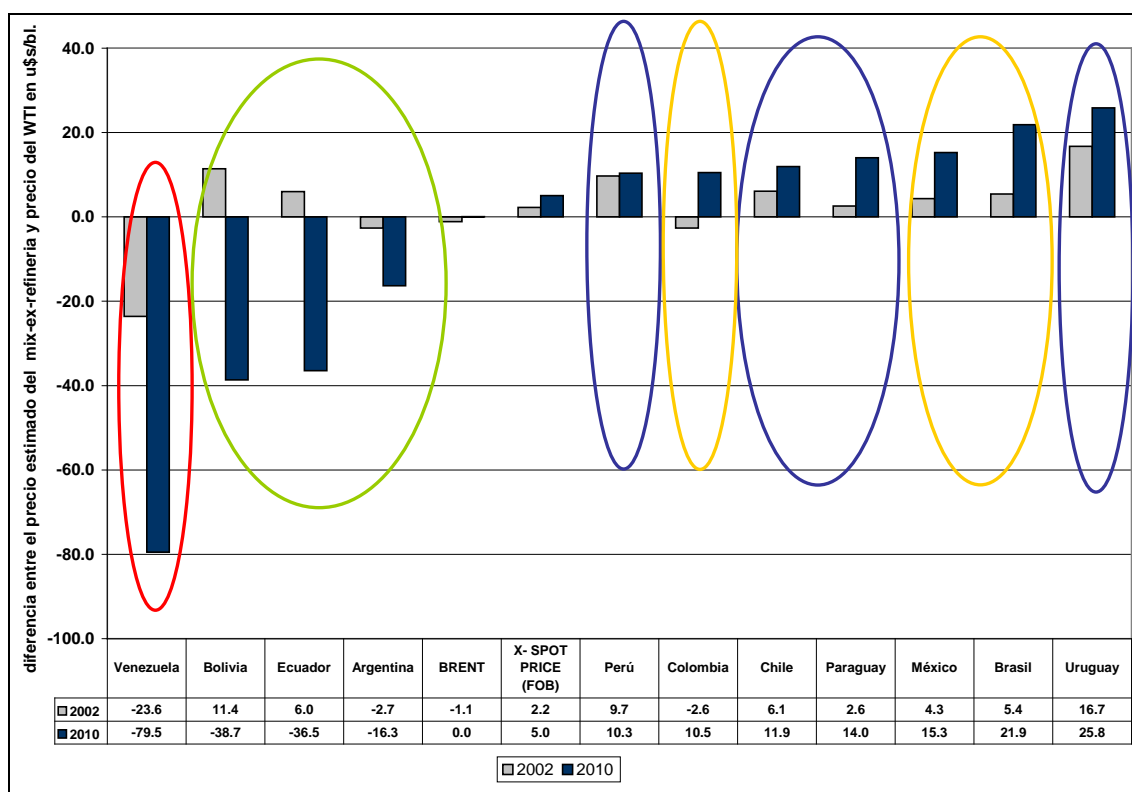
Por el contrario en los casos que como Brasil y Colombia ha persistido un predominio de la empresa estatal -con fuerte poder de mercado y definición de políticas al margen de la creación de Agencias (ANP y ANH)-, pero ha habido algún grado de apertura a la participación de actores privados, mientras que a su vez las empresas estatales fueron sometidas a procesos de capitalización y cambios en los objetivos empresariales, tales cambios fueron acompañados por reformas en los marcos jurídicos previos y una definición de las políticas de precios de acercamiento a los costos de oportunidad.

En el caso de Argentina, las diferencias de precios internos e internacionales se han derivado básicamente de la aplicación de retenciones móviles a las exportaciones y negociaciones continuas con los productores en tanto el Estado no posee activos en la Industria petrolera tras la privatización ocurrida entre 1989 y 2003.

Una representación gráfica del cambio de situación de los precios ex-refinería respecto al valor del crudo WTI en 2002 respecto a 2010 se presenta a continuación.

Los casos antes tipificados quedan así agrupados según similitudes.

Gráfico 2.4.3. Evolución de la diferencia entre el precio medio ex-refinería del conjunto de los derivados y el precio del crudo WTI. Años 2002 y 2010. En dólares por barril



Fuente: estimaciones propias con datos de CEPAL (archivo: Precios derivados Cepal.xls)

Cabe señalar que la adopción de políticas diferenciadas de precios no indican de por sí idénticas consecuencias desde el punto de vista de la captura de rentas para los países que son productores, en tanto no sólo los costos medios de explotación y desarrollo varían en cada caso, sino además lo hace la legislación vigente respecto a las regalías e impuestos, además de los porcentajes de asociación entre actores públicos y privados.

Sin embargo, en la medida en que la fijación de precios internos alineados con los costos de oportunidad constituyen una señal clave para la atracción de capitales privados a la actividad, se puede afirmar que en la región existe una disparidad de criterios al respecto y que su impacto sobre el abastecimiento y creación de mayor capacidad exportadora no pueden ser ignorados.

Como se ha visto Venezuela, es un caso atípico debido a la magnitud de sus reservas lo que hace que su poder negociador frente a actores privados sea posiblemente mayor que el de países como Argentina, Ecuador o Bolivia que habiendo revertido sus marcos institucionales y de regulación en la última década, han también enfrentado dificultades para obtener flujos de inversión volcados a la actividad exploratoria.

En el caso de Colombia las reformas desde 2000 (desmonte de subsidios), creación de la ANH en 2004 y capitalización de ECOPETROL en 2007-2008 han incrementado, junto a la implementación del programa de regalías escalonadas, la

participación privada en actividades de riesgo lo que se refleja en un incremento de pozos de exploración y actividad de sísmica.

En el caso de Brasil, la política de Petrobrás y sus cuantiosas inversiones también han permitido incorporar reservas e incursionar en programas de alto riesgo como el Presal.

Pero en ambos casos la proporción entre la producción con destino al mercado interno y externo es totalmente diferente con respecto a casos como el de Venezuela, por lo cual sería imposible desconocer estas diferencias a fin de recomendar una política regional homogénea, siendo mas bien un objetivo de la agenda analizar las asociaciones posibles entre los grandes productores de la región a fin de incrementar la actividad exploratoria y el desarrollo de áreas con el objetivo común de reforzar la seguridad de abastecimiento regional, incrementar el comercio interno a la región y reforzar la posición exportadora con una menor exposición al riesgo frente a escenarios de precios internacionales que pudieran en todo caso poner límites a la expansión del sector.

2.5. Refinación y Capacidad de Almacenamiento

A los efectos de analizar el desempeño de la oferta de derivados se presenta en primer lugar la evolución de la capacidad de refinación en la región.

A nivel de ALyC se observa que ha habido un bajo crecimiento de la capacidad de refinación (del orden del **0.3% a.a.** entre los años 1990 y 2009). La región tenía en el año 2009 una capacidad de procesamiento de crudo de 7,194 miles de bbl/día (MBD), según datos del SIEE OLADE.

En el 2009, el 42% de dicha capacidad se encontraba localizada en el Área del Sur, el 29% en el Área Andina, el 23% en Mesoamérica y el 6% en el Caribe.

Se observa que el Área del Sur ha sido la más dinámica con un crecimiento del 1.1% a.a. durante el período (debido básicamente a la expansión de Brasil), mientras que el Caribe y Mesoamérica presentaron tasas negativas (del -1.2% a.a. y -0.6 a.a., respectivamente), a consecuencia del cierre de varias refinerías.

De acuerdo a información estadística recientemente publicada en el BP Statistical Review of World Energy, junio de 2011; la capacidad de refinación mundial en el año 2010, ronda los 91,791 MBD, de los cuales casi el 8% se localizan en ALyC.

En base a dicha publicación, la capacidad de refinación mundial se incrementó entre los años 2008 y 2009 en un 2.2% y entre el 2009 y el 2010 en un 0.8%. En esos mismos períodos en ALyC los incrementos fueron tan sólo del 0.2% y del 0.3% respectivamente.

Cuadro 2.5.1. Evolución de la Capacidad de Refinación en miles de barriles/día (MBD)

Pais/Región	1990	1995	2000	2005	2009	tasa 1990-2009
A - Caribe	566	423	395	399	453	-1.2%
BARBADOS	4	6				
CUBA	176	176	128	150	200	0.7%
GRENADA						
GUYANA						
HAITI						
JAMAICA	35	35	35	35	36	0.1%
REP.DOMINICANA	47	47	49	52	35	-1.6%
SURINAME			7	7	7	0.0%
TRINIDAD Y TOBAGO	305	160	175	155	175	-2.9%
B - Mesoamérica	1,837	1,662	1,696	1,652	1,644	-0.6%
COSTA RICA	15	15	15	25	25	2.7%
EL SALVADOR	17	20	20	44	44	5.1%
GUATEMALA	17	18	23	23	15	-0.7%
HONDURAS	14	14				
MEXICO	1,679	1,520	1,559	1,540	1,540	-0.5%
NICARAGUA	15	15	20	20	20	1.5%
PANAMA	80	60	60			
C - Área Andina	1,956	1,886	1,893	2,110	2,079	0.3%
BOLIVIA	45	61	47	54	70	2.3%
COLOMBIA	251	302	291	319	320	1.3%
ECUADOR	150	157	177	185	175	0.8%
PERU	189	186	195	195	203	0.4%
VENEZUELA	1,320	1,181	1,183	1,357	1,311	0.0%
D - Área del Sur	2,445	2,462	2,879	3,031	3,019	1.1%
ARGENTINA	725	691	667	611	631	-0.7%
BRASIL	1,529	1,562	1,961	2,125	2,093	1.7%
CHILE	147	165	206	238	238	2.6%
PARAGUAY	8	8	8	8	8	0.0%
URUGUAY	36	37	37	50	50	1.7%
E - América del Sur	4,400	4,348	4,779	5,148	5,104	0.8%
América Latina y Caribe	6,803	6,433	6,862	7,192	7,194	0.3%
Centro América	158	142	137	112	104	-2.2%
Cono Sur	916	900	918	906	926	0.1%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En cuanto al grado de complejidad de las refinerías de la región se debería calcular el Índice de Complejidad de Nelson²¹, para lo que se requiere información sobre las capacidades de las diferentes plantas y unidades que componen las distintas refinerías de cada país. Esta información es publicada solo en parte por el SIEE OLADE y las bases de datos elaboradas por ARPEL brindan únicamente esa información en detalle para algunas de las refinerías de la región.

Con el fin de poder suplir la falta de dicha información se elaboró un índice de complejidad alternativo, calculado a partir del cociente entre la suma de la capacidad instalada en operaciones térmicas que engloban: visbreaking, craqueo térmico y coqueo, más el craqueo catalítico versus la capacidad en destilación atmosférica. Cabe destacar que dentro de la información consignada por el SIEE OLADE no figura la capacidad en plantas de hidrocrqueo catalítico (orientadas principalmente

²¹ Índice de Complejidad de Nelson (NCI): este es un indicador desarrollado a mediados de la década del 60' por W.L.Nelson, el que compara los costos de varias unidades de mejora de la calidad de los derivados y de mayor conversión (ej.: cracking catalítico, plantas de hidrocrqueo, etc.), con el costo de una unidad de destilación atmosférica. Para su cálculo se deben multiplicar los factores de complejidad de cada planta que compone una determinada refinería por el porcentaje que representa su capacidad de procesamiento con relación al crudo que la refinería puede procesar. Por ejemplo si se tiene una refinería que posee una Unidad de Vacío (cuyo factor de complejidad es igual a 2) y una capacidad de procesamiento equivalente al 60% de la capacidad de destilación atmosférica, la contribución de la unidad de vacío al índice de Nelson será: $2 \times 0.6 = 1.2$. Valores de NCI entre 2-3 implica refinerías de baja conversión, entre 5-6 de mediana conversión y 9 a 10+ de alta conversión.

a producir diesel oi), información que resulta relevante al momento de definir el grado de complejidad de una refinería.

Como es sabido, cuanto mayor sea el indicador propuesto, implica que aguas debajo de la unidad de destilación atmosférica hay plantas de conversión que procesan buena parte de los cortes intermedios de la refinería, permitiendo así obtener una mayor cantidad de derivados livianos e intermedios tales como las gasolinas y el diesel que son las de mayor demanda en el mercado de consumo final.

Cuadro 2.5.2. Capacidad de Refinación en miles de barriles por tipo de Unidad. Año 2009

País	Destilación Atmosférica	Operaciones térmicas	Craqueo catalítico	Reformación catalítica	Índice Complejidad
ARGENTINA	681	472	176	64	95%
BARBADOS	4	0	0	0	0%
BOLIVIA	47	0	0	15	0%
BRASIL	1,969	66	447	29	26%
CHILE	163	20	38	11	35%
COLOMBIA	299	52	90	0	48%
COSTA RICA	15	7	0	1	43%
CUBA	176	0	15	10	8%
ECUADOR	185	77	18	10	51%
EL SALVADOR	20	7	0	3	33%
GUATEMALA	23	2	0	4	9%
HONDURAS	14	6	0	2	45%
JAMAICA	36	0	0	4	0%
MEXICO	1,664	457	251	171	43%
NICARAGUA	20	2	3	3	26%
PANAMA	40	20	0	8	50%
PARAGUAY	8	0	0	0	0%
PERU	190	14	25	2	21%
REP.DOMINICANA	48	0	0	10	0%
SURINAME	7	0	0	0	0%
TRINIDAD Y TOBAGO	245	0	25	26	10%
URUGUAY	35	0	5	3	14%
VENEZUELA	1,257	158	249	54	32%
TOTAL	7,143	1,359	1,341	428	38%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En base a este indicador sintético, cuando se considera a América Latina y Caribe en su conjunto, se aprecia que en unidades de conversión (operaciones térmicas más craqueo catalítico), se procesaba en el año 2009, tan sólo equivalente al 38% de la cantidad de crudo que pasaba por la destilación atmosférica.

Se destaca el caso de Argentina, donde dicho indicador se ubica en el 95%.

Esta situación demuestra que quedan posibilidades en varios países de la región para instalar unidades de conversión, las que permitirían obtener de esas mismas refinerías una mayor proporción de derivados livianos e intermedios. Un análisis detallado de cada refinería indicaría la posibilidad concreta de dichas instalaciones, sin embargo se aprecia que hay espacio para instalar unidades del tipo craqueo catalítico y/o hidro craqueo catalítico.

Varios de los países de la región, atentos al escaso incremento de la capacidad de refinación que ha habido en los últimos años, junto a la necesidad de lograr mayor conversión de los cortes pesados dentro de las actuales refinerías, están llevando a cabo estudios e inversiones para modificar esa situación. A continuación se detallan algunas de dichas iniciativas.

En el caso de Colombia, se anuncian planes para la implementación de obras en sus refinerías. Por ejemplo ECOPETROL plantea que la refinería de Barrancabermeja (la cual procesa hasta un 68% del crudo con una graduación API de 23°, o sea intermedio), deberá adaptar su configuración para procesar en el futuro crudo aún más pesado y ampliar la capacidad de atmosférica de 244 MBD a 294 MBD.

En tal sentido se están realizando estudios de factibilidad para realizar una modernización de la refinería de Barrancabermeja. Hasta el momento la opción preferida sería una configuración de conversión profunda, que incluiría la incorporación de unidades de hydrocracking y delayed coking. Dicho cambio estaría orientado a permitir el procesamiento de crudos pesados y a incrementar la producción de destilados medios. Se estima que dicha ampliación podría estar operativa a partir de 2016.

Por su parte el Plan Maestro de Cartagena (Colombia) incluye una ampliación de la capacidad a 150 MBD (duplicando los 75 MBD actuales), un aumento en la capacidad de conversión e inversiones en unidades destinadas a la mejora de la calidad de los combustibles. Estas inversiones están orientadas a incrementar la oferta de diesel, combustible del cual el país es deficitario. Las mismas estarían terminadas en el 2013.

En Ecuador una firma surcoreana construiría la refinería que han planificado PDVSA y Petroecuador. La misma contará con una capacidad de 300 MDB, costará unos 12.5 miles de millones de dólares y si bien aun no ha comenzado su construcción se estima que estaría en funciones en el 2013.

En Perú existen planes para modernizar la refinería de Talara, con una inversión de 1.3 millones de dólares. A partir de dichas inversiones se espera producir diesel con un contenido de azufre de 50 partes por millón e incrementar la capacidad de refinación de 65 a 95 MBD. El proyecto se encuentra en la etapa del diseño de ingeniería básica. La puesta en marcha se estima en el 2016.

En el caso de Bolivia, también existen planes de modernización de sus principales refinerías (Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel), las que incluyen incrementar la capacidad de topping y reforming catalítico. También están analizando la posibilidad de instalar una nueva destilería en el occidente del país. Capacidad de refino: 40 MBD, año de ingreso: 2016.

En el plan de inversiones de PDVSA que cubre el período 2011-2015, se anunció la inversión en una nueva refinería, denominada Batalla de Santa Inés, diseñada para procesar 100 MBD. Asimismo, se está diseñando la refinería Cabruta con una capacidad de procesamiento de 221 MBD de 8.5 °API, a partir de una inversión de 14 mil millones de dólares. Este proyecto estaría concluido en el 2022. Se anuncian además los proyectos de reconversión profunda de la refinería Puerto La Cruz (ésta podrá procesar 210 MBD, cuya inversión será de 5 mil millones de dólares y estará en funcionamiento en 2013) y en la refinería El Palito (donde se expandirá la capacidad actual de 140 MBD a 280 MDB, con una inversión de 3 mil millones de dólares y estaría culminada en el 2014).

En Uruguay, hay planes para implementar una modernización en la refinería de La Teja, a través de obras para lograr una reconversión profunda (instalando unidades de vacío y de coqueo), a los efectos de utilizar crudo pesado como materia prima y producir una mayor proporción de derivados livianos e intermedios.

En lo que respecta a Argentina, la evolución de la capacidad de destilación atmosférica, disminuyó de 725 MBD en 1990 a 631 MBD en el 2009, mientras que el consumo de derivados se incrementó en igual período en un 1.4%a.a. Esta situación ha provocado el desabastecimiento de algunos derivados (principalmente diesel oil) y en otros casos excedentes exportables (gasolina). En todo el período no se construyó ninguna refinería de magnitud (sólo se incorporaron algunas destilerías pequeñas durante los años 90', las que en conjunto sumaron 17 MBD). En el año 2008 la empresa PAE (Pan American Energy, cuyo 60% del paquete accionario fue recientemente adquirido por parte de la empresa China CNOCC a la BP), suscribió una carta de intención con el Gobierno nacional, para llevar a cabo estudios para la posible construcción de una refinería de 100 MBD, denominada refinería del Sur. Dicha inversión rondaría los 2,500 millones de dólares y estaría en funcionamiento en el 2014. *En los últimos tiempos no se ha vuelto a hablar de dicho proyecto, por lo tanto los plazos de ejecución se dilatarían.* Sin embargo YPF ha realizado inversiones destinadas a mejorar la calidad de sus naftas y diesel oil para adecuar su oferta cualitativa a las exigencias de los nuevos vehículos que así lo requieren. Inversiones en adecuación a normas internacionales han sido también una prioridad para varios países, entre ellos Colombia.

En el caso de Brasil, a través de PETROBRAS y junto a PDVSA de Venezuela, están construyendo una refinería binacional en el complejo portuario de Suape, a pocos kilómetros de Recife, denominada refinería Abreu e Lima. La misma estaría inaugurada en 2013, tendrá una capacidad de refinación de 230 MBD y la inversión rondaría los 16 mil millones de dólares. PETROBRAS tendrá el 60% del paquete accionario y PDVSA el 40% restante.

En Brasil también se trabaja en el diseño y la construcción de la que será la quinta refinería más grande mundo, la que estará localizada en el Estado de Maranhao (ubicado en el nordeste del país). La misma tendrá una capacidad de procesamiento de 600 MBD, y según datos recientes de PETROBRAS su primera fase estará inaugurada en 2016, mientras que la segunda en 2019 (cabe destacar que hubo una postergación con respecto a los planes iniciales que estimaban la puesta en producción en el 2014). La inversión prevista es de 22.6 miles de millones de dólares.

En Chile han comenzado a utilizar canastas con crudos más pesados como el Marlim Brasileño y el ecuatoriano, lo que implicó pasar de los 30° API a 27°API. Cabe destacar que llevó entre 5 y 7 años cambiar parte de las refinarías para adaptarlas a usar este tipo de crudo. Esto ya lo hicieron en la refinería de Bio Bio (116 MBD) y recientemente (2009) en Aconcagua (100 MBD). Se están haciendo también estudios para ampliar el topping de Aconcagua al doble. Esta ampliación podría estar disponible en el 2015.

Por su parte en México, la empresa PEMEX está llevando a cabo una inversión de aproximadamente 10 mil millones de dólares, en la construcción de una nueva

refinería denominada Bicentenario (en Tula), la que entraría en producción en septiembre de 2016. La capacidad de la misma es de 250 MBD de petróleo y 73 MBD de residuo de vacío de la refinería Miguel Hidalgo. Adicionalmente, en el informe denominado Estrategia Nacional de Energía, elaborado por la Secretaría de Energía de México y presentado ante el Congreso el 25 de febrero de 2011, figuran como inversiones vinculadas al sistema nacional de refinación (SNR), la conclusión de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y la culminación del proyecto de reconfiguración de la refinería de Salamanca (conversión de residuales).

En lo que respecta a Centro América y el Caribe, existe una importante cantidad de proyectos de *mega refinerías* que están siendo analizados por diferentes países. A continuación se detallan las principales características de cada uno de ellos.

En el caso de Panamá, en el año 2005 la empresa Oxy presentó ante el Gobierno de Panamá un proyecto para construir una refinería en Puerto Armuelles. Luego se sumó la empresa Qatar Petroleum y entre ambas propusieron la construcción de una refinería con una capacidad de 350 MBD y una inversión de 10 mil millones de dólares. Si bien en el Plan Nacional de Energía 2009-2023, presentado en mayo de 2009 por la Secretaría de Energía de Panamá, se menciona que actualmente está en ejecución la etapa de viabilidad técnica y financiera, allí no figura una posible fecha de puesta en marcha de la misma. Información de prensa reciente indica que se estarían realizando gestiones entre el gobierno de Panamá junto a las empresas para que reactiven los estudios de la segunda fase, los que incluirían la configuración de la planta, el diseño básico del proceso para cada unidad, los requerimientos de infraestructura y la adecuación del sitio de implantación, entre otros.

En lo que respecta a Cuba, se está avanzando en negociaciones con China para que este país financie la ampliación de la refinería de Cienfuegos (llevarla de 65 MBD a 150 MBD en el año 2014), la ampliación de la refinería de Santiago de Cuba (llevarla de 22 MBD a 50 MBD) y la instalación de una nueva refinería en la provincia de Matanzas de 150 MBD. Con esto se espera en los próximos seis años elevar la capacidad de refinación de Cuba a 350 MBD.

En el caso de República Dominicana, Arabia Saudita y más recientemente Libia estarían analizando la posibilidad de construir una nueva refinería en Manzanillo con un costo estimado de 2 mil millones de dólares. Por otra parte, el Gobierno nacional vendió en 133 millones de dólares el 49% de Refidomsa a PDVSA (cuya capacidad es de 35 MBD).

En Nicaragua se proyecta la construcción de una refinería con el apoyo de Venezuela. Dicha refinería estaría en condiciones de procesar en el año 2015 unos 100 MBD, y en una segunda fase (año 2019) alcanzar los 150 MBD. La inversión rondaría los 4 mil millones de dólares y en los últimos tres años se habrían destinado 34 millones a estudios.

En el caso de Costa Rica, se creó una empresa conjunta entre RECOPE de Costa Rica y la petrolera China CNPC, con el fin de invertir 1.2 mil millones de dólares destinados a un plan de modernización y ampliación de la refinería de Moín en Limón, cuyas instalaciones alquilarán luego a RECOPE. Según información de

prensa reciente, la compañía ya tiene casi finalizados los estudios de factibilidad del proyecto y están en la búsqueda del financiamiento. Las obras para la expansión de la refinería, la llevaría a contar con una capacidad de 60 MBD y las mismas estarían comenzando en el 2012 para finalizar en el 2015. Esto significa prácticamente triplicar la capacidad actual efectiva de dicha refinería (18 MBD).

Por otra parte, la posibilidad de construir una refinería mesoamericana, con una capacidad de 360 MBD a un costo de 8 mil millones de dólares, impulsada oportunamente por México en el marco del Plan Puebla-Panamá, habría quedado relegada, luego de declarar desierta la licitación llevada a cabo en el año 2008.

A los efectos de enmarcar la magnitud de las inversiones de las instalaciones aquí planteadas a nivel de obras y proyectos, cabe destacar que sobre un total de más de 600 refinerías que operan en el mundo, sólo el 10% de ellas -un total 60 refinerías de las cuales sólo 8 se localizan en ALyC-, poseen una capacidad de refinación superior a los 220 MBD.

En el siguiente cuadro se resumen los planes de inversión en refinerías detectados en los principales países de la región, así como la capacidad en destilación atmosférica y el índice de complejidad al 2009.

Cuadro 2.5.3. Capacidad de Refinación, Índice de complejidad y Planes de inversión

Pais/Región	Capacidad de Refinación 2009	Índice de Complejidad	Planes de Inversión
A - Caribe	453		
BARBADOS			
CUBA	200	8%	Cuba y el Gobierno de China planifican ampliar la refinería de Cienfuegos de 65 MBD a 150 MBD en el 2014. Así como la refinería de Santiago de 22 a 50 MBD y una nueva refinería de 150 MDB.
GRECINA			
GUYANA			
HAITI			
JAMAICA	36		
REP.DOMINICANA	35		Arabia Saudita y más recientemente Libia estarían analizando la posibilidad de construir una nueva refinería en Manzanillo con un costo estimado de 2 mil millones de dólares. El Gobierno vendió recientemente en 133 millones de dólares el 49% de Refidomsa (cuya capacidad es de 35 MBD) a PDVSA.
SURINAME	7		
TRINIDAD Y TOBAGO	175	10%	No se identificaron planes de inversión
B - Mesoamérica	1,644		
COSTA RICA	25	43%	Las empresas RECOPE y CNPC de China ampliarán y modernizarán la refinería de Moín en Limón, llevándola a 60 MBD en el 2015. Aun no comenzaron las obras.
EL SALVADOR	44	33%	
GUATEMALA	15	9%	
HONDURAS			
MEXICO	1,540	43%	Se construye la Refinería del Bicentenario: 250 MBD de petróleo y 75 MBD de residuo de vacío. Año: 2016
NICARAGUA	20	26%	Se proyecta junto PDVSA la construcción de una refinería de 150 MBD a inaugura en 2019. Están a nivel de estudios de factibilidad.
PANAMA			OXY y Qatar Petroleum planifican construir una refinería de 350 MBD. Actualmente se están reactivando las negociaciones con el Gobierno. Sin fecha.
C - Área Andina	2,079		
BOLIVIA	70		Modernización de las Refinerías Elder Bell y Villarroel. Nueva Refinería de Occidente: 40 MBD. Año: 2016
COLOMBIA	320	48%	Ampliación de la Refinería de Cartagena y aumento de la conversión. Nueva capacidad: 75 MBD. Año 2013. Ampliación de la Refinería de Barrancabermeja para procesar crudo pesado. Nueva capacidad: 294 MBD. Año 2016
ECUADOR	175	51%	Petroecuador y PDVSA planifican construir una refinería de 300 MBD. Aun no ha comenzado su construcción y estiman que estaría disponible en el 2013.
PERU	203	21%	Modernización de la refinería de Talara, llevando su capacidad de 65 a 95 MBD. Producción de diesel de 50 ppm. Se están realizando estudios de ingeniería básica. En el 2016 estaría en funcionamiento.
VENEZUELA	1,311	32%	Se ha anunciado en el plan 2011-2015 de PDVSA inversiones en 2 nuevas refinerías. Su capacidad conjunta asciende a 331 MBD. Asimismo a partir de planes de reconversión profunda se ampliarán a 210 MBD la refinería Puerto La Cruz y a 280 MBD la refinería El Palito, en los años 2013 y 2014 respectivamente.
D - Área del Sur	3,019		
ARGENTINA	631	95%	Se presentaron estudios realizados en el 2008 para construir una nueva Refinería de 100 MBD. Sin fecha.
BRASIL	2,093	26%	En construcción refinería de SUAPE (Petrobras y PDVSA): 230 MBD. Año: 2013. Adicionalmente se construye la Refinería de Maranaho de 600 MBD. Año: 2016 y 2019
CHILE	238	35%	Entre el 2003 y el 2009 se llevaron a cabo obras en las dos principales refinerías del país para procesar crudos mas pesados de 27°API. Se efectúan estudios para duplicar la capacidad de la refinería de Aconcagua, llevarla de 100 a 200 MBD. Año: 2015.
PARAGUAY	8		Junto a PDVSA se analiza la posibilidad de ampliar de 7.5 MBD a 10 o 12 MBD la refinería de Villa Elisa. Año: 2015-2020
URUGUAY	50	14%	Se están analizando planes para invertir en reconversión profunda en La Teja. Sin fecha.
E - América del Sur	5,104		
América Latina y Caribe	7,194	38%	
Centro América	104		
Cono Sur	926		

Fuente: elaboración propia

A los efectos de contextualizar estos proyectos, se analizará a través de un simple ejercicio, el impacto de dichas inversiones en cada una de las regiones.

En primer lugar analizaremos como un único mercado el correspondiente a América Central y el Caribe. La proyección de la demanda de derivados al 2020 de esta región, alcanzaría los 720 MBD, si ésta creciera de acuerdo a la tasa promedio histórica observada en la región (dicha tasa se ubicó en el 5% a.a. y el consumo de derivados en el 2009 en dicha región fue de 420 MBD).

Si se concretaran las inversiones previstas en Cuba (al 2020 contaría con una capacidad de refinación de 350 MBD), la de Costa Rica (en el 2015 unos 60 MBD), la de Nicaragua (en 2019 unos 170 MBD), la de Panamá (en 2016 unos 350 MBD) y la de República Dominicana (en 2019 unos 110 MBD, considerando la hipótesis de la nueva refinería), la región estaría en condiciones de procesar en el 2020 unos 1,040 MBD, a los que habría que agregarle la capacidad ya existente en los demás países de la región (Trinidad y Tobago y Suriname), alcanzando un total de 1,220 MBD. Esto significa que existiría una capacidad excedentaria de 500 MBD, si confrontamos esta cifra con la demanda de derivados (720 MBD), lo que indicaría que algunas de las nuevas refinerías previstas en la región no tendrían mercado regional, por lo cual sólo se justificarían si sus productos se orientaran a la exportación por fuera de América Central y el Caribe.

Este simple ejercicio (en el cual se asumen algunas simplificaciones, pues la capacidad de refinación no necesariamente equivaldrá a los volúmenes y el tipo de derivados que requiere cada uno de los mercados de la región), permite al menos llegar a la conclusión de que no todas las inversiones en refinerías previstas en la región tendrán posibilidad de ser realizadas de aquí al 2020, salvo que estén orientadas a la exportación *y para ello sería necesario que ellas estén en capacidad de producir derivados de alta calidad, a fin de poder acceder a los mercados mas exigentes en cuanto a temas ambientales.*

En el caso del Área Andina, la demanda de derivados en el 2009 ascendió a 1,036 MBD, mientras que la capacidad de refinación en dicho año fue de 2,079 MBD, o sea el doble de la demanda regional. Cabe destacar que aquí se encuentra Venezuela que posee buena parte de su producción orientada a la exportación. De acuerdo a los planes de inversiones en el 2020 la región contaría con una capacidad de refinación de unos 3,500 MBD. La demanda proyectada al 2020 sería de 1,500 MBD, con lo cual la relación entre capacidad de refinación y demanda de la región se ubicaría en 2.3. Esto significa que de cumplirse con las inversiones planificadas, se consolidaría el rol de exportador neto que posee esta región dentro de ALyC en particular por el peso de Venezuela.

Por último, en Área del Sur, se aprecia que en el 2009 la capacidad de refinación se ubicó en 3,019 MBD, mientras que la demanda de derivados en 2,200 MBD (una relación de 1.4). La capacidad de refinación al 2020 se ubicaría en 4,050 MBD, mientras la demanda a 3,050 MBD, manteniéndose en una relación similar el excedente de capacidad contra la demanda (1.3).

En conclusión, se observa que existen una serie de planes, proyectos de reconfiguración, ampliaciones y construcción de nuevas refinerías en ALyC, que de

concretarse logrará que las cuatro subregiones aquí analizadas obtengan excedentes para la exportación. El tipo de derivados y su calidad es algo central a ser analizado, pues de ello dependerá que se logren cubrir los actuales déficit de gasolina y diesel que se observa en la mayoría de los países de la región.

De lo expuesto surge claramente la necesidad de una coordinación entre estos distintos proyectos, a fin de no generar sobreinversiones en el sector y evitar la superposición de mercados potenciales entre los diferentes planes de inversión, lo que podría restarle capacidad de concreción a los proyectos. Asimismo, se deberían crear las condiciones necesarias para fomentar el comercio intra-países de la región y dentro de las diferentes subregiones, a fin de aprovechar las ventajas comparativas en cuanto a dotación de recursos e infraestructura que poseen unos países con respecto a otros.

2.6. Capacidad de almacenamiento

En base a la estadística presentada en el SIEE OLADE, se elaboró el siguiente cuadro, en el que se presenta la capacidad de almacenamiento de petróleo y sus derivados.

Cuadro 2.6.1. Capacidad de Almacenamiento en miles de barriles

País	Alcohol	Gasolina	Diesel Oil	Kerosene	Fuel Oil	Petróleo	Gas Licuado
ARGENTINA	0	0	0	0	0	0	20
BOLIVIA	0	1,327	583	541	206	1,891	143
BRASIL	5,078	3,412	5,604	0	3,938	33,378	1,499
CHILE	0	1,228	1,010	465	985	5,247	707
COSTA RICA	0	567	483	73	320	622	54
ECUADOR	0	3,396	1,944	759	1,949	9,854	350
EL SALVADOR	133	163	509	68	211	704	47
GUATEMALA	0	840	1,246	117	839	928	298
HAITI	0	362	858	226	606	0	14
HONDURAS	0	375	520	160	117	0	46
NICARAGUA	0	407	562	106	417	1,379	28
PANAMA	0	563	2,001	412	2,427	6,061	188
PARAGUAY	0	0	0	0	0	10	0
PERU	0	1,442	1,855	785	1,079	92	123
VENEZUELA	657	15,638	21,625	1,037	18,840	24,815	1,401
TOTAL ALyC	5,868	29,720	38,800	4,748	31,932	84,980	4,916

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

La información aquí consignada es incompleta en varios países, tales como el caso de Argentina y Paraguay, y hay otros países de los cuales no hay información. Por su parte, los datos del SIEE OLADE corresponden a información relevada entre los años 1987 y 2001. En tal sentido, se sugiere completar y actualizar esta información a los efectos de tener una base de datos más confiable. La información de ARPEL, por su parte, tampoco permite tener una mejor aproximación.

Respecto a la suficiencia de la capacidad, cabe decir que a nivel internacional, se recomienda que la capacidad de almacenamiento de cada derivado de petróleo equivalga al consumo de unos 60 días. Teniendo en cuenta este dato y considerando el consumo de derivados del año 2009, se estimó para cada país la capacidad de almacenamiento requerida para el caso de la gasolina y el diesel oil y

se la comparó con la capacidad de almacenamiento consignada en el cuadro anterior. Luego a partir del cociente entre la capacidad de almacenamiento consignada en el SIEE OLADE y la requerida, se obtuvo un indicador, que si se acerca a la unidad, significa que el país posee suficiente capacidad de almacenamiento, si es menor a 1 le estaría faltando y si es superior a 1 tendría excedentes en almacenamiento.

A partir de dichas estimaciones, se aprecia que para el caso de las gasolinas Perú, Ecuador, Venezuela, Panamá y Haití, presentan un valor del cociente que se ubica en un valor cercano a la unidad, lo que estaría indicando que estos países poseen una capacidad de almacenamiento de gasolinas acorde con la magnitud de su mercado.

En otros países tales como: Chile, Brasil, Honduras, Guatemala, El Salvador y Costa Rica, el cociente es menor a 1, acercándose a la unidad en algunos casos y, en otros, como Brasil bastante lejos del valor recomendado.

Cuadro 2.6.2. Capacidad de Almacenamiento de Gasolina cotejada con el Consumo del año 2009

País	Consumo bbl/día	60 días de almacenamiento en bbl	dato SIEE en bbl	Indicador
A - Caribe	60.001	3.216.305		
BARBADOS	2.255	120.877		
CUBA	6.491	347.955		
GRENADA	663	35.531		
GUYANA	2.584	138.524		
HAITI	5.322	285.274	362.000	1,3
JAMAICA	11.544	618.802		
REP.DOMINICANA	18.062	968.177		
SURINAME	1.986	106.438		
TRINIDAD Y TOBAGO	11.095	594.728		
B - Mesoamérica	870.008	46.635.903		
COSTA RICA	16.110	863.562	567.000	0,7
EL SALVADOR	11.041	591.816	163.000	0,3
GUATEMALA	22.784	1.221.317	840.000	0,7
HONDURAS	11.232	602.101	375.000	0,6
MEXICO	790.925	42.396.729		
NICARAGUA	5.044	270.385	407.000	1,5
PANAMA	12.872	689.981	563.000	0,8
C - Área Andina	482.336	25.855.164		0,0
BOLIVIA	14.718	788.962	1.327.000	1,7
COLOMBIA	74.213	3.978.128		
ECUADOR	52.090	2.792.247	3.396.000	1,2
PERU	25.503	1.367.049	1.442.000	1,1
VENEZUELA	315.812	16.928.778	15.638.000	0,9
D - Área del Sur	779.654	41.792.580		0,0
ARGENTINA	121.306	6.502.511		
BRASIL	583.942	31.301.631	3.412.000	0,1
CHILE	59.852	3.208.304	1.228.000	0,4
PARAGUAY	6.822	365.697		
URUGUAY	7.731	414.436		
E - América del Sur	1.266.561	67.892.718		
América Latina y Caribe	2.192.000	117.499.964	29.720.000	
Centro América	79.083	4.239.175		
Cono Sur	195.712	10.490.948		

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE.

En lo que respecta al diesel oil cercano a la unidad se encuentra el indicador estimado para Guatemala y Nicaragua, mientras que para el resto de los países este

indicador es sensiblemente menor a 1 y sólo en Panamá, Venezuela y Haití se encuentra por encima de la unidad. El valor medio de ALyC es 0.35 para el gas oil y de 0.43 para las gasolinas, calculados ambos sobre los países para los cuales existe esta información. Se recomienda revisar y actualizar estos datos y homogeneizar la información.

Cuadro 2.6.3. Capacidad de Almacenamiento de Diesel cotejada con el Consumo del año 2009

País	Consumo bbl/día	60 días de almacenamiento en bbl	dato SIEE en bbl	Indicador
A - Caribe	96823	5818069		
BARBADOS	2.070	124.357		
CUBA	28.643	1.721.159		
GRENADA	857	51.509		
GUYANA	4.597	276.208		
HAITI	7.831	470.560	858.000	1,8
JAMAICA	10.342	621.476		
REP.DOMINICANA	28.907	1.737.019		
SURINAME	3.693	221.906		
TRINIDAD Y TOBAGO	9.883	593.876		
B - Mesoamérica	453.871	27.273.107		
COSTA RICA	19.677	1.182.414	438.000	0,4
EL SALVADOR	13.730	825.025	509.000	0,6
GUATEMALA	25.418	1.527.386	1.246.000	0,8
HONDURAS	14.355	862.603	520.000	0,6
MEXICO	351.091	21.097.057		
NICARAGUA	8.499	510.707	562.000	1,1
PANAMA	21.100	1.267.914	2.001.000	1,6
C - Área Andina	450.452	27.067.641		0,0
BOLIVIA	21.329	1.281.632	583.000	0,5
COLOMBIA	104.191	6.260.852		
ECUADOR	72.447	4.353.341	1.944.000	0,4
PERU	80.004	4.807.414	1.855.000	0,4
VENEZUELA	172.481	10.364.402	21.625.000	2,1
D - Área del Sur	1.147.873	68.975.712		0,0
ARGENTINA	193.577	11.632.044		
BRASIL	747.459	44.914.839	5.604.000	0,1
CHILE	156.168	9.384.105	1.010.000	0,1
PARAGUAY	19.184	1.152.742		
URUGUAY	31.486	1.891.982		
E - América del Sur	1.606.615	96.541.466		
América Latina y Caribe	2.149.019	129.134.529	38.800.000	
Centro América	102.780	6.176.050		
Cono Sur	400.414	24.060.873		

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE.

2.7. Crudo refinado origen y destino

A los efectos de analizar el origen y destino del petróleo en la región, se presenta a continuación la evolución del porcentaje de las importaciones de crudo sobre el total del crudo procesado en las refinerías de ALyC. Aquellas celdas que no contienen información se debe a que el país no posee capacidad de refinación propia o al hecho de haber desactivado sus refinerías a lo largo del período bajo análisis.

*A partir de dicho cuadro se aprecia que ALyC a lo largo del período analizado, ha disminuido su dependencia de crudo importado pasando del **21%** en 1990 al **15%** en*

el 2009. Dicha situación es disímil dentro de la región, ya que existen áreas como el Caribe donde la dependencia del crudo importado es elevada, (ésta se ha mantenido en el orden del 60%) mientras que en el otro extremo se encuentra el Área Andina con tan sólo el 5% de dependencia de crudo importado (vale la pena distinguir casos por ej.: Peru, ya que en el Área Andina, Ecuador, Bolivia, Colombia y Venezuela son excedentarios).

En lo que se refiere al Área del Sur se aprecia que ha habido una fuerte disminución en lo que respecta a la dependencia de crudo importado, principalmente motorizado por Brasil. Este país importaba en el 1990 el 49% del crudo procesado y en el 2009 este valor disminuyó al 21%, a consecuencia de una política exploratoria sostenida en el tiempo, la que ha dado sus resultados exitosos.

Cuadro 2.7.1. Porcentaje de Petróleo Importado sobre el Total del Petróleo Procesado en Refinerías

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	69%	50%	60%	57%	68%
BARBADOS	69%	73%			
CUBA	90%	45%	38%	43%	68%
GRENADA					
GUYANA					
HAITI					
JAMAICA	101%	100%	100%	100%	100%
REP.DOMINICANA	100%	100%	100%	100%	98%
SURINAME	0%	0%	0%	0%	0%
TRINIDAD Y TOBAGO	19%	25%	60%	53%	62%
B - Mesoamérica	6%	6%	7%	3%	3%
COSTA RICA	100%	100%	100%	100%	100%
EL SALVADOR	100%	100%	100%	100%	100%
GUATEMALA	93%	95%	90%	0%	0%
HONDURAS	100%				
MEXICO	0%	0%	0%	0%	0%
NICARAGUA	100%	98%	99%	95%	99%
PANAMA	97%	99%	100%		
C - Área Andina	1%	3%	4%	6%	5%
BOLIVIA	0%	0%	0%	0%	0%
COLOMBIA	0%	0%	1%	2%	0%
ECUADOR	0%	1%	0%	0%	0%
PERU	12%	35%	43%	60%	57%
VENEZUELA	0%	0%	0%	0%	0%
D - Área del Sur	40%	37%	28%	24%	23%
ARGENTINA	1%	3%	5%	1%	0%
BRASIL	49%	41%	25%	21%	21%
CHILE	88%	94%	100%	98%	99%
PARAGUAY	96%	95%	100%	100%	
URUGUAY	93%	100%	95%	95%	97%
E - América del Sur	22%	22%	18%	17%	15%
América Latina y Caribe	21%	19%	18%	15%	15%
Centro América	98%	98%	99%	97%	96%
Cono Sur	22%	30%	35%	33%	29%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Un párrafo aparte merece Mesoamérica, pues si bien la dependencia del crudo importado que allí figura es baja, ésta se encuentra sesgada por el peso de México en dicha región.

Con respecto al abastecimiento de petróleo a Mesoamérica, tres principales acuerdos con países productores de petróleo de ALyC, han servido de marco para que los estados de dicha región accedan a crudo con precios diferenciales y/o ventajas en el financiamiento, estos han sido: el Acuerdo de San José, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas y el Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe.

El Acuerdo de San José, es el mas antiguo de los tres aquí mencionados. El mismo fue suscrito en 1980 y fue renovado en los años sucesivos. El mismo establece que los países miembro: Barbados, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana, recibirán hasta 160,000 barriles de petróleo por día, suministrado en partes iguales por Venezuela y México. Entre los principales aspectos del Acuerdo se destaca que los países proveedores del petróleo, otorgarán créditos a los importadores por hasta el 30% de las facturas petroleras, con la posibilidad de convertirlos en préstamos para financiar proyectos considerados prioritarios para el desarrollo económico de los países importadores.

Por su parte, el Acuerdo de Caracas, fue celebrado en el año 2000 como un complemento al Pacto de José, en el que se establece que a partir de acuerdos bilaterales entre Venezuela y los países de Centro América y el Caribe interesados en participar, podrán en conjunto acceder a unos 80,000 barriles de petróleo por día adicionales, con un financiamiento de 15 años y bajas tasas de interés.

El Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe, fue inicialmente suscrito en el año 2005 por 14 países del Caribe y paulatinamente se fue extendiendo a otros países de Centro América. Petrocaribe propone una escala de financiamiento entre 5% y 50% de la factura petrolera, tomando como referencia el precio de los hidrocarburos. Igualmente extiende el período de gracia para el financiamiento de uno a dos años y prevé una extensión del período de pago de 17 a 25 años, reduciendo el interés al 1%, si el precio del petróleo supera los 40 dólares por barril. El pago a corto plazo del 60% de la factura se extiende de 30 a 90 días.

En el marco de estos acuerdos, se ha generado un comercio intraregional, que ha permitido disminuir la dependencia de petróleo de otras regiones del mundo.

Según datos recientes de PDVSA, durante el año 2009 en el marco del acuerdo de Petrocaribe se suministraron 106,000 BPD a los siguientes países: Antigua y Barbuda, Belice, Dominica, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nievis, San Vicente y las Granadinas y Suriname. A partir de estos volúmenes exportados, Venezuela cumplió con el 66% de las cuotas acordadas, mientras que durante el año 2008 el cumplimiento alcanzó el 53%. En el marco del Acuerdo de San José no fueron consignados suministros desde Venezuela durante el 2009.

Dicho país también contribuyó durante el 2009 al suministro de petróleo de los siguientes países: Cuba, Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay, en el marco de diferentes acuerdos. El volumen exportado durante el 2009, al conjunto de dichos países fue por un total de 136,000 BPD.

Por lo tanto Venezuela suministró durante el 2009 unos 242,000 BDP a ALyC, lo que representó el equivalente al **24%** del total del petróleo importado por los países de la región y el **14%** de las exportaciones de crudo de Venezuela.

Finalmente, cabe destacar que a partir de la información consultada no se ha podido identificar una matriz de origen y destino que claramente refleje la evolución del comercio exterior de petróleo entre los países de ALyC y el resto del mundo. Procurar la obtención de este tipo de información sería sumamente valioso para establecer la evolución de dicho comercio y los logros de los diferentes procesos de integración energética en marcha.

2.8. Producción de derivados de petróleo e importación y exportación de derivados de petróleo

En base a información del SIEE OLADE, se ha confrontado la evolución de la capacidad de refinación de la región (que como se dijo creció al 0.3% a.a. entre 1990 y el 2009), con la evolución de la demanda de derivados (la que evolucionó al 2.4% a.a. en igual período), apreciándose que la capacidad instalada en refinerías no acompañó el crecimiento del consumo de derivados. Esto indujo a un aumento de las importaciones por parte de algunos de los países de la región.

Prácticamente, en todas las subregiones de ALyC, se aprecia un crecimiento en la demanda de derivados entre el 2.4 y el 2.9% a.a. durante el período. La excepción es el Caribe con una tasa de -0.5% a.a.. Entre los factores que explican esta situación se destaca el caso de Cuba, dado una disminución de la demanda de derivados del -5.4% a.a.. Analizando el balance energético de dicho país, se observa que ha habido una pérdida en la calidad de la información, dado que los Ajustes han crecido significativamente en los últimos años.

Cuadro 2.8.1. Evolución de la Demanda de Derivados de Petróleo en miles de Tep

Pais/Región	1990	1995	2000	2005	2009	tasa 1990-2009
A - Caribe	11,067	7,662	10,158	11,288	10,040	-0.5%
BARBADOS	129	114	150	167	184	1.9%
CUBA	6,363	2,708	3,039	3,436	2,229	-5.4%
GRENADA	24	32	42	49	52	4.1%
GUYANA	273	367	418	381	408	2.1%
HAITI	223	267	426	627	672	6.0%
JAMAICA	1,778	1,186	1,546	2,267	1,848	0.2%
REP. DOMINICANA	1,407	2,137	3,563	3,136	3,169	4.4%
SURINAME	206	213	228	258	267	1.4%
TRINIDAD Y TOBAGO	664	638	745	967	1,211	3.2%
B - Mesoamérica	50,926	55,701	65,255	69,989	79,680	2.4%
COSTA RICA	825	1,285	1,600	1,718	2,034	4.9%
EL SALVADOR	653	1,072	1,397	1,502	2,033	6.2%
GUATEMALA	1,203	1,733	2,295	2,571	2,745	4.4%
HONDURAS	721	869	1,061	1,395	1,580	4.2%
MEXICO	46,501	49,309	57,145	60,578	68,430	2.1%
NICARAGUA	416	527	691	722	777	3.3%
PANAMA	608	905	1,066	1,504	2,081	6.7%
C - Área Andina	30,414	37,551	38,026	43,595	52,558	2.9%
BOLIVIA	1,079	1,345	1,238	1,493	2,249	3.9%
COLOMBIA	8,062	10,200	9,639	9,346	10,256	1.3%
ECUADOR	3,629	4,210	4,851	6,579	8,585	4.6%
PERU	5,105	6,281	6,986	6,326	7,583	2.1%
VENEZUELA	12,540	15,516	15,312	19,852	23,885	3.4%
D - Área del Sur	70,506	88,606	96,455	97,430	111,248	2.4%
ARGENTINA	13,323	16,028	15,710	16,602	17,345	1.4%
BRASIL	49,756	61,532	68,028	67,856	77,937	2.4%
CHILE	5,737	8,603	10,130	10,571	12,407	4.1%
PARAGUAY	690	1,195	1,153	1,188	1,424	3.9%
URUGUAY	1,000	1,249	1,434	1,214	2,134	4.1%
E - América del Sur	101,400	126,737	135,127	141,665	164,481	2.6%
América Latina y Caribe	162,913	189,520	209,894	222,302	253,525	2.4%
Centro América	4,426	6,392	8,110	9,411	11,251	5.0%
Cono Sur	20,750	27,074	28,428	29,574	33,311	2.5%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En el siguiente cuadro se aprecia una de las consecuencias de la falta de acompañamiento de la producción de derivados por parte de las refinерías de la región y la evolución de la demanda. Allí se representa para el caso del diesel oil, la evolución de un indicador obtenido a partir del cociente entre los miles de tep destinados al comercio exterior de diesel (Exportaciones menos Importaciones) versus la oferta interna total de diesel.

Para ALyC en su conjunto, se aprecia que en el año 1990 dicho indicador era positivo (12%), lo que implicaba que la región en ese año tenía una posición superavitaria de diesel oil. Paulatinamente, esta situación ha ido cambiando a lo largo de los años, ubicándose el indicador en el año 2009 en -10%, reflejando que la región es deficitaria en lo que respecta a este derivado, resultando ALyC un importador neto, equivalente al 10% de la oferta total interna de diesel de dicho año. Algunas de las posibles causas de esta situación se detallan más adelante.

Cuadro 2.8.2. Diesel (X-M) / Oferta Total de Diesel (en %)

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	-45%	-61%	-49%	-44%	-24%
BARBADOS	-11%	-25%	-99%	-100%	-110%
CUBA	-57%	-103%	-78%	-80%	0%
GRENADA	-101%	-96%	-100%	-100%	-100%
GUYANA	-100%	-101%	-100%	-99%	-99%
HAITI	-91%	-100%	-100%	-100%	-100%
JAMAICA	-21%	-63%	-63%	-90%	-74%
REP.DOMINICANA	-64%	-66%	-82%	-72%	-76%
SURINAME	-100%	-100%	-78%	-77%	-77%
TRINIDAD Y TOBAGO	331%	428%	675%	383%	242%
B - Mesoamérica	5%	-11%	-24%	-24%	-28%
COSTA RICA	-72%	-70%	-96%	-80%	-83%
EL SALVADOR	-19%	-73%	-73%	-63%	-68%
GUATEMALA	-70%	-63%	-69%	-104%	-106%
HONDURAS	-60%	-100%	-96%	-83%	-97%
MEXICO	14%	6%	-13%	-7%	-11%
NICARAGUA	-18%	-33%	-43%	-50%	-49%
PANAMA	12%	-61%	-11%	-100%	-96%
C - Área Andina	89%	70%	74%	46%	11%
BOLIVIA	0%	-34%	-43%	-28%	-51%
COLOMBIA	9%	14%	9%	-8%	-27%
ECUADOR	8%	-16%	-17%	-36%	-51%
PERU	-30%	-40%	-44%	-19%	-16%
VENEZUELA	244%	243%	253%	174%	73%
D - Área del Sur	1%	-13%	-11%	-7%	-11%
ARGENTINA	20%	-8%	5%	-1%	7%
BRASIL	-2%	-12%	-14%	-3%	-3%
CHILE	-12%	-16%	-9%	-31%	-55%
PARAGUAY	-67%	-78%	-98%	-95%	-103%
URUGUAY	-13%	-35%	-16%	0%	-48%
E - América del Sur	19%	5%	7%	6%	-5%
América Latina y Caribe	12%	-1%	-3%	-3%	-10%
Centro América	-45%	-69%	-67%	-84%	-89%
Cono Sur	7%	-15%	-5%	-14%	-27%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Se observa a la vez, que prácticamente todas las subregiones presentaron en el 2009 un déficit de diesel oil, a excepción del Área Andina, donde se encuentra Venezuela, la que sesga el indicador neto de este área.

Cabe destacar que aquellos valores negativos levemente superiores al 100% indican que el país ese año creó un stock de dicho derivado. Por su parte, los valores positivos superiores al 100% indican que se trata de un país netamente exportador de dicho derivado (caso Trinidad y Tobago).

En el Área del Sur se aprecia un déficit equivalente al 11% de la oferta total de diesel. Cabe destacar el caso de Chile donde se aprecia un crecimiento en dicha dependencia, al igual que en el caso de Uruguay. En el caso de Brasil la situación es estable, en Paraguay la totalidad del diesel es de origen importado y por último en Argentina se aprecia que hay un superávit del 7%, pero esta situación ha empeorado en el 2010 y 2011, teniendo saldos negativos en dichos años.

La tendencia aquí presentada podría mantenerse hacia el futuro en la región si no se toman medidas ya sea para ampliar la capacidad de refinación (la que se encuentra prácticamente estancada, como se vio anteriormente), para aumentar la conversión del petróleo crudo en derivados tales como el diesel (planes de reconversión profunda) o estableciendo políticas de sustitución entre combustibles, que morigeren el incremento de la demanda de diesel en la región.

Con respecto a esto último, cabe destacar que en los pasados 20 años ha habido en Centro América y en países como Perú, Bolivia y Paraguay, una marcada apertura en el comercio automotor, que permitió, en algunos casos, también el ingreso de vehículos usados, principalmente a diesel. Por otra parte la dieselización del parque de transporte público, de cargas y del parque en general ha sido una tendencia natural a nivel mundial producida tanto por los precios diferenciados a favor del gas oil, como por los rendimientos y tipo de vehículos ofertados. Esto contribuyó al desacople entre la oferta de derivados y su demanda, dado que las refinerías, en general, no se adecuaron a ese cambio en la estructura del consumo.

A continuación se presenta la evolución de dicho indicador para el caso de la gasolina.

Cuadro 2.8.3. Gasolina Motor (X-M) / Oferta Total de Gasolina Motor (en %)

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	-6%	-8%	-19%	-22%	-25%
BARBADOS	-9%	0%	-95%	-100%	-98%
CUBA	-3%	-14%	23%	-23%	-25%
GRENADA	-101%	-108%	-100%	-100%	-100%
GUYANA	-100%	-104%	-99%	-100%	-101%
HAITI	-89%	-100%	-100%	-100%	-100%
JAMAICA	-24%	-56%	-83%	-81%	-77%
REP.DOMINICANA	-52%	-67%	-79%	-57%	-71%
SURINAME	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%
TRINIDAD Y TOBAGO	117%	334%	197%	260%	204%
B - Mesoamérica	-7%	-12%	-22%	-31%	-38%
COSTA RICA	-62%	-77%	-97%	-100%	-82%
EL SALVADOR	-32%	-36%	-61%	-70%	-77%
GUATEMALA	-72%	-73%	-73%	-98%	-103%
HONDURAS	-47%	-101%	-100%	-103%	-98%
MEXICO	-5%	-8%	-17%	-25%	-33%
NICARAGUA	-6%	-15%	-36%	-50%	-54%
PANAMA	-16%	-32%	-29%	-100%	-105%
C - Área Andina	34%	32%	47%	39%	30%
BOLIVIA	0%	0%	0%	0%	0%
COLOMBIA	-24%	-24%	9%	11%	11%
ECUADOR	-1%	-8%	-12%	-44%	-39%
PERU	3%	1%	17%	103%	108%
VENEZUELA	87%	79%	80%	61%	42%
D - Área del Sur	8%	-10%	4%	8%	1%
ARGENTINA	21%	8%	69%	80%	15%
BRASIL	5%	-14%	-4%	-1%	-1%
CHILE	8%	-4%	-7%	3%	0%
PARAGUAY	-38%	-63%	-93%	-84%	-77%
URUGUAY	0%	-15%	2%	103%	38%
E - América del Sur	17%	4%	17%	19%	10%
América Latina y Caribe	8%	-1%	3%	0%	-8%
Centro América	-45%	-61%	-71%	-92%	-91%
Cono Sur	16%	2%	36%	49%	8%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En esta caso también se aprecia que ALyC es importador neto de gasolina (-8% en el año 2009), habiendo sido exportador neto en el año 1990 con un indicador de 8%.

Mesoamérica y el Caribe y presentan los mayores valores para dicho indicador en el 2009 (-38% y -25% respectivamente), mientras que el Área del Sur, con el 1%, y en el Área Andina, con el 30%, son exportadores netos.

Por último, se presenta este mismo indicador para el caso del Fuel oil. Aquí se observa que ALyC presenta una situación distinta a la observada en el caso del diesel y la gasolina, dado que la región es una neta exportadora de fuel oil (61% en el 2009)²².

²² Se aprecia que existen países con situaciones particulares, tales como Trinidad y Tobago (que exporta una cantidad de fuel oil 120 veces superior a su oferta total interna), y Colombia con un superávit equivalente a 18 veces su oferta.

Cuadro 2.8.4. Fuel oil (X-M) / Oferta Total de Fuel oil

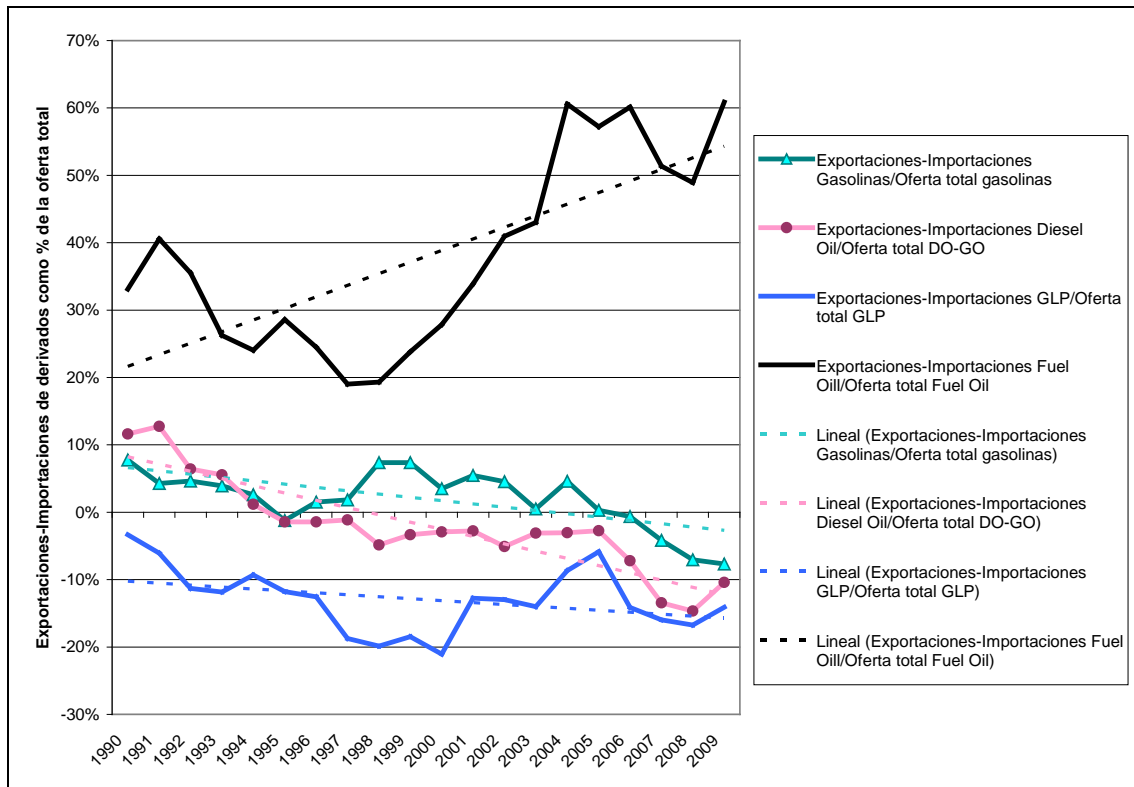
Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	-19%	-42%	-26%	-19%	10%
BARBADOS	12%	2%	-95%	-100%	-100%
CUBA	-36%	-87%	-74%	-61%	0%
GRENADA					
GUYANA	-100%	-99%	-100%	-100%	-99%
HAITI	-91%	-100%	-100%	-100%	-100%
JAMAICA	-58%	-76%	-76%	-88%	-34%
REP.DOMINICANA	-53%	-44%	-58%	-53%	-76%
SURINAME	-100%	-100%	5%	19%	19%
TRINIDAD Y TOBAGO	7291%	40205%	14265%	98993%	12010%
B - Mesoamérica	-7%	-4%	-17%	2%	21%
COSTA RICA	13%	55%	-106%	-19%	-34%
EL SALVADOR	33%	-29%	14%	-29%	-20%
GUATEMALA	-1%	-44%	-58%	-97%	-95%
HONDURAS	18%	-114%	-109%	-105%	-97%
MEXICO	-9%	-4%	-17%	13%	44%
NICARAGUA	12%	-49%	-14%	-27%	-36%
PANAMA	195%	202%	208%	-100%	-76%
C - Área Andina	380%	421%	336%	338%	189%
BOLIVIA	0%	0%	0%		
COLOMBIA	2126%	779%	611%	1696%	1797%
ECUADOR	165%	166%	234%	107%	42%
PERU	125%	54%	51%	75%	105%
VENEZUELA	562%	1490%	667%	597%	227%
D - Área del Sur	22%	9%	39%	86%	53%
ARGENTINA	48%	42%	36%	70%	16%
BRASIL	18%	10%	46%	108%	98%
CHILE	4%	-20%	6%	25%	-18%
PARAGUAY	-31%	-63%	-51%	-84%	-100%
URUGUAY	-12%	58%	54%	49%	-38%
E - América del Sur	106%	93%	117%	164%	107%
América Latina y Caribe	33%	29%	28%	57%	61%
Centro América	41%	-4%	-10%	-71%	-68%
Cono Sur	29%	7%	22%	43%	-6%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Las situaciones hasta aquí descritas, plantean que ALyC es deficitaria en Diesel y Gasolina, mientras que resulta excedentaria en Fuel Oil. Esto estaría indicando que no sólo haría falta un incremento en la capacidad de refinación dentro de la región, sino que ésta debería estar acompañada con inversiones en mayor reconversión de derivados pesados (tales como el fuel oil) en diesel y gasolina.

Con el sólo objeto de ilustrar estas tendencias robustas a nivel del total regional, se presenta la siguiente gráfica que señala lo remarcado en el texto.

Gráfico 2.8.1. Evolución de los excedentes o faltantes de los principales combustibles a nivel regional



Fuente: elaboración propia con datos SIEE-OLADE.

La profundización de la brecha de faltantes de producción local de gasolinas, diesel oil y GLP, y el creciente sobrante de fuel oil es una rasgo estilizado en especial para los combustibles consumidos principalmente por el sector transporte a partir de 2005 en adelante, mientras que para el diesel oil o gas oil se venía registrando ya desde mediados de los noventa.

A los efectos de identificar dentro del consumo de los dos principales derivados de petróleo (gasolina y diesel), el peso del sector transporte, se presentan a continuación la evolución del peso de diesel utilizado en el sector Transporte con relación a la oferta total de diesel y lo mismo para el caso de la gasolina.

En el caso del diesel, el consumo del sector transporte sobre el total de la oferta de dicho combustible, se ubicaba en el 2009 en un promedio del orden del **66%**. Este valor ha sido ligeramente variable a lo largo del período, constatándose la importancia de este sector sobre la demanda total de diesel en la región. Por otra parte, cabe señalar que el uso del diesel en la generación de electricidad (ya sea en centrales de servicio público, así como en autoprodutores), se incrementó en igual período del 5 al 10%,

Por debajo de dicho promedio se observa al Caribe (37% en el 2009) y el Área Andina (54% en el 2009). El menor peso del transporte en estas regiones, se debe a los importantes consumos de diesel registrados en la Agricultura (por ejemplo en el caso de Bolivia), en la generación de electricidad y la industria (casos de Venezuela,

Ecuador) y por parte de los autoprodutores de energía eléctrica (en el caso de República Dominicana).

Cuadro 2.8.5. Porcentaje de la Demanda de Diesel en el Transporte con respecto a la Oferta Total de Diesel

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	46%	43%	45%	33%	37%
BARBADOS	46%	45%	36%	37%	37%
CUBA	52%	48%	50%	18%	15%
GRENADA	20%	6%	8%	7%	8%
GUYANA	27%	27%	27%	27%	27%
HAITI	58%	55%	51%	49%	49%
JAMAICA	32%	27%	46%	35%	38%
REP.DOMINICANA	42%	41%	38%	35%	41%
SURINAME	22%	22%	28%	22%	22%
TRINIDAD Y TOBAGO	39%	76%	87%	75%	82%
B - Mesoamérica	67%	64%	70%	72%	72%
COSTA RICA	76%	60%	76%	83%	72%
EL SALVADOR	84%	51%	73%	73%	66%
GUATEMALA	73%	62%	65%	90%	87%
HONDURAS	61%	46%	66%	47%	72%
MEXICO	67%	66%	71%	72%	72%
NICARAGUA	58%	62%	65%	64%	65%
PANAMA	54%	44%	50%	59%	59%
C - Área Andina	56%	54%	59%	62%	54%
BOLIVIA	69%	84%	49%	59%	58%
COLOMBIA	50%	56%	66%	74%	76%
ECUADOR	59%	61%	76%	75%	65%
PERU	63%	55%	67%	72%	66%
VENEZUELA	54%	45%	42%	42%	32%
D - Área del Sur	74%	74%	76%	72%	70%
ARGENTINA	62%	64%	69%	59%	57%
BRASIL	78%	78%	78%	77%	79%
CHILE	62%	65%	68%	66%	44%
PARAGUAY	99%	95%	100%	100%	100%
URUGUAY	58%	61%	69%	65%	70%
E - América del Sur	70%	69%	72%	69%	65%
América Latina y Caribe	68%	66%	70%	68%	66%
Centro América	69%	54%	66%	72%	72%
Cono Sur	63%	66%	70%	63%	55%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

En el siguiente cuadro se aprecia que en promedio durante el período bajo análisis, un **85%** de la gasolina consumida en ALyC ha sido utilizada en el sector transporte, pero esta tendencia ha sido creciente a lo largo de las dos últimas décadas (82% en 1990 y 87% en 2009). El porcentaje restante se ha utilizado en la generación de electricidad (principalmente autoprodutores), en el consumo propio del sector energía o como materia prima petroquímica. Se concluye que el transporte es el sector con mayor peso dentro de la demanda total de combustibles derivados del petróleo en los países de la región.

Cuadro 2.8.6. Porcentaje de la Demanda de Gasolina en el Transporte con respecto a la Oferta Total de Gasolina

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	82%	85%	79%	76%	70%
BARBADOS	100%	100%	100%	100%	100%
CUBA	78%	77%	74%	12%	8%
GRENADA	95%	96%	90%	95%	94%
GUYANA	91%	91%	91%	91%	91%
HAITI	97%	100%	100%	100%	100%
JAMAICA	100%	87%	88%	100%	96%
REP.DOMINICANA	69%	77%	80%	90%	85%
SURINAME	90%	90%	89%	88%	88%
TRINIDAD Y TOBAGO	98%	114%	61%	99%	100%
B - Mesoamérica	86%	90%	94%	96%	99%
COSTA RICA	86%	100%	95%	97%	97%
EL SALVADOR	100%	100%	99%	97%	95%
GUATEMALA	97%	98%	98%	97%	97%
HONDURAS	89%	88%	100%	85%	92%
MEXICO	86%	90%	93%	96%	100%
NICARAGUA	72%	93%	93%	89%	93%
PANAMA	100%	100%	100%	100%	100%
C - Área Andina	95%	96%	97%	89%	93%
BOLIVIA	89%	95%	93%	93%	94%
COLOMBIA	88%	96%	97%	65%	73%
ECUADOR	99%	95%	94%	96%	96%
PERU	90%	84%	85%	84%	81%
VENEZUELA	99%	98%	98%	100%	100%
D - Área del Sur	72%	72%	68%	72%	75%
ARGENTINA	84%	85%	84%	86%	85%
BRASIL	67%	67%	63%	67%	72%
CHILE	100%	100%	100%	100%	100%
PARAGUAY	100%	100%	100%	98%	99%
URUGUAY	89%	91%	91%	95%	96%
E - América del Sur	80%	80%	77%	78%	81%
América Latina y Caribe	82%	84%	83%	84%	87%
Centro América	93%	97%	98%	96%	97%
Cono Sur	88%	89%	90%	92%	90%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

De la estadística aquí presentada se observa que en el caso del Caribe ha ido disminuyendo el peso del uso de la gasolina en el transporte²³.

En los siguientes dos cuadros se presenta la evolución del peso del consumo de gasolina y diesel sobre el consumo energético del sector transporte.

²³ . Esta situación se explica por lo sucedido en Cuba, donde se aprecia una fuerte disminución en este indicador durante los años 2005 y 2009. Analizando la información estadística provista por el SIEE OLADE, se observa que dicha disminución se debe a un sensible incremento en el rubro Ajustes en el balance energético de Cuba. Esto significa que ante la falta información para asignar determinados consumos de gasolina en el balance energético de Cuba, parte de la demanda de este combustible se imputa como Ajustes, de manera que la disminución del peso de la gasolina en el transporte podría ser menor a la allí consignada.

Cuadro 2.8.7. Porcentaje de la Demanda de Gasolina en el Transporte sobre el Consumo Total de Energía en el Transporte

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	45%	44%	45%	50%	44%
BARBADOS	73%	75%	76%	77%	72%
CUBA	37%	27%	24%	17%	16%
GRENADA	62%	74%	75%	77%	76%
GUYANA	54%	49%	49%	52%	60%
HAITI	38%	37%	41%	56%	53%
JAMAICA	47%	53%	58%	55%	43%
REP.DOMINICANA	50%	51%	51%	51%	42%
SURINAME	57%	54%	53%	54%	55%
TRINIDAD Y TOBAGO	72%	59%	57%	53%	50%
B - Mesoamérica	64%	64%	60%	61%	64%
COSTA RICA	36%	45%	49%	36%	44%
EL SALVADOR	42%	41%	40%	43%	47%
GUATEMALA	43%	47%	51%	42%	46%
HONDURAS	35%	42%	44%	41%	45%
MEXICO	66%	66%	62%	64%	67%
NICARAGUA	31%	34%	35%	38%	41%
PANAMA	56%	55%	59%	39%	39%
C - Área Andina	70%	67%	64%	57%	54%
BOLIVIA	53%	41%	48%	36%	35%
COLOMBIA	76%	71%	63%	47%	37%
ECUADOR	54%	50%	44%	38%	36%
PERU	45%	33%	28%	24%	20%
VENEZUELA	78%	81%	81%	77%	81%
D - Área del Sur	41%	42%	37%	35%	40%
ARGENTINA	48%	42%	28%	25%	38%
BRASIL	40%	43%	39%	39%	43%
CHILE	43%	42%	38%	30%	33%
PARAGUAY	28%	26%	19%	17%	23%
URUGUAY	44%	43%	37%	29%	27%
E - América del Sur	50%	50%	44%	42%	45%
América Latina y Caribe	54%	53%	49%	48%	51%
Centro América	41%	45%	47%	40%	44%
Cono Sur	46%	41%	31%	26%	35%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Se aprecia que el peso de la gasolina en ALyC para el año 2009, ronda el 51%. Dicho porcentaje se redujo en 3 puntos porcentuales entre 1990 y 2009, a raíz del proceso de sustitución por diesel y GNC observado en la región a lo largo de dicho período, principalmente en países Andinos tales como: Colombia, Bolivia, Ecuador y Perú.

En regiones como América del Sur y el Área Andina, la disminución del peso de la gasolina sobre el total del consumo del sector transporte disminuyó, en términos porcentuales, por encima de la media de la región. Por ejemplo en el caso de América del Sur, en 1990 el peso de la gasolina era del 50% y pasó al 45% en el 2009. Por su parte en el Área Andina, pasó del 70% al 54% entre 1990 y el 2009. Esto último ha sido principalmente motorizado por el fomento a la importación de automóviles usados a diesel verificado en ese período y por el proceso de

sustitución de gasolina por GNC, a partir de señales de precios al consumidor final que fomentaron dicho proceso.

En lo que respecta al diesel oil, el peso de este carburante en ALyC se incrementó en un punto porcentual pasando del 37% al 38% entre los años 1990 y 2009.

En el Área Andina se aprecia que el incremento de la participación del diesel ha sido muy significativo, por los motivos antes expuestos (del 23% en 1990 al 34% en el 2009).

Cuadro 2.8.8. Porcentaje de la Demanda de Diesel en el Transporte sobre el Consumo Total de Energía en el Transporte

Pais/Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	37%	40%	41%	30%	32%
BARBADOS	27%	25%	24%	23%	28%
CUBA	44%	55%	57%	47%	41%
GRENADA	21%	7%	8%	8%	9%
GUYANA	34%	41%	43%	42%	35%
HAITI	48%	50%	48%	38%	43%
JAMAICA	22%	19%	19%	19%	17%
REP.DOMINICANA	42%	38%	39%	28%	32%
SURINAME	27%	29%	28%	28%	28%
TRINIDAD Y TOBAGO	12%	29%	33%	38%	43%
B - Mesoamérica	28%	28%	30%	29%	28%
COSTA RICA	56%	45%	42%	50%	45%
EL SALVADOR	51%	52%	52%	49%	41%
GUATEMALA	53%	48%	45%	54%	52%
HONDURAS	57%	54%	51%	58%	50%
MEXICO	26%	26%	27%	26%	26%
NICARAGUA	57%	61%	60%	58%	56%
PANAMA	42%	44%	41%	32%	39%
C - Área Andina	23%	26%	29%	34%	34%
BOLIVIA	34%	48%	35%	44%	36%
COLOMBIA	16%	19%	26%	39%	46%
ECUADOR	34%	43%	49%	55%	39%
PERU	43%	54%	59%	65%	65%
VENEZUELA	19%	16%	16%	16%	18%
D - Área del Sur	50%	49%	52%	51%	47%
ARGENTINA	43%	47%	56%	51%	51%
BRASIL	52%	49%	52%	51%	48%
CHILE	42%	42%	42%	45%	42%
PARAGUAY	69%	72%	78%	79%	74%
URUGUAY	52%	55%	62%	71%	73%
E - América del Sur	41%	42%	46%	46%	43%
América Latina y Caribe	37%	38%	41%	40%	38%
Centro América	52%	49%	47%	50%	47%
Cono Sur	44%	48%	53%	51%	44%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

El impacto del tipo de vehículos comercializados en la región (en cuanto a su motorización, ciclo Otto o Diesel, la posibilidad de importar vehículos usados y las normas de emisiones adoptadas por los países) ha influido y podría continuar influyendo en la demanda de derivados de petróleo y la calidad de los mismos, así

como la política de precios que favorezcan el uso del diesel, lo que se vincula con su impacto en el transporte público, de cargas y agropecuario.

En tal sentido, cabe destacar que los países de la región han adoptado a lo largo del tiempo normas de emisiones para vehículos livianos, comerciales, camiones y ómnibus, acorde a los estándares internacionales y siguiendo las tendencias marcadas desde la Unión Europea y Estados Unidos.

En el caso de la Unión Europea dichas normas son conocidas bajo el nombre de normas EURO, mientras que las de Estados Unidos son las elaboradas por la EPA (US Environmental Protection Agency).

Acompañando a la evolución de las normas respecto a los límites de emisión de los vehículos, se han implementado también en la región normas y medidas para gestionar y controlar la calidad del aire. Estas normas afectan principalmente la calidad de los combustibles ofrecidos al mercado, y los países con mayores problemas de contaminación local y regional (tal el caso de Chile y México, por ejemplo), han sido los países que más han avanzado al respecto.

Cabe destacar, que a medida que un país adopta normas más exigentes en cuanto a la reducción de emisiones de los vehículos, debe a la vez mejorar la calidad de los combustibles ofrecidos al mercado, dado que los motores modernos requieren derivados de petróleo con mayores exigencias en cuanto al límite de contaminantes que puedan contener. Tal es el caso de los vehículos a diesel que cumplen con la norma EURO IV. En este caso dichos vehículos deben utilizar sólo diesel con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm (partes por millón), dado que hay retroalimentación de gases de escape y la presencia de azufre en una concentración mayor podría dañar los componentes mecánicos del motor y reducir el rendimiento del mismo.

En los cuadros siguientes se muestra la evolución de las normas EURO dentro de la Unión Europea y los límites a las emisiones que estas imponen a los vehículos nuevos (aquí se presentan las normas y su evolución para el caso de automóviles a gasolina y diesel y para vehículos pesados a diesel²⁴). Cabe destacar que paulatinamente los países de ALyC han ido adoptando mayoritariamente las normas EURO (principalmente en América del Sur).

²⁴ Cabe destacar que dentro de las normas de emisión EURO, existe una dedicada a vehículos pesados que utilizan como combustible diesel mezclado con gas natural o GLP. Dentro de las normas EURO los números arábigos se utilizan para los automóviles y los romanos para vehículos de carga.

Cuadro 2.8.9. Evolución de las normas de emisión EURO para automóviles a Gasolina y a Diesel

Norma	Fecha	CO	HC	HC+NOx	NOx	PM
		g/km				
DIESEL						
Euro 1	1992.07	2.72(3.16)	-	0.97(1.13)	-	0.14(0.18)
Euro 2, IDI	1996.01	1.0	-	0.7	-	0.8
Euro 2, DI	1996.01	1.0	-	0.9	-	0.10
Euro 3	2000.01	0.64	-	0.56	0.50	0.05
Euro 4	2005.01	0.50	-	0.30	0.25	0.025
Euro 5a	2009.09	0.50	-	0.23	0.18	0.005
Euro 5b	2011.09	0.50	-	0.23	0.18	0.005
Euro 6	2014.09	0.50	-	0.17	0.08	0.005
GASOLINA						
Euro 1	1992.07	2.72(3.16)	-	0.97(1.13)	-	-
Euro 2	1996.01	2.2	-	0.5	-	-
Euro 3	2000.01	2.30	0.20	-	0.15	-
Euro 4	2005.01	1.0	0.10	-	0.08	-
Euro 5	2009.09	1.0	0.10	-	0.06	0.005
Euro 6	2014.09	1.0	0.10	-	0.06	0.005

Cuadro 2.8.10. Evolución de las normas de emisión EURO para vehículos pesados que utilizan Diesel

Tipo	Fecha	CO	HC	NOx	PM	Humo
Euro I	1992, < 85 kW	4.5	1.1	8.0	0.612	
	1992, > 85 kW	4.5	1.1	8.0	0.36	
Euro II	1996.10	4.0	1.1	7.0	0.25	
	1998.10	4.0	1.1	7.0	0.15	
Euro III	1999.10, EEVs only	1.5	0.25	2.0	0.02	0.15
	2000.10	2.1	0.66	5.0	0.10 0.13 ^a	0.8
Euro IV	2005.10	1.5	0.46	3.5	0.02	0.5
Euro V	2008.10	1.5	0.46	2.0	0.02	0.5
Euro VI	2013.01	1.5	0.13	0.4	0.01	

Fuente: DiselNet.com

Como se desprende de dichos cuadros, allí no se hace mención a los requisitos en cuanto a la calidad de los combustibles (por ejemplo no se establecen límites al contenido de azufre en gasolina y diesel), dado que las normas EURO se restringen a establecer límites en las emisiones en los gases de escape de los vehículos.

La calidad de los combustibles, en el caso de Unión Europea, es establecida desde el año 1993, a través de estándares fijados por la European Standards Organization (CEN). Al respecto cabe destacar que dicha normativa, emanada en el año 2009 establece un límite máximo de contenido de azufre en el diesel de 10 ppm para vehículos carreteros. Por su parte, el contenido de azufre para maquinaria móvil, tractores utilizados en la agricultura y el sector forestal así como en las embarcaciones, no puede ser superior a 1,000 ppm (año 2008) y a partir del 2011 el límite se ubica en 10 mg/kg (con ciertas flexibilidades).

Las directivas de la CEN también establecen normas vinculadas al contenido mínimo de cetanos en el caso del diesel, de octanos en la gasolina y a la presencia de aromáticos en estas últimas.

En el caso del dióxido de carbono (CO₂), la primera meta voluntaria para automóviles acordada entre la Comisión Europea y la industria automotriz, fue establecida en 1998/99. Dicho acuerdo fue establecido junto a la asociación Europea de fabricantes de automóviles (ACEA), la asociación Japonesa de fabricantes de automóviles (JAMA) y la asociación Coreana de fabricantes de automóviles (KAMA). El mismo estableció que en el 2008/09 los automóviles nuevos deberían emitir 140 gr./km. Dado que este acuerdo voluntario no avanzó a buen ritmo a partir del año 2004, la Comisión Europea desarrolló un programa obligatorio de reducción de emisiones de CO₂ en el año 2009 (los otros gases de efecto invernadero no están regulados).

Dicha normativa (Regulation 443/2009/EC) establece una meta de emisión de 130 gr/km a ser alcanzada en 2015 para automóviles de pasajeros y 95 gr/km en el 2020.

Para vehículos comerciales livianos (COM 2009-593), se establece un límite de 175 gr/km en el 2016 y de 135 gr/km en el 2020.

A los efectos de garantizar que las automotrices cumplan con estas metas en los nuevos vehículos, se ha establecido una serie de multas a ser pagadas por estos si no cumplen con las metas. Las multas establecen una penalidad de 5 euros por vehículo por los primer gr/km por encima del límite establecido en la norma, 15 euros por el segundo, 25 euros por el tercero y 120 euros por cada gr/km siguiente, todo esto a partir del año 2018. A partir del 2019 la multa a pagar por cada gr/km por encima del límite será de 120 euros.

En el caso de ALyC la aplicación de normas EURO y EPA y estándares en la calidad de los combustibles es desigual. Por ejemplo, en el caso de Chile, Bolivia, Argentina y recientemente Brasil, estos cuatro países han logrado avances significativos en el tema del contenido de azufre en el diesel. Sin embargo, se observa un rango muy elevado en cuanto a la presencia de azufre en los combustibles dentro de la región, dado que por ejemplo hay países como Venezuela y Paraguay donde el azufre en el

diesel alcanza las 5,000²⁵ ppm y casos como Chile y recientemente Argentina donde se comercializa diesel con 50 ppm.

Cuadro 2.8.11. Niveles de Azufre en el combustible Diesel en ALyC, al 1º de febrero de 2007

PAÍS	Nivel de Azufre (ppm)	COMENTARIOS	FUENTE
Argentina	1200	El objetivo para el 2009 es de 50 ppm para que coincida con las normas Euro IV para los vehículos de pasajeros a diesel. El límite de azufre en la gasolina es de 350 ppm.	AFEEVAS Brasil
Bolivia	2000		ARPEL 2005
Brasil	500/2000	De 500 ppm en las áreas metropolitanas y de 2000 ppm a nivel nacional. El objetivo para enero de 2009 es de 50 ppm a nivel nacional para coincidir con las normas Euro IV para los vehículos de pasajeros a diesel. El límite de azufre en la gasolina es de 1.000 ppm.	Ford Brasil
Chile	50/350	De 50 ppm para las áreas metropolitanas y de 350 a nivel nacional; los planes para el 2010 es de 10 ppm en las áreas metropolitanas, y de 50 ppm a nivel nacional.	CONAMA Chile
Colombia	1200/4500	1200 ppm en Bogotá, 4500 ppm en el resto del país; legislación en desarrollo para 500 ppm nivel S en el diesel para el año 2008 o el 2010.	Universidad Nacional de Colombia
Costa Rica	4500	Se están desarrollando planes para reducir a 4,000 ppm en el 2005/2006, 3500 ppm en el 2007, menos de 500 ppm en el 2008.	ARPEL 2005; Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004
Ecuador	500/3000	Premium/Regular; el límite de azufre en la gasolina es de 2,000 ppm.	Ecogestión Ecuador
El Salvador	5000		Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004; Acuerdos de ARPEL 2005
Guatemala	5000		Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004; Acuerdos de ARPEL 2005
Honduras	5000		Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004; Acuerdos de ARPEL 2005
Jamaica	5000		Jamaica propone exigir un 2% de aditivo de biodiesel.
México	300/500	Áreas Metropolitanas y / No Metropolitanas; el NOM-086 exige reducir a 15 ppm a comienzos del año 2007 en la frontera norte con los Estados Unidos, también entrará en vigencia en las ciudades a comienzos de 2009, y en el resto del país a mediados del 2009.	SEMARNAT, PEMEX
Nicaragua	5000		ARPEL 2005; Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004 estados 6000
Panamá	5000		Informe del Taller de la Fundación Kukulkan, Guatemala 2004; Acuerdos de ARPEL 2005
Paraguay	5000		IFQC 2004; Acuerdos de ARPEL 2005
Perú	3000	Un Decreto Gubernamental de Julio de 2005 estipula una reducción a 50 ppm para el año 2010. En el 2008 se crearán impuestos al diesel por los efectos dañinos de ese combustible.	El Informe Ambiental del Diario USEPA "Perú toma Duras Medidas contra el Combustible Diesel 'Sucio', e indica una Fecha Límite para Eliminar el Contenido de Azufre"
Surinam	5000		ARPEL 2005
Trinidad y Tobago	1500		ARPEL 2005
Uruguay	8000	Nivel en la gasolina es de 1000 ppm de azufre	AFEEVAS Brazil
Venezuela	5000		IFQC 2004; Acuerdos de ARPEL 2005

Fuente: elaboración propia en base a Notas documentales de los antecedentes del Taller Regional sobre Azufre en los Combustibles Líquidos. PNUMA/PCFV/CORPAIRE

²⁵ Ver las notas documentales de los antecedentes del Taller Regional sobre Azufre en los Combustibles Líquidos. Organizado por PNUMA, Alianza para Vehículos y Combustibles más limpios (PCFV) y la corporación para el Mejoramiento del Aire de Quito (CORPAIRE). Febrero de 2007.

En tal sentido, se han registrado inconvenientes entre las fronteras de Argentina y Brasil, con automóviles cuyos motores cumplen con la normativa EURO IV (los que deben utilizar diesel un máximo de 50 ppm). Dichos vehículos al cruzar a Brasil no encuentran diesel de dicha calidad (dado que en la frontera brasilera el diesel contiene 1,800 ppm, en las grandes ciudades 500 ppm y en algunas estaciones de servicio de las se ofrece diesel con 50 ppm), por lo tanto se deben abastecer con diesel de menor calidad, corriendo el riesgo de dañar el motor y el sistema de inyectores.

En lo que respecta a los adopción de normas internacionales para vehículos nuevos, la variedad de aplicación de dicha normativa también es amplia, encontrándose casos como el de Chile y Argentina, donde se adoptaron las normas EURO III y IV y en Ecuador donde se aceptan vehículos que cumplan con la EURO I y II. Por su parte, existe un conjunto de países (entre los que se encuentran: Bolivia, Guatemala, Guyana, Haití y Trinidad y Tobago) que no tienen ningún tipo de restricción con relación al tema emisiones en los vehículos nuevos o usados importados²⁶.

Como se aprecia, en ALyC existe un significativo potencial para la implementación de normas en cuanto a la calidad de los combustibles y los estándares de emisión de los vehículos, dada la heterogeneidad que existe en este sentido entre los países de la región. Las mismas deberían ser homogéneas en toda la región, lo que fomentaría los procesos de integración de la industria automotriz y el comercio intraregional de los derivados de petróleo. Asimismo, daría señales concretas a las empresas petroleras, respecto de las tendencias a las que estaría sujeta la calidad de los combustibles que deberían ofrecer a futuro en el mercado, pudiendo así planificar el tipo de inversión requerida para acompañar dicho proceso. Como fuera oportunamente analizado, un conjunto de inversiones se plantean para la región en refinación, las que deberían entonces considerar dichos aspectos vinculados las calidades de los derivados, a los efectos de lograr una integración entre los países y poder exportar productos con alto valor agregado.

Finalmente, con el objetivo de analizar la evolución del factor de utilización de las refinerías en la región y su impacto sobre la oferta de derivados de petróleo, se ha desarrollado para cada uno de los países de la región un indicador que relaciona la Capacidad de Refinación en volumen versus la Demanda expresada en Crudo cargado a refinerías.

En base a los resultados obtenidos para este indicador, se aprecia que para ALyC, él mismo ha ido incrementándose entre los años 1990 y 2009, ubicándose en el **96%** en el 2009 respecto a un valor 80% en 1990. Esto estaría indicando que hay una elevada tasa de utilización de las refinerías de la región y por ende una escasa capacidad ociosa. Esto se refleja por otra parte en escasez de algunos combustibles (tal como se viera para la región en gasolina y diesel), y en el aumento de las importaciones de derivados intermedios y livianos y en la exportación de pesados como el fuel oil.

Se aprecia en tal sentido, que en Mesoamérica y en el Área del Sur, se esta llegando a valores cercanos al 100%. Por su parte, en el Área Andina este valor es

²⁶ Ver las notas documentales de los antecedentes del Taller Regional sobre Azufre en los Combustibles Líquidos. Op.cit.

superior a la unidad, debido a que en términos volumétricos (dependiendo de la configuración de la refinería) se pueden obtener más líquidos de los que ingresan.

Cuadro 2.8.12. Capacidad de Refinación vs. la Demanda expresada en Crudo cargado a refinerías (en %)

Pais/Región	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	57%	51%	77%	82%	75%
BARBADOS	133%	91%			
CUBA	86%	21%	41%	35%	54%
GRENADA					
GUYANA					
HAITI					
JAMAICA	81%	46%	67%	59%	73%
REP.DOMINICANA	73%	105%	88%	89%	83%
SURINAME			91%	119%	124%
TRINIDAD Y TOBAGO	33%	67%	102%	128%	96%
B - Mesoamérica	80%	91%	89%	97%	94%
COSTA RICA	68%	109%	1%	43%	33%
EL SALVADOR	87%	82%	106%	49%	40%
GUATEMALA	74%	100%	90%	7%	12%
HONDURAS	67%				
MEXICO	83%	93%	90%	101%	98%
NICARAGUA	90%	88%	94%	88%	87%
PANAMA	32%	47%	82%		
C - Área Andina	84%	92%	93%	89%	105%
BOLIVIA	66%	62%	72%	82%	65%
COLOMBIA	102%	94%	111%	104%	112%
ECUADOR	88%	91%	100%	90%	107%
PERU	86%	88%	87%	91%	94%
VENEZUELA	81%	94%	89%	86%	107%
D - Área del Sur	82%	85%	92%	91%	93%
ARGENTINA	70%	73%	86%	93%	95%
BRASIL	87%	89%	92%	90%	94%
CHILE	91%	105%	105%	95%	87%
PARAGUAY	94%	61%	30%	10%	
URUGUAY	75%	79%	128%	95%	87%
E - América del Sur	83%	88%	92%	90%	98%
América Latina y Caribe	80%	87%	91%	91%	96%
Centro América	54%	64%	80%	46%	44%
Cono Sur	73%	79%	92%	93%	92%

Fuente: elaboración propia en base al SIEE OLADE

Dentro de Mesoamérica el alto valor del índice de esta región, está sesgado por el peso que tiene México con respecto al total, dado que hay países que han desactivado recientemente sus refinerías (caso de Honduras y Panamá) o las utilizan con un bajo factor de planta (Guatemala, El Salvador y Costa Rica).

Por su parte, en el caso del Caribe, se aprecia que es la única región con un bajo factor de utilización de sus refinerías (75%), esto se debe a que en la actualidad varias de éstas no se encuentran en operación, debido en algunos casos por su antigüedad, por ser pequeñas en relación a los mercados o por convenirle a las empresas distribuidoras importar directamente derivados, en lugar de procesar el crudo en los países de la región.

En el caso del Área Andina, casi todos los países de la región están utilizando prácticamente a plena capacidad sus refinerías, salvo el caso de Bolivia (que de acuerdo a la información del SIEE), posee un factor de utilización del 65%.

En el área del Sur, se observa también un alto grado de utilización de la capacidad de refinación en todos los países que la componen, destacándose Brasil y Argentina con el 95%. Paraguay ha desactivado su refinería de Villa Elisa.

En conclusión, se observa que en la región ha habido una disminución en la capacidad ociosa de las refinerías a lo largo de estos años, llegando a factores de planta bastante elevados (dependiendo del área que se analice). Esto estaría indicando la necesidad de ampliaciones en las unidades de destilación atmosférica.

Por otra parte, se ha visto que la región es deficitaria en gasolinas y diesel, mientras que presenta excedentes en fuel oil, lo que genera una señal para el desarrollo e implementación de inversiones en mayor reconversión (plantas de destilación de vacío, unidades de coqueo y de hidrocraqueo catalítico). Esta necesidad, junto a la de mejorar los estándares de los combustibles según la evolución prevista del nuevo parque automotriz y normativa internacional al respecto, ofrece excelentes oportunidades de inversión.

Asimismo el análisis efectuado muestra la necesidad de acelerar los proyectos de inversión aunque no sin antes una previa definición de si están o no sobredimensionados según alguna gruesa prospectiva..

Como ya se analizó en capítulos precedentes, la futura oferta de crudo en algunos de los países de la región girará entorno a crudos más pesados (de menor grados API), esto implica la necesidad de realizar inversiones en refinerías que sean capaces de recibir y procesar dichos crudos, a los efectos de obtener los máximos rendimientos posibles en producción de gasolina y diesel (productos que seguirán siendo muy requeridos en el futuro).

En lo que se refiere a la demanda, se observa en ALyC en el 2009, que en el caso del diesel el 66% del consumo corresponde al sector transporte, mientras que en el caso de la gasolina se ubica en el 87%. Esto significa que las mayores medidas para morigerar el consumo de estos derivados deberían aplicarse principalmente en el sector transporte y analizar además cual será la tendencia del uso del diesel en la generación de electricidad (el cual ha ido creciendo en los últimos años).

En ese sentido, se debería analizar la posibilidad de desalentar la importación de vehículos diesel usados en aquellos países que aun lo permiten, o bien permitir la importación de vehículos pero de no más de 5 años de antigüedad.

Simultáneamente se debería propiciar un proceso de sustituciones en el sector transporte analizando para ello el rol y límites del GNC, el de los vehículos híbridos, eléctricos y el de los biocombustibles, así como el uso intensivo de medios de transporte masivos. Aunque es un desafío, una coordinación regional entre la industria automotriz, la industria petrolera y las autoridades nacionales, podría dar lugar a un enfoque más racional e integral respecto al futuro del sector transporte en la región incrementando el ambiente de oportunidades de inversión y creación de normativas urbanas y otras que permitan obtener sinergias entre el enfoque

industrial, medioambiental y energético destinada a una transformación orgánica de largo plazo.

Con respecto al caso de la penetración de biocombustibles se dedica en el presente informe un análisis pormenorizado dado que en algunos países la mezcla de diesel con biodiesel podría contribuir a reducir el contenido de azufre (esta medida fue adoptada por Europa para lograr un diesel compatible con motores que cumplen con las normas Euro IV y superiores). Ello posibilitaría también morigerar las importaciones de diesel. En el caso de la penetración del bioetanol en las gasolinas, permitiría no sólo disminuir la dependencia de las importaciones, sino que a la vez se podría reducir el uso de MTBE (como aditivo para aumentar el octanaje de la gasolina), dado que el bioetanol es un elevador del octanaje con menor impacto sobre la salud. Sin embargo el impacto de la producción de los biocombustibles sobre el precio de los alimentos y la pobreza debería ser abordado en cada caso particular ya que no en todos los países, ni con todas las materias primas su impacto es previsiblemente el mismo.

En el caso del consumo del sector eléctrico, es necesario reconsiderar la sustitución del diesel por gas natural (en el caso de centrales de servicio público) y fomentar el uso de energías renovables en el caso de los autoprodutores.

En tanto el conjunto de estas recomendaciones, pero en especial las orientadas a incrementar la capacidad y calidad de las refinerías, depende entre otros factores de las políticas de precios, en el próximo punto se estudia este tema.

2.9. Políticas de precios aplicadas a los combustibles

En esta sección se describe la política de precios aplicada a los distintos combustibles derivados del petróleo en los países productores de la región y en sólo algunos de los casos de los países importadores. Se trata de datos de la CEPAL que discriminan precios de venta al público (PVP), impuestos y margen bruto de refinación para los casos de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. La comparación con el nivel de los precios internacionales se realiza con base en los valores de exportación desde los Estados Unidos de América (EUA).

2.9.1. Precios de venta al público

En los Cuadros 2.9.1.1 a 2.9.1.3 se muestra la evolución de los precios finales al consumidor de los tres principales derivados: Gasolina Premium, Regular y Gas Oil o Diesel automotor.

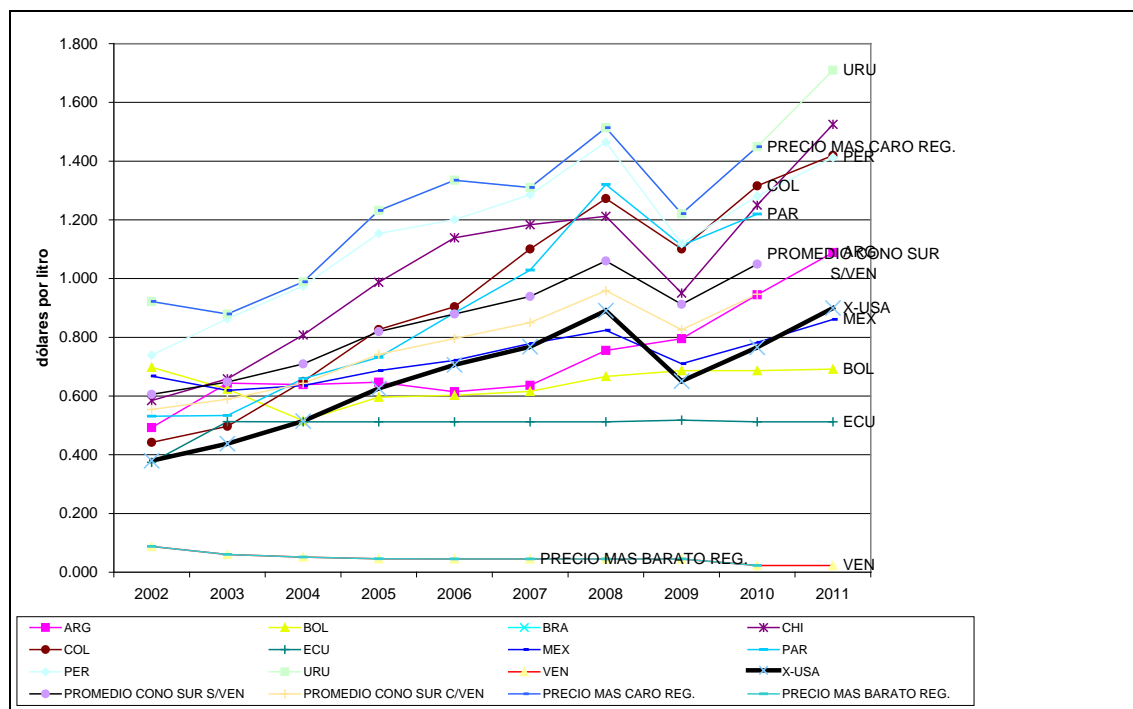
Cuadro 2.9.1.1. Precio de Venta al Público de la Gasolina Premium. En dólares corrientes por litro

PAIS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARG	0.493	0.644	0.639	0.647	0.615	0.637	0.755	0.796	0.945	1.089
BOL	0.698	0.623	0.516	0.596	0.603	0.616	0.667	0.687	0.687	0.692
BRA										
CHI	0.584	0.659	0.808	0.988	1.139	1.183	1.212	0.950	1.250	1.525
COL	0.442	0.497	0.649	0.827	0.904	1.101	1.273	1.101	1.316	1.420
ECU	0.374	0.513	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.518	0.512	0.512
MEX	0.668	0.619	0.635	0.687	0.721	0.779	0.824	0.710	0.782	0.861
PAR	0.531	0.534	0.659	0.732	0.883	1.029	1.320	1.113	1.220	
PER	0.739	0.863	0.975	1.154	1.201	1.286	1.465	1.119	1.281	1.412
URU	0.922	0.880	0.989	1.232	1.335	1.310	1.514	1.221	1.449	1.710
VEN	0.088	0.060	0.052	0.046	0.045	0.045	0.045	0.045	0.023	0.023
X-USA	0.380	0.438	0.515	0.626	0.706	0.768	0.891	0.651	0.766	0.900

PROMEDIO CONO SUR S/VEN	0.606	0.648	0.709	0.819	0.879	0.939	1.060	0.913	1.049	
PROMEDIO CONO SUR C/VEN	0.554	0.589	0.643	0.742	0.796	0.850	0.959	0.826	0.946	
PRECIO MAS CARO REG.	0.922	0.880	0.989	1.232	1.335	1.310	1.514	1.221	1.449	
PRECIO MAS BARATO REG.	0.088	0.060	0.052	0.046	0.045	0.045	0.045	0.045	0.023	

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Gráfico 2.9.1.1. Precio de Venta al Público de la Gasolina Premium. En dólares corrientes por litro



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

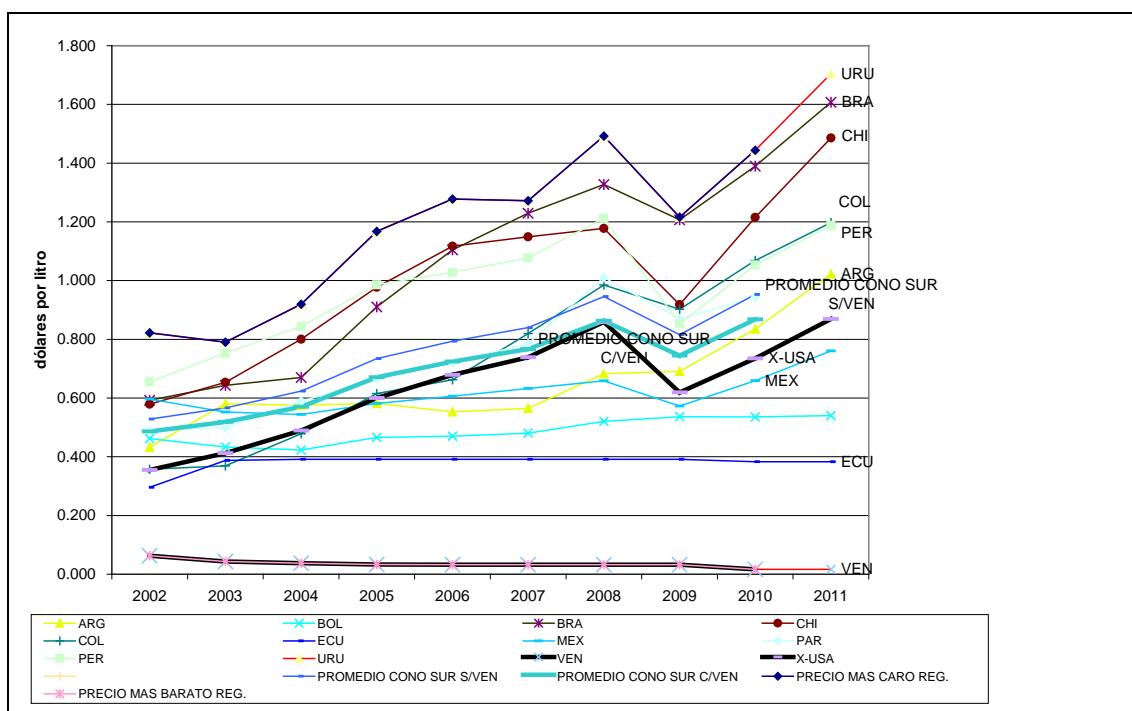
Cuadro 2.9.1.2. Precio de Venta al Público de la Gasolina Regular. En dólares corrientes por litro

PAIS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARG	0.433	0.580	0.576	0.582	0.553	0.565	0.682	0.691	0.835	1.023
BOL	0.462	0.433	0.423	0.465	0.470	0.481	0.520	0.536	0.536	0.540
BRA	0.592	0.643	0.670	0.910	1.105	1.229	1.327	1.207	1.390	1.607
CHI	0.579	0.653	0.800	0.977	1.117	1.149	1.177	0.918	1.215	1.485
COL	0.358	0.369	0.478	0.615	0.662	0.819	0.985	0.902	1.069	1.197
ECU	0.296	0.388	0.391	0.391	0.391	0.391	0.391	0.391	0.383	0.383
MEX	0.596	0.552	0.544	0.581	0.607	0.633	0.658	0.573	0.659	0.760
PAR	0.489	0.499	0.589	0.665	0.721	0.785	1.010	0.870	0.944	
PER	0.656	0.752	0.844	0.986	1.028	1.077	1.212	0.853	1.053	1.187
URU	0.822	0.790	0.919	1.167	1.278	1.272	1.492	1.216	1.444	1.705
VEN	0.063	0.044	0.037	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.017	0.016
X-USA	0.355	0.412	0.489	0.600	0.679	0.739	0.859	0.619	0.735	0.869

PROMEDIO CONO SUR S/VEN	0.528	0.566	0.623	0.734	0.793	0.840	0.946	0.816	0.953	
PROMEDIO CONO SUR C/VEN	0.486	0.519	0.570	0.670	0.724	0.767	0.863	0.745	0.868	
PRECIO MAS CARO REG.	0.822	0.790	0.919	1.167	1.278	1.272	1.492	1.216	1.444	
PRECIO MAS BARATO REG.	0.063	0.044	0.037	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.017	

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Gráfico 2.9.1.2. Precio de Venta al Público de la Gasolina Regular. En dólares corrientes por litro



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

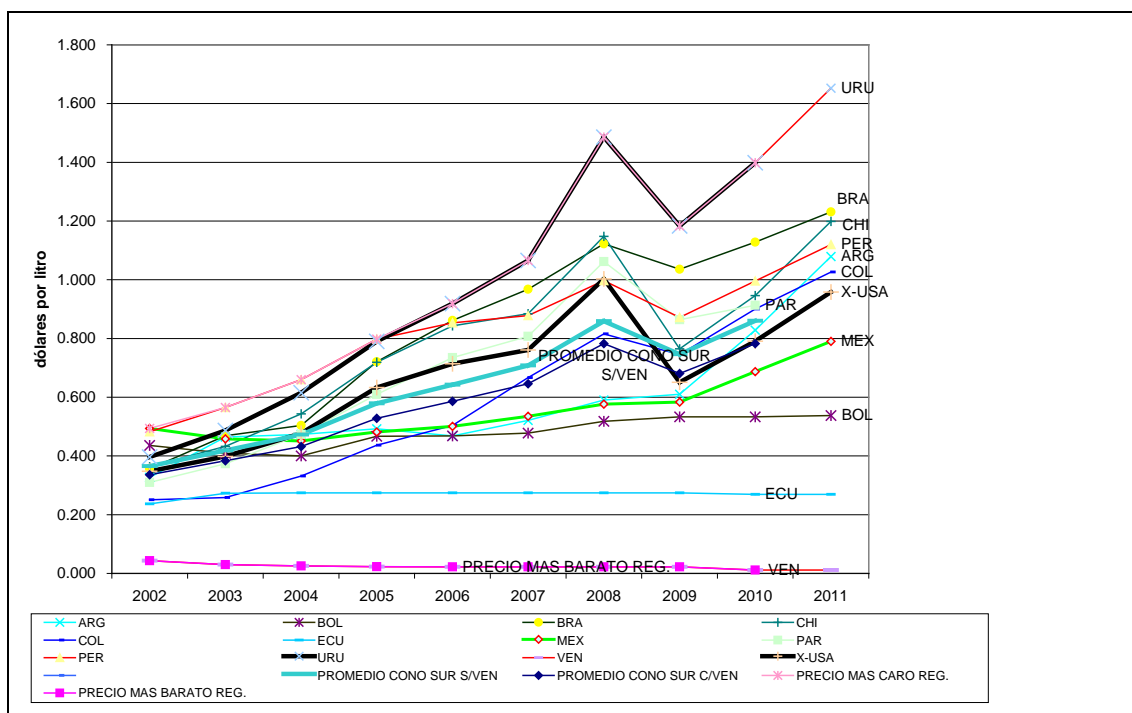
Cuadro 2.9.1.3. Precio de Venta al Público del Gas Oil o Diesel automotor. En dólares corrientes por litro

PAIS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARG	0.327	0.465	0.473	0.493	0.468	0.521	0.590	0.610	0.828	1.079
BOL	0.436	0.409	0.401	0.467	0.468	0.478	0.518	0.533	0.533	0.537
BRA	0.357	0.469	0.504	0.721	0.862	0.968	1.122	1.036	1.128	1.231
CHI	0.363	0.433	0.544	0.719	0.843	0.884	1.148	0.765	0.946	1.199
COL	0.251	0.259	0.331	0.437	0.504	0.667	0.816	0.745	0.900	1.026
ECU	0.237	0.273	0.274	0.274	0.274	0.274	0.274	0.274	0.269	0.269
MEX	0.494	0.458	0.451	0.482	0.500	0.535	0.576	0.583	0.687	0.791
PAR	0.310	0.374	0.473	0.610	0.735	0.808	1.062	0.864	0.913	
PER	0.482	0.565	0.660	0.798	0.853	0.878	0.997	0.872	0.996	1.120
URU	0.396	0.486	0.615	0.790	0.919	1.066	1.485	1.184	1.399	1.652
VEN	0.043	0.030	0.026	0.023	0.022	0.022	0.022	0.022	0.011	0.011
X-USA	0.348	0.398	0.477	0.633	0.714	0.761	1.003	0.651	0.791	0.958

PROMEDIO CONO SUR S/VEN	0.365	0.419	0.473	0.579	0.643	0.708	0.859	0.747	0.860	
PROMEDIO CONO SUR C/VEN	0.336	0.384	0.432	0.528	0.586	0.646	0.783	0.681	0.783	
PRECIO MAS CARO REG.	0.494	0.565	0.660	0.798	0.919	1.066	1.485	1.184	1.399	
PRECIO MAS BARATO REG.	0.043	0.030	0.026	0.023	0.022	0.022	0.022	0.022	0.011	

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Gráfico 2.9.1.3. Precio de Venta al Público del Gas Oil o Diesel automotor. En dólares corrientes por litro



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Del análisis de los datos presentados se deducen algunas conclusiones de interés:

- Venezuela, Bolivia y Ecuador presentaron entre 2002 y 2011 precios de venta al público muy inferiores a los precios de exportación de los Estados Unidos para todos sus derivados de petróleo.
- México y Argentina presentaron precios ligeramente superiores para las gasolinas e inferiores para el gas oil y fuel oil, aún cuando estas diferencias no fueron de un orden demasiado importante en ninguno de los dos sentidos.
- De los países productores y autoabastecidos o aún exportadores de crudo, sólo Brasil presenta precios finales muy superiores a los de aquel país de referencia, mientras que en el caso de Colombia el precio ha sido superior para las gasolinas e inferior para el gas oil y fuel oil.
- De los países importadores Paraguay presenta las menores diferencias frente a los precios de los EUA, mientras que Chile y Uruguay registró los mayores niveles, siendo los del último los más elevados (ver cuadro 2.9.1.4)

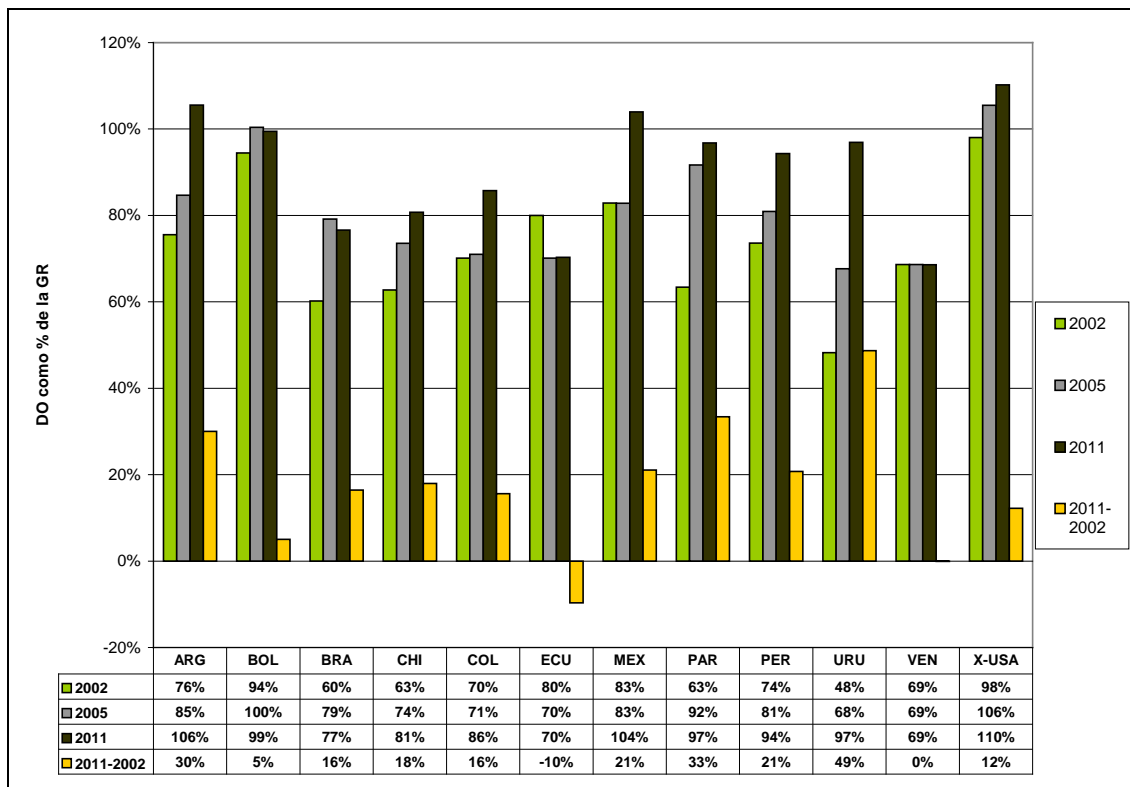
Cuadro 2.9.1.4. Diferencias promedio en el precio por litro respecto al precio de exportación de los EUA -en u\$/lt- promedio 2002-2011

País	Diferencias promedio en el precio por litro respecto al precio de exportación de los EUA- en u\$/lt- promedio 2002-2011			
	Gasolina Premium	Gasolina Regular	Gas Oil-Diesel Oil Transporte	Fuel Oil
URU	0.59	0.57	0.33	0.06
BRA		0.43	0.17	0.08
PER	0.49	0.33	0.15	0.07
CHI	0.37	0.37	0.11	0.06
X-USA	0.00	0.00	0.00	0.00
PAR	0.14	0.02	-0.06	sd
COL	0.29	0.11	-0.08	-0.06
ARG	0.06	0.02	-0.09	-0.06
MEX	0.06	-0.02	-0.12	-0.03
BOL	-0.03	-0.15	-0.20	0.00
ECU	-0.16	-0.26	-0.40	-0.18
VEN	-0.62	-0.60	-0.65	sd

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

- Las diferencias más marcadas en todos los casos se dan en los precios de las gasolinas y el gas oil, mientras que para el caso del Fuel Oil, estas diferencias son mínimas.
- La mayor parte de los países redujo la diferencia entre los precios finales del gas oil respecto al de la gasolina regular y también la premium, en acuse del déficit parcial de este combustible tal como se ha visto en el punto 2.8 (gráfico 2.9.1.4). Las excepciones han sido Ecuador y Venezuela, mientras que los que presentaron los mayores ajustes de estos precios relativos han sido Uruguay, Paraguay y Argentina.

Gráfico 2.9.1.4. Relación de precios del gas oil o diesel transporte respecto al precio final de la gasolina regular 2002-2005 y 2011. En porcentaje



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Sin embargo buena parte de estos resultados se deben no a la diferencia aplicada en los precios del Upstream petrolero-reflejados parcialmente en los valores ex-refinería antes analizados- sino a la política de impuestos y márgenes brutos.

2.9.2. Cargas impositivas a los principales derivados

Una característica de la política de precios aplicada en los países de la región que ha sido posible analizar, es que la mayor parte de ellos ha incrementado en el valor de la carga fiscal aplicada a los principales derivados en porcentajes importantes entre 2002 y 2011, capturando así parte de la mayor renta generada por el sector hidrocarburos tras el incremento en los precios internacionales. La excepción a tal regla ha sido México y Venezuela, es decir los principales exportadores regionales.

Cuadro 2.9.2.1. Porcentaje de incremento en la carga impositiva a los principales derivados

País	Gasolina premium	Gasolina Regular	Gas Oil-Diesel Oil Transporte
URU	57%	80%	234%
PAR	105%	22%	193%
ARG	97%	99%	177%
CHI	106%	105%	165%
COL	180%	148%	153%
BRA		121%	100%
BOL	-7%	10%	61%
PER	19%	11%	33%
X-USA	28%	28%	16%
ECU	37%	29%	14%
VEN	-73%	-79%	-82%
MEX	-117%	-123%	-125%

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

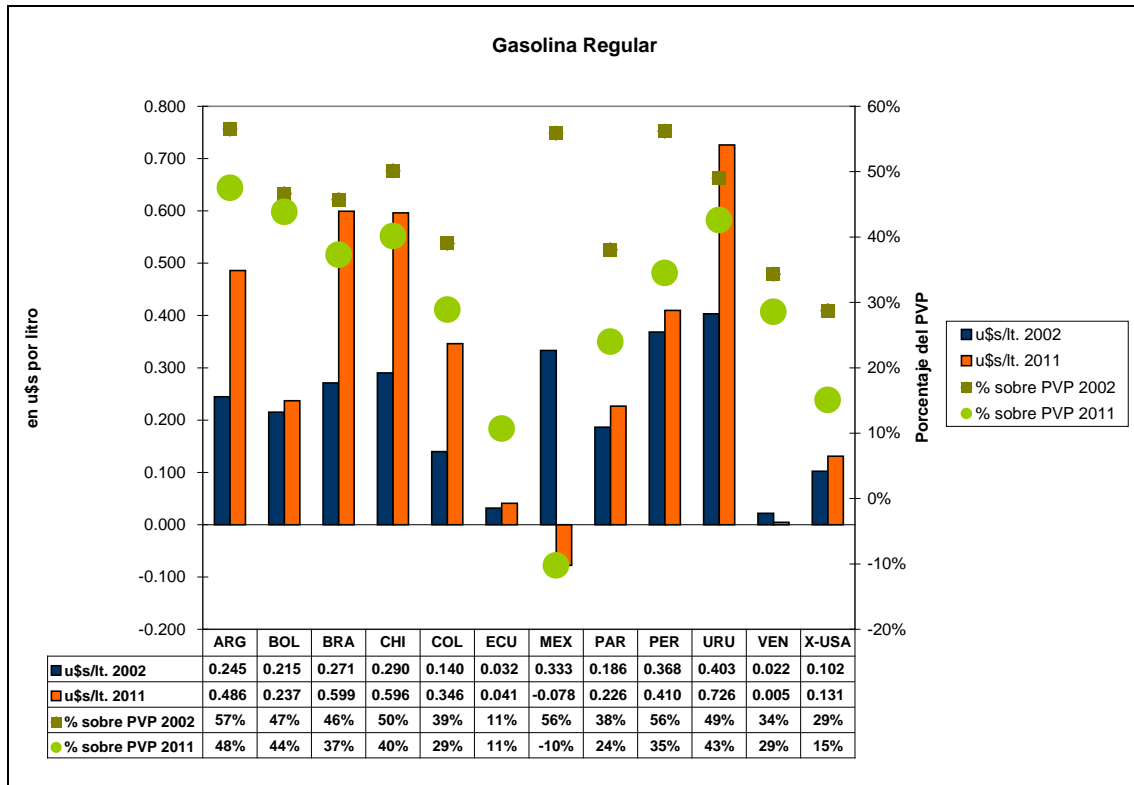
El incremento de tales cargas ha sido máximo en el caso de Colombia, Uruguay, Argentina, Chile y Brasil y mínimo en Bolivia, Perú y Ecuador.

Como se dijo, en el caso de Venezuela y México el valor de los impuestos se redujo considerablemente, mientras que en términos comparativos los incrementos en los EUA fueron moderados.

Del mismo modo la heterogeneidad de criterios aplicados a los distintos derivados ha sido grande. Uruguay, Argentina, Chile y Paraguay han cargado más sobre el gas oil que sobre las gasolinas, mientras que Brasil y Colombia lo han hecho a la inversa, es decir más incremento en el valor de la carga absoluta sobre el precio de las gasolinas.

Las diversas modalidades aplicadas no han sido sin embargo incompatibles con una reducción simultánea del porcentaje que ha representado el valor impositivo sobre el precio final.

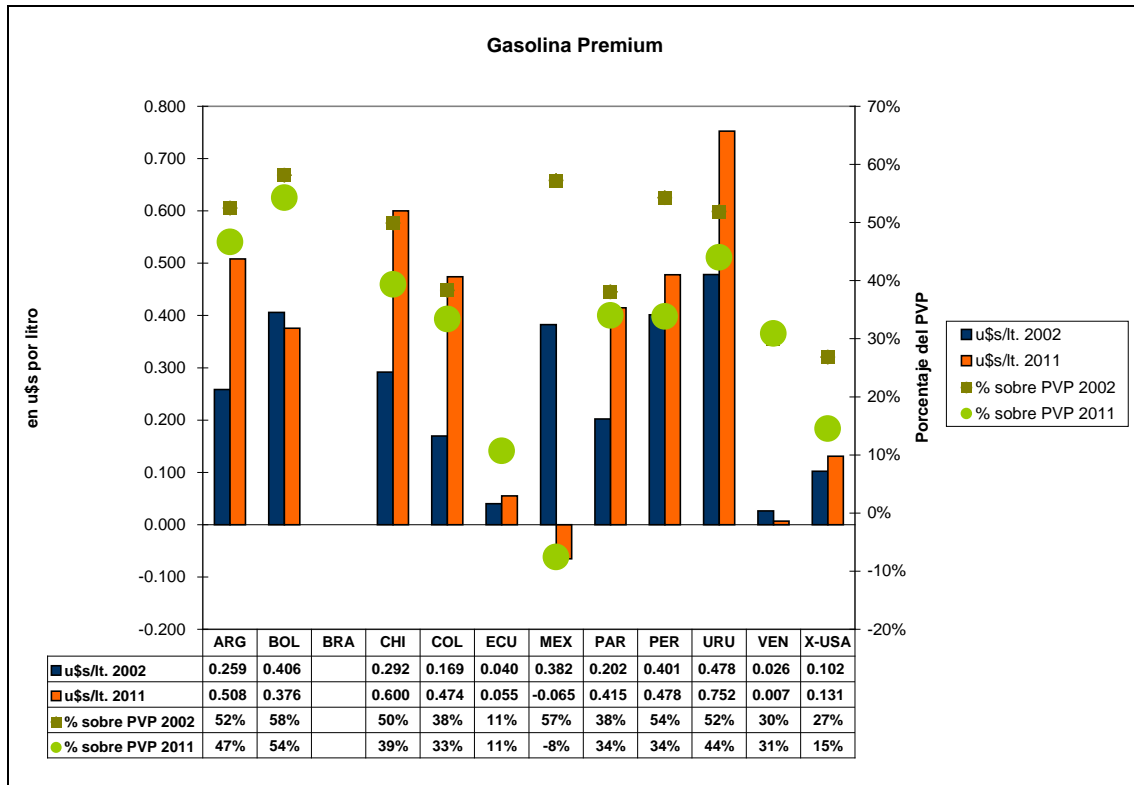
Gráfico 2.9.2.1. Incremento en el valor absoluto del impuesto a la gasolina regular y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Como se puede ver en la Gráfica 2.9.2.1, la mayor parte de los países redujo la alícuota sobre la gasolina regular en términos porcentuales y, posiblemente, como forma de procurar amortiguar parcialmente el impacto de los mayores precios internacionales, sin que la transferencia al consumidor llegara a ser una política de subsidios. Los casos más claros son el de Brasil, Colombia, Argentina, Uruguay y Chile, lo que revela una independencia de estas políticas respecto al hecho de ser productor o importador. Ciertamente parte de estos resultados reflejan también procesos de apreciación de las monedas locales aunque no es posible realizar una comparación estricta a nivel de alguna referencia de paridad de equilibrio para corregir este efecto bajo un criterio homogéneo, en parte debido a la posible manipulación de las tasas de inflación. En el caso de México se pasa hacia una definida política de subsidios y en el caso de Venezuela el impuesto es cargado sobre un valor ex-refinería ya subsidiado. La política de reducir el porcentaje sobre el PVP de la gasolina sin que disminuya el valor como ingreso fiscal también parece haber sido una política explícita en los EUA.

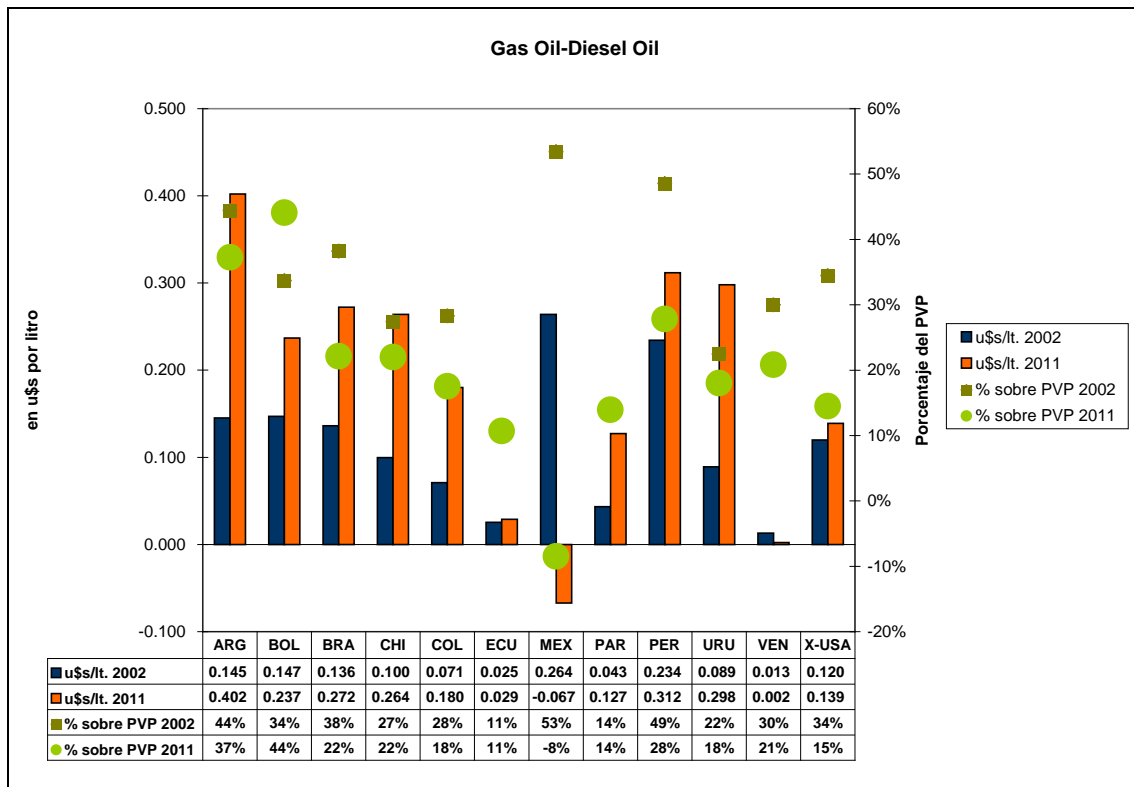
Gráfico 2.9.2.2. Incremento en el valor absoluto del impuesto a la gasolina premium y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

La misma tendencia observada para la gasolina regular pareciera haberse aplicado respecto a la gasolina premium y el Gas Oil (Gráficos 2.9.2.2 y 2.9.2.3), aunque de distintos modos según los países y en concordancia con el objetivo de reducir la diferencia de precios relativos entre este último combustible y las gasolinas (caso de Argentina y Uruguay).

Gráfico 2.9.2.3. Incremento en el valor absoluto del impuesto al gas oil y porcentaje sobre el PVP. En u\$s por litro y como porcentaje del PVP 2002 y 2011 comparados



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Una cuestión interesante resulta también del análisis de la variación del margen bruto de refinación en los distintos países.

2.9.3. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados

El cuadro 2.9.3.1 presenta los valores estimados del margen bruto de refinación de los principales derivados, expresados en dólares corrientes por barril.

Como se puede observar la región presenta una gran diversidad de valores para sus distintos productos.

En el caso de Brasil, Colombia y Argentina -entre los países productores y exportadores- se registran los mayores márgenes para cada derivado. Estos márgenes son también muy altos para los casos de Uruguay, Paraguay, Perú y Chile, todos importadores de petróleo y/o de derivados.

México, Bolivia y Ecuador presentan, por el contrario, menores márgenes relativos y absolutos.

En todos los casos, excepto en Venezuela, los márgenes de 2011 resultan superiores a los de 2002 en valores monetarios de gran significación, aún cuando lo

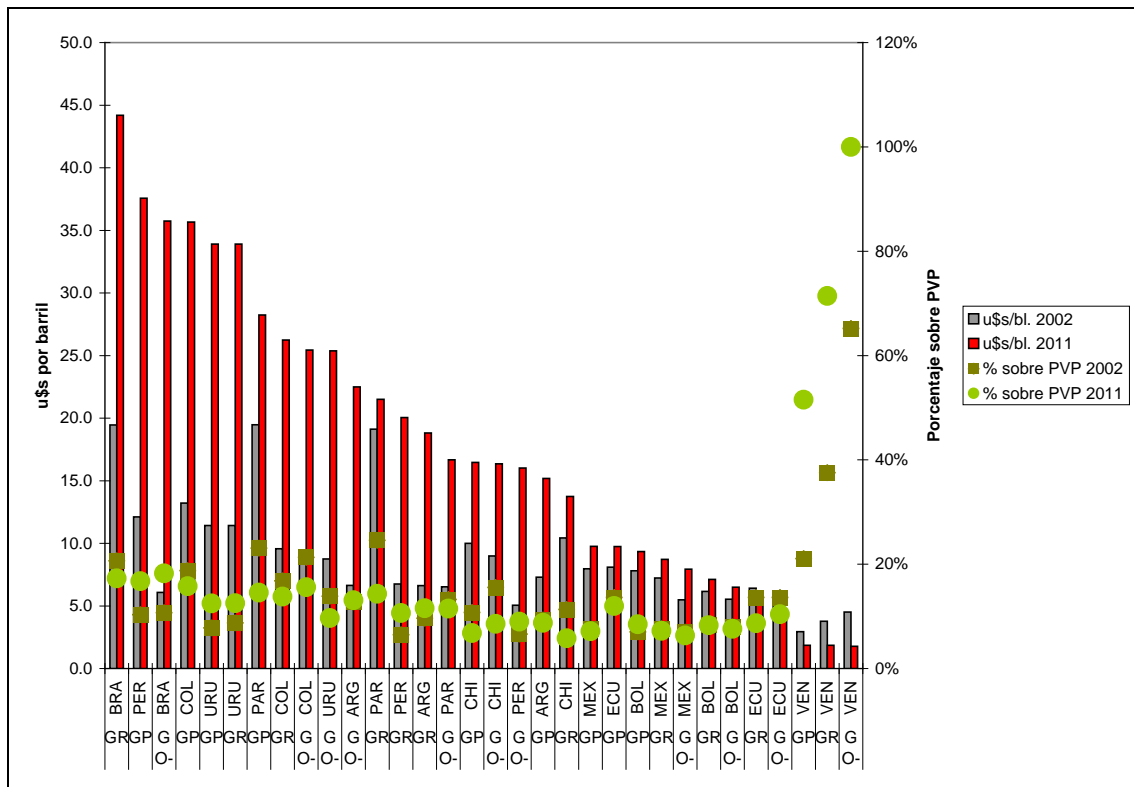
que representaba dicho margen en 2002 respecto a 2011 como proporción del precio final o PVP no presenta una pauta uniforme entre países.

Cuadro 2.9.3.1. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados. En dólares corrientes por barril

Gasolina Premium				
País	u\$/bl. 2002	u\$/bl. 2011	% sobre PVP 2002	% sobre PVP 2011
ARG	7.3	15.2	9%	9%
BOL	7.8	9.3	7%	8%
BRA	0.0	0.0		
CHI	10.0	16.5	11%	7%
COL	13.2	35.7	19%	16%
ECU	8.1	9.8	14%	12%
MEX	8.0	9.8	8%	7%
PAR	19.5	28.2	23%	15%
PER	12.1	37.6	10%	17%
URU	11.4	33.9	8%	12%
VEN	2.9	1.9	21%	52%
Gasolina Regular				
ARG	6.6	18.8	10%	12%
BOL	6.2	7.1	8%	8%
BRA	19.5	44.2	21%	17%
CHI	10.4	13.7	11%	6%
COL	9.6	26.2	17%	14%
ECU	6.4	5.3	14%	9%
MEX	7.2	8.7	8%	7%
PAR	19.1	21.5	25%	14%
PER	6.8	20.0	6%	11%
URU	11.4	33.9	9%	13%
VEN	3.8	1.9	38%	71%
Diesel Oil				
ARG	6.6	22.5	13%	13%
BOL	5.5	6.5	8%	8%
BRA	6.1	35.7	11%	18%
CHI	9.0	16.3	16%	9%
COL	8.5	25.4	21%	16%
ECU	5.1	4.5	14%	10%
MEX	5.5	7.9	7%	6%
PAR	6.5	16.7	13%	11%
PER	5.1	16.0	7%	9%
URU	8.7	25.4	14%	10%
VEN	4.5	1.8	65%	100%

Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Gráfico 2.9.3.1. Margen Bruto de Refinación de los principales derivados. En dólares corrientes por barril



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

El Gráfico 2.9.3.1 presenta un ordenamiento de los valores absolutos del margen bruto de refinación por cada derivado principal en 2002 y 2011 y la participación de dicho margen en 2002 y 2011 sobre el PVP o precio al público. Nótese que para la mayor parte de los países, el porcentaje del margen bruto en 2011 representó una proporción mayor aún a la registrada en 2002 a pesar del incremento en los precios del crudo, aunque no se trata de una pauta general ni registrada sobre todos los combustibles.

Los valores son en general muy elevados si se consideran los reportados en publicaciones como el Oil Market Report (AIE, varios números).

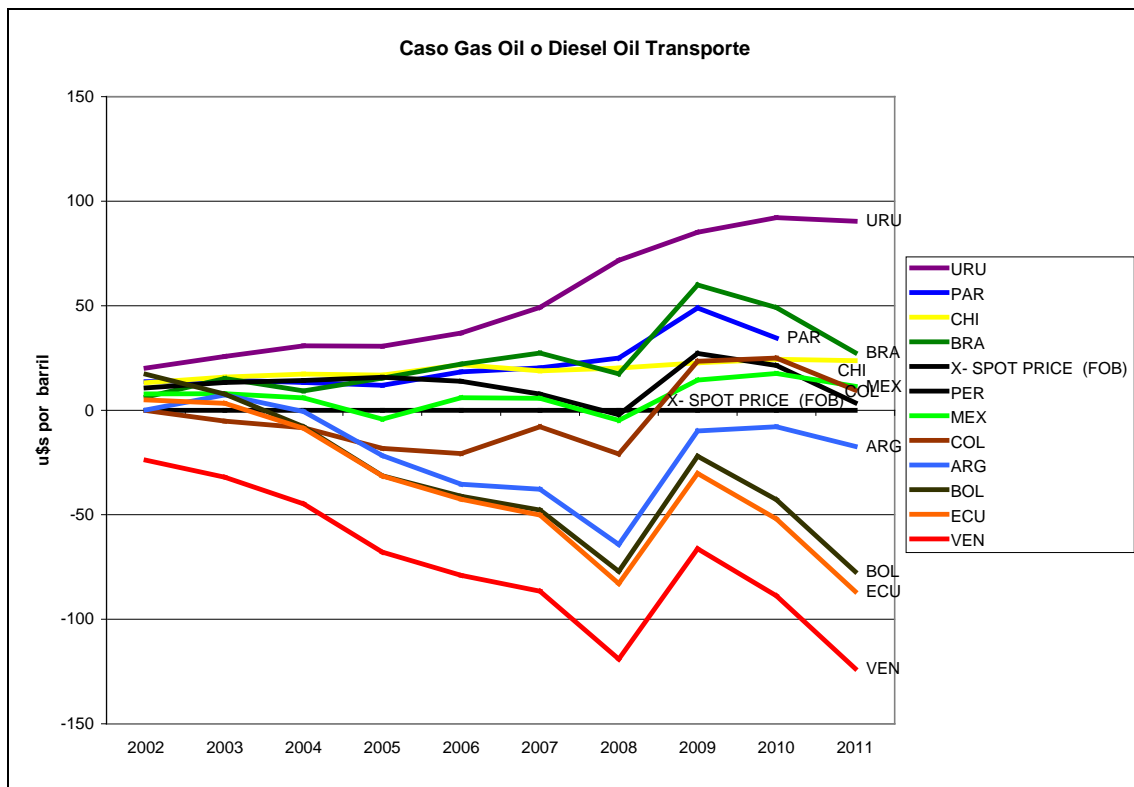
A partir de este análisis cabe preguntarse entonces en qué medida las conclusiones respecto a las políticas de precios detectadas a nivel de precios ex-refinería continúan siendo válidas cuando se agregan los datos de dichos precios y los márgenes brutos y se realiza una comparación con los precios internacionales, ejercicio que es válido aplicado para los países que poseen empresas integradas en Upstream y Refinación.

2.9.4. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación de los principales derivados y comparación con precios internacionales

Se realiza un ejercicio tentativo a partir de considerar la suma de los valores del margen bruto y precio ex-refinería para la gasolina regular y diesel oil, llevados a dólares corrientes por barril y comparados con el precio ex-refinería de EUA sumado un margen bruto de u\$s 5 por barril.

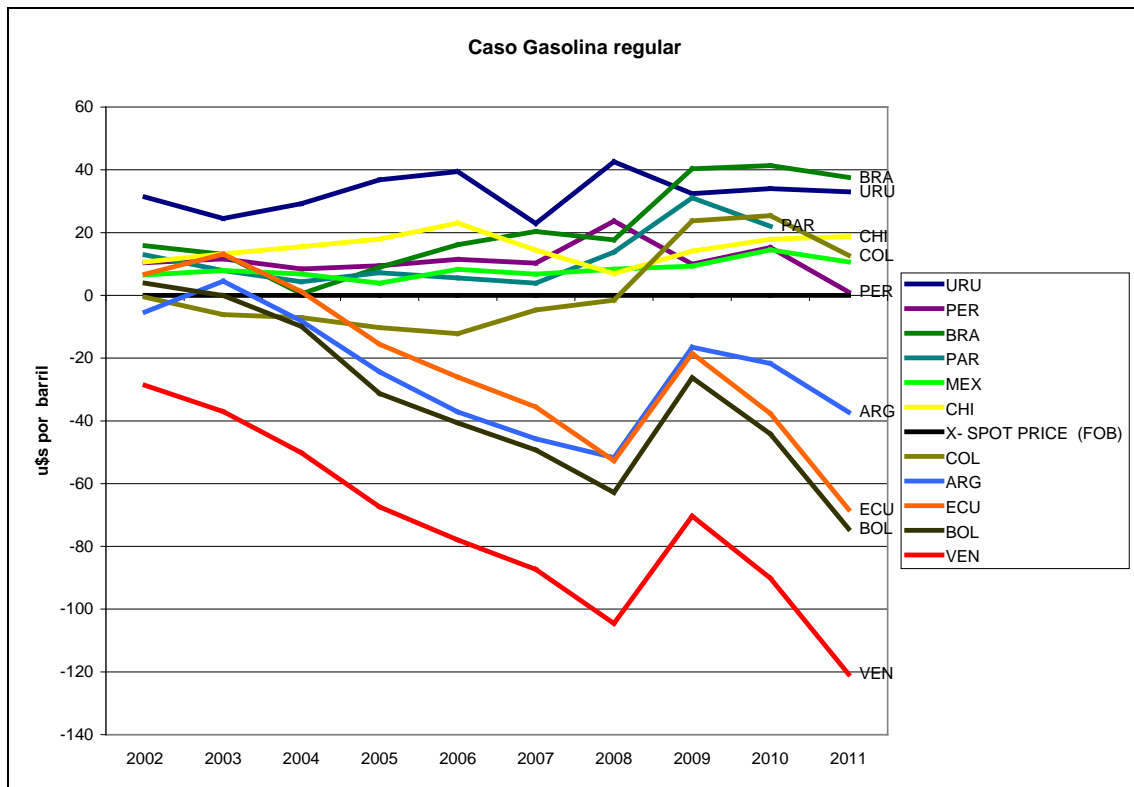
A partir de este ejercicio la imagen no se altera demasiado respecto a la obtenida en el punto 2.4 (gráfico 2.4.2), aún cuando se puede observar que para Argentina se produce un acelerado proceso de convergencia para el caso del diesel oil.

Gráfico 2.9.4.1. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación caso gas oil: estimación de la diferencia con el precio en los EUA 2002-2011. En dólares corrientes por barril



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

Gráfico 2.9.4.2. Precio ex-refinería más margen bruto de refinación caso gasolina regular: estimación de la diferencia con el precio en los EUA 2002-2011. En dólares corrientes por barril



Fuente: CEPAL, archivo de trabajo, precio de los combustibles.xls.

En consecuencia se puede afirmar que Brasil, Colombia y México entre los productores exportadores, han continuado con una política de precios alineada con los precios de referencia del mercado internacional, destacándose Brasil por estar por encima de dichos precios holgadamente, mientras que Ecuador, Bolivia y Venezuela se han desacoplado cada vez más de los precios internacionales en sus respectivos mercados internos. La Argentina pasó en cambio de un notable desacople hasta 2008 para ir convergiendo, aunque sólo en algunos combustibles y aún por debajo de la paridad para el conjunto de actores de la cadena petrolera.

Aunque es inevitable la tentación de realizar algunas aproximaciones simplistas que pasan por aspectos políticos generales que explicarían los casos de Venezuela, Bolivia Ecuador y Argentina con respecto a los cambios en sus políticas petroleras- por ejemplo el hecho de haber realizado aperturas y reformas de sus marcos institucionales que revirtieron en baja captura de renta y políticas de monetización de reservas con subsecuentes reacciones y cambios de las reglas de juego en un espacio mundial políticamente más abierto durante 2003-2010- cada caso es demasiado diferente como para enfatizar sólo esta similitud (Informe II).

Por otra parte en el caso de México la política de alineación con los precios internacionales en el mercado interno no significó tampoco una reversión de los resultados en términos de expansión de la oferta en el upstream y en el downstream.

Del mismo modo, aunque existan similitudes en los casos de Brasil y Colombia respecto a ciertos rasgos básicos de sus políticas petroleras, ellos no bastan para extraer un conjunto coherente de recetas de política ni, aunque existieran, puede inferirse produzcan idénticos resultados. Si bien en ambos casos los puntos de partida actuales resultan más atractivos para la inversión de riesgo y la ampliación de la infraestructura en el downstream, no puede dejar de ser destacado el papel desempeñado en ambos casos por sus empresas estatales fortalecidas tanto por los marcos institucionales y regulatorios, como por las extraordinarias circunstancias que atravesó el mercado petrolero mundial en términos de oportunidades de captura de rentas extraordinarias.



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO III- Energía Eléctrica

15 de diciembre de 2011

INDICE

	Pág.
3. ANÁLISIS DE LA CADENA ELÉCTRICA.....	156
3.1. Introducción.....	156
3.1. El sector eléctrico de LAC, una mirada abreviada.....	156
3.1.1. La demanda	156
3.1.2. La oferta	178
3.1.2.1. La Potencia Instalada	187
3.1.2.2. La Generación Eléctrica	198
3.1.2.3. Autoabastecimiento de combustibles	215
3.1.2.4. Generación vs Potencia, Factor de utilización	220
3.1.2.5. Margen de Reserva	230
3.1.2.6. Eficiencia en generación.....	239
3.1.2.7. Emisiones de CO ₂	244
3.1.2.8. Comercio Internacional de EE	248
3.1.2.9. Pérdidas del BEN	254
3.1.2.10. Pérdidas y Calidad de Servicio. Indicadores Proyecto CIER 06	255
3.1.2.11. Autoproducción	263
3.1.2.12. Las redes de transmisión.....	272
3.2. Resumen y Principales Conclusiones.....	275
ANEXO LISTADO DE TABLAS DE INDICADORES ELABORADAS PARA EL ESTUDIO .	287

INDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 3.1.1.1. Demanda de Electricidad ALyC (TWh y %)	159
Gráfico 3.1.1.2. Demanda de Electricidad LAC (GWh).....	159
Gráfico 3.1.1.3. Intensidad Eléctrica industrial (kWh/mil US\$05).....	160
Gráfico 3.1.1.4. Estructura de la Demanda de Electricidad	162
Gráfico 3.1.1.5. Índices de Electrificación en América Central	163
Gráfico 3.1.1.6. Demanda de Electricidad de Grenada	167
Gráfico 3.1.1.7. Demanda de Electricidad de Bolivia.....	168
Gráfico 3.1.1.9. Demanda de Electricidad de México	170
Gráfico 3.1.1.10. Demanda de Electricidad de Perú.....	171
Gráfico 3.1.1.11. Demanda de Electricidad de Venezuela	171
Gráfico 3.1.1.12. Demanda de Electricidad de Brasil	172
Gráfico 3.1.1.13. Variación total de la demanda de energía eléctrica según sectores, regiones y períodos.....	173
Gráfico 3.1.1.14. Variación total de la demanda de energía eléctrica según sectores, regiones y períodos.....	174
Gráfico 3.1.1.14. Variación total de la demanda de energía eléctrica según sectores, regiones y períodos.....	174
Gráfico 3.1.1.15. Evolución del factor de carga de algunos países de la Región (%)	177
Gráfico 3.1.1.16. Evolución del factor de carga de los mayores países de la Región (%).....	178
Gráfico 3.1.2.1. Estructura de la Potencia Instalada en el total de ALyC.	179
Gráfico 3.1.2.2. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales-servicio Público	180
Gráfico 3.1.2.3. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales-servicio Público	180
Gráfico 3.1.2.4. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales-Autoproducción	181
Gráfico 3.1.2.5. Evolución de la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 Servicio Público y Autoproducción	182
Gráfico 3.1.2.1.1. Potencia Instalada LAyC.....	189
Gráfico 3.1.2.1.2. Evolución de los ingresos de potencia instalada en LA y C	190
Gráfico 3.1.2.1.3. Potencia Instalada en Brasil.....	191
Gráfico 3.1.2.1.4. Evolución de la potencia instalada a nivel de subregión y por tecnología.....	192
Gráfico 3.1.2.1.5. Potencia Instalada Centroamérica	193
Gráfico 3.1.2.1.6. Potencia Instalada en México	194
Gráfico 3.1.2.1.7. Potencia Instalada Honduras	194
Gráfico 3.1.2.1.8. Evolución de la Potencia Instalada Nuclear (MW)	197
Gráfico 3.1.2.1.9. Incrementos en la Potencia Instalada por tipo de Tecnología y Sub-Región	198
Gráfico 3.1.2.2.1. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C (GWh)	199
Gráfico 3.1.2.2.2. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C por subregiones	199
Gráfico 3.1.2.2.3. Evolución de la Generación Eléctrica en la subregión Andina y Área del Sur.	200
Gráfico 3.1.2.2.4. Evolución de la generación Eléctrica México Servicio Público y Autoproducción	202
Gráfico 3.1.2.2.5. Generación eléctrica Subregión Caribe	202
Gráfico 3.1.2.2.6. Incrementos en la energía generada por centrales de servicio público entre 1990 y 2009. En TWh	203
Gráfico 3.1.2.2.7. Porcentaje de la generación hidroeléctrica en Chile	205
Gráfico 3.1.2.2.8. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y %)	206
Gráfico 3.1.2.2.9. Consumo de energía para generar electricidad en kTep: incrementos entre 1990 y 2002 y 2002-2009	206
Gráfico 3.1.2.2.10. Panamá Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y %).....	208
Gráfico 3.1.2.2.11. Mesoamérica y México: consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad.....	209
Gráfico 3.1.2.2.12. Área del Sur y el caso de Brasil: consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad	210
Gráfico 3.1.2.2.13. Colombia. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (%).....	212
Gráfico 3.1.2.2.14. Chile. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep).....	214
Gráfico 3.1.2.2.15. República Dominicana. Consumo de energía para generar electricidad	214
Gráfico 3.1.2.3.2. Costa Rica. Efecto sobre el Sector Externo de las importaciones de combustibles.....	217
Gráfico 3.1.2.3.3. Argentina. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad	219
Gráfico 3.1.2.4.1. Índices de crecimiento de la evolución de la potencia instalada y generación en LAC 1990=100 (%).....	220
Gráfico 3.1.2.4.2. Tasas de crecimiento de la evolución de la potencia instalada.....	221
Gráfico 3.1.2.4.3. Evolución del Factor de Utilización LAC (%).....	222

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

Gráfico 3.1.2.4.4. Evolución de los factores de utilización (%)	224
Gráfico 3.1.2.4.5. Tasas de crecimiento de la evolución de la potencia instalada.....	225
Gráfico 3.1.2.4.6. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Jamaica, Trinidad y Tobago, Grenada y Venezuela	226
Gráfico 3.1.2.4.7. Evolución del Factor de Utilización Medio caso Venezuela discriminado según Hidro y Térmico	226
Gráfico 3.1.2.4.8. Evolución del Factor de Utilización Medio caso Venezuela Sólo Térmico	227
Gráfico 3.1.2.4.9. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Chile y Colombia	228
Gráfico 3.1.2.4.10. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Chile y Colombia según centrales Hidro y Térmicas	228
Gráfico 3.1.2.5.1. Evolución de margen de reserva (%).....	233
Gráfico 3.1.2.5.2. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas	234
Gráfico 3.1.2.5.3. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas en Bolivia.....	237
Gráfico 3.1.2.5.4. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas en Brasil	238
Gráfico 3.1.2.5.5. América Central. Capacidad instalada y demanda máxima.....	238
Gráfico 3.1.2.5.6. Margen de reserva total (ideal), suponiendo la interconexión total y la simultaneidad de las cargas máximas para el total de los países analizados por CIER	239
Gráfico 3.1.2.6.1. Consumos de energía para generar y Eficiencia	240
Gráfico 3.1.2.6.2. Diferencias en la eficiencia media y térmica entre los valores de 1990 y 2009 por países, subregiones y región	243
Gráfico 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de SP y emisiones totales de CO2 atribuibles a generación eléctrica	248
Gráfico 3.1.2.10.1. Pérdidas Totales por empresa (%).....	256
Gráfico 3.1.2.10.2. Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) CIER, total de incidencias	257
Gráfico 3.1.2.10.3. Evolución de la Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) CIER	257
Gráfico 3.1.2.10.4. ICE-Costa Rica. Frecuencia promedio interrupciones	258
Gráfico 3.1.2.10.5. Tiempo total de interrupción por cliente (Tc) total de incidencias.....	258
Gráfico 3.1.2.10.6. Evolución del Tiempo total de interrupción por cliente (Tc). Media CIER	259
Gráfico 3.1.2.10.7. ICE-Costa Rica. Duración promedio interrupciones.....	260
Gráfico 3.1.2.10.8. Duración Media De Las Interrupciones	260
Gráfico 3.1.2.10.9. Evolución de la Duración Media de Las Interrupciones - Cliente (Dc). Media CIER	261
Gráfico 3.1.2.10.10. Índice de satisfacción con calidad percibida ISCAL - Año 2006.....	262
Gráfico 3.1.2.10.11. Evolución Histórica del ISCAL y Benchmark 2010.....	262
Gráfico 3.1.2.11.1. Países CIER. Participación de la Autoproducción en el total de la oferta eléctrica	264
Gráfico 3.1.2.11.2. Potencia Instalada SP y AP: evolución 1990-2009 en MW	265
Gráfico 3.1.2.11.3. Potencia Instalada LAC en autoproducción (MW).....	266
Gráfico 3.1.2.11.4. Potencia Instalada México en autoproducción (MW)	266
Gráfico 3.1.2.11.5. Brasil: generación por tipo de centrales	270
Gráfico 3.1.2.11.6. Estimación del Factor Medio de Utilización de la capacidad instalada en Autoproducción	271
Gráfico 3.1.2.11.7. Estructura del Consumo de Energía para la Generación de Autoproducción (kTep y %).....	272
Gráfico 3.1.2.12.1. América del Sur. Longitud equivalente media de Línea de Transmisión (km).....	273
Gráfico 3.1.2.12.2-.....	274
Gráfico 3.1.2.12.3. Evolución del Índice de Densidad km línea equivalente/superficie país	275

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 3.1.1.1. Evolución de la demanda (Consumo) de electricidad en ALyC (GWh).....	158
Cuadro 3.1.1.2. Evolución de indicadores de niveles de electrificación	164
Cuadro 3.1.1.3. Evolución del Consumo eléctrico por habitante en LAYC	166
Cuadro 3.1.1.4. Evolución de las demandas Máximas de Potencia (MW)	175
Cuadro 3.1.1.5. Evolución de las Demandas máximas de Potencia (MW) según SIEE OLADE.....	176
Cuadro 3.1.1.6. Evolución de las Demandas máximas de Potencia y de Energía	177
Cuadro 3.1.2.1. Potencial de recursos hidroeléctricos (en potencia y energía) y su utilización	183
Cuadro 3.1.2.2. Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo	184
Cuadro 3.1.2.3. Potencial Eólico en algunos de los países de ALyC	185
Cuadro 3.1.2.4. Potenciales geotérmicos en potencia y energía y su grado de utilización	186
Cuadro 3.1.2.1.1. Potencia instalada de Servicio Público	187
Cuadro 3.1.2.1.2. Estructura de participación en la Potencia Instalada por subregiones (%)	188
Cuadro 3.1.2.1.3. Evolución de la participación de la potencia hidroeléctrica en el total instalado (%).....	195
Cuadro 3.1.2.1.4. Evolución de la participación de la potencia térmica en el total instalado (%)	196
Cuadro 3.1.2.2.1. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C.....	201
Cuadro 3.1.2.2.2. Estructura de Generación SP. Generación hidroeléctrica calculada a partir del consumo de hidroenergía con 85% de eficiencia sobre generación total	204
Cuadro 3.1.2.2.3. Participación del Petróleo y Derivados	207
Cuadro 3.1.2.3.1. Dependencia en Petróleo + Gas Oil + Fuel Oil (% sobre generación EE)	216
Cuadro 3.1.2.4.1. Factor de utilización del TOTAL de las centrales SP	223
Cuadro 3.1.2.4.2. Tasas ordenadas según diferencias entre el crecimiento de la potencia y la generación por países y subregiones en LA y C.....	229
Cuadro 3.1.2.5.1. argen de reserva (*).....	231
Cuadro 3.1.2.6.1. Eficiencia en generación total (kcal térmicas / kWh Totales).....	241
Cuadro 3.1.2.6.2. Eficiencia en generación térmica - ESTIMADA (kcal térmicas / kWh térmicos).....	242
Cuadro 3.1.2.7.1. Emisiones (*) Específica de CO2 / kWh generado.....	245
Cuadro 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de SP.....	246
Cuadro 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de Autoproducción	247
Cuadro 3.1.2.8.1. Porcentajes de avance de las obras del SIEPAC	249
Cuadro 3.1.2.8.2. Total importaciones y Exportaciones (GWh).....	252
Cuadro 3.1.2.8.3. Evolución de las Importaciones / Demanda (%) Evolución de las Exportaciones / Demanda (%)	253
Cuadro 3.1.2.9. Evolución del porcentaje de pérdidas (%).....	254
Cuadro 3.1.2.11.1. Potencia instalada Autoproducción (MW)	267
Cuadro 3.1.2.11.2. Generación de Autoproducción (GWh)	268
Cuadro 3.1.2.11.3. Autoproducción / Demanda total (%)	269
Cuadro 3.2.1. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la demanda	280
Cuadro 3.2.2. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la oferta....	285
Cuadro 3.2.2. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la oferta (II).....	286

3. ANÁLISIS DE LA CADENA ELÉCTRICA

3.1. Introducción

En este Capítulo se realiza un análisis de la evolución reciente (1990 – 2009) de la demanda y oferta del sector eléctrico de LAC.

Se han utilizado como fuentes de información el SIEE de OLADE: Balances e información física de instalaciones energéticas; y numerosas publicaciones de CIER. También se ha recurrido a información de los países proveniente de diferentes fuentes como son los organismos oficiales, empresas y otras fuentes.

Se requirió un esfuerzo importante para otorgar consistencia a la diversa información consultada. Sin embargo la información de base fue la proveniente de OLADE, dado que la misma se encontraba encuadrada en los datos provenientes de los balances energéticos de cada país.

Si bien se analizó la evolución sectorial desde 1990 hasta el 2009, donde fue posible, se incorporaron comentarios de la actualidad de los sistemas nacionales.

Se profundizó en el análisis del Servicio Público, y en menor medida, debido a la escasa información disponible, en la Autoproducción de Electricidad.

Se han elaborado así numerosos indicadores que permitieron cumplir con los objetivos propuestos, y cuyo listado se haya en el Anexo y presentados en un *archivo excell (tablas Indicadores EE.xls)*. También se elaboró una base de datos anual (1990-2009), que permitió nutrir los indicadores mencionados. La misma se encuentra en *el archivo excell (Base de datos EE.xls)*.

Finalmente se presentan Resumen y Conclusiones de los análisis realizados, y unos cuadros cualitativos que sintetizan la evolución reciente de la demanda y la oferta a nivel Regional, Subregional, y de Países.

3.1. El sector eléctrico de LAC, una mirada abreviada

3.1.1. La demanda

El consumo de electricidad por regiones del mundo indica, una elevada concentración en torno a los países desarrollados. Más del 57% de dicho consumo en el año 2007 se debió a los países de la OECD y el porcentaje representado por ellos cuando se agrega el consumo de las tres principales economías emergentes (China, India y Rusia) llegaba al 80%. En cambio ALyC, con más de 1033 TWh, representaba el 5% del total mundial, correspondiendo a Brasil, el 40% de ese consumo. En el año 2010, y según el Operador Nacional del Sistema, Brasil ascendió su participación al 46% del consumo regional.

En cuanto a la evolución de la demanda regional de ALyC, se observa que en el período 1990-2000 la tasa de crecimiento fue del 4.6 % a.a., y si se analiza el período 2003-2007, que según se ha propuesto (Tema 1), ha sido un lapso

representativo de la evolución más dinámica de la economía y de la energía en la Región, se observa una tasa que asciende al 4.8 % a.a.

El crecimiento de la demanda eléctrica en LAC, ha estado fuertemente influenciado por el ritmo económico y político de cada país. A modo de ejemplo la reducción de la demanda en Argentina ocurrida en 2002 se debe a los efectos sobre la economía del país que produjo la crisis económica de fines de 2001²⁷.

A nivel subregional, se observa que el Área del Sur (con 607 TWh en 2009), representa alrededor del 56% del total del consumo de la Región, y que ha crecido su participación con una tasa del 4.9 y 5.2% a.a., ambas superiores a la media regional para los períodos 1990-2000 y 2003-2007 respectivamente. Brasil, ha evolucionado con tasas inferiores a la subregión, disminuyendo su participación en un 7% (desde 1990), aunque en 2009 daba cuenta todavía del 70% de esta subregión.

Con respecto a las otras subregiones, se observa que Mesoamérica (con más de 207 TWh en 2009), creció en el primer período al 5.4 %a.a., pasando a representar el 23% de la Región en 2000, pero luego creció a tasas más bajas (3.1%a.a.) en un todo acorde con su evolución económica tras la reconfiguración espacial del consumo, el comercio y la producción descrita en el Informe I. Así México, con más de 193 TWh consumidos en 2009, ha representado más del 85% de la demanda de la subregión.

Por su parte la demanda de la subregión Andina (con casi 195 TWh en 2009, y más del 18% del consumo de LAC), ha evolucionado con tasas superiores a la región, creciendo con el 4.8% a.a. y el 7 % a.a., para los períodos 1990-2000 y 2003-2007, respectivamente. Todo ello asociado estrechamente a la evolución de la demanda de Venezuela, que con un mercado de casi 100 TWh en 2009, ha pasado a representar aproximadamente el 50% de la demanda subregional. Sin embargo el mayor dinamismo se ha registrado en Bolivia, Perú y Ecuador con tasas medias interanuales superiores o próximas al 6% a.a. entre 2000 y 2009.

El Cuadro y Gráfico siguientes ilustran sobre los valores y evoluciones mencionadas.

²⁷ CIER, Informe Situación Energética Regional Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región Edición 2007.

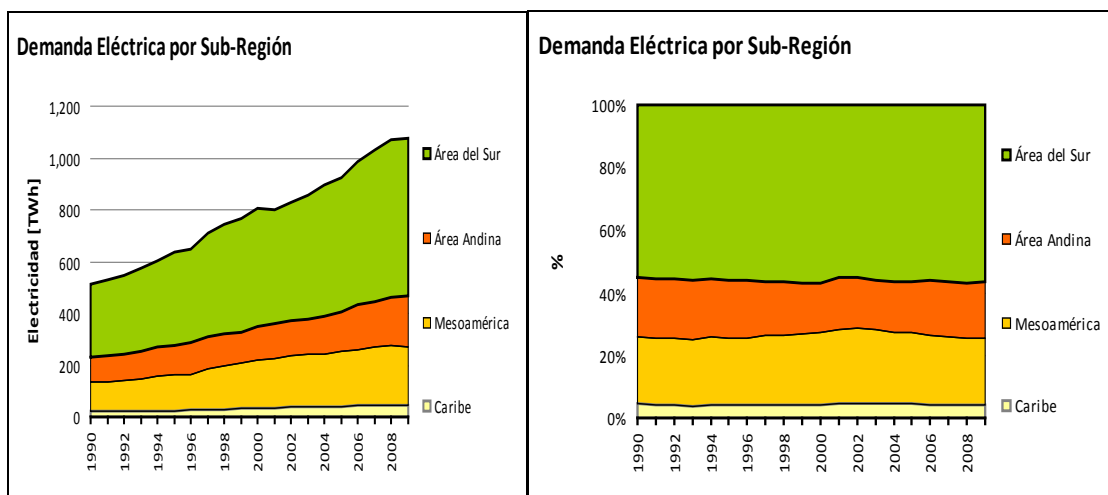
Cuadro 3.1.1.1. Evolución de la demanda (Consumo) de electricidad en ALyC (GWh)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	23,903	25,262	33,203	40,807	44,724	3.3%	3.4%	3.4%
Barbados	496	597	732	868	958	4.0%	3.0%	3.5%
Cuba	12,837	10,002	12,652	12,553	15,164	-0.1%	2.0%	0.9%
Grenada	46	80	116	144	185	9.7%	5.3%	7.6%
Guyana	284	454	728	524	588	9.9%	-2.3%	3.9%
Haiti	366	234	302	343	335	-1.9%	1.2%	-0.5%
Jamaica	2,098	4,896	6,038	6,454	5,056	11.1%	-2.0%	4.7%
Rep. Dominicana	3,299	3,920	6,253	12,035	13,407	6.6%	8.8%	7.7%
Suriname	1,202	1,281	1,326	1,436	1,493	1.0%	1.3%	1.1%
Trinidad Y Tobago	3,275	3,799	5,056	6,451	7,539	4.4%	4.5%	4.5%
B - Mesoamérica	109,907	136,755	188,179	209,956	227,399	5.5%	2.1%	3.9%
Costa Rica	3,336	4,346	5,795	7,454	8,358	5.7%	4.2%	5.0%
El Salvador	1,826	2,829	3,792	4,235	4,715	7.6%	2.4%	5.1%
Guatemala	1,987	2,960	3,847	6,063	7,686	6.8%	8.0%	7.4%
Honduras	1,489	1,961	3,220	4,217	5,043	8.0%	5.1%	6.6%
Mexico	97,937	120,501	165,958	180,866	193,193	5.4%	1.7%	3.6%
Nicaragua	1,220	1,293	1,717	2,284	2,596	3.5%	4.7%	4.1%
Panamá	2,111	2,865	3,849	4,838	5,808	6.2%	4.7%	5.5%
C - Área Andina	95,396	115,814	127,357	154,005	194,705	2.9%	4.8%	3.8%
Bolivia	1,806	2,370	3,250	4,178	5,374	6.1%	5.7%	5.9%
Colombia	28,294	35,664	34,255	40,119	44,193	1.9%	2.9%	2.4%
Ecuador	4,910	6,548	8,045	11,730	16,099	5.1%	8.0%	6.4%
Perú	11,920	13,117	17,620	22,711	30,175	4.0%	6.2%	5.0%
Venezuela	48,466	58,113	64,187	75,267	98,865	2.8%	4.9%	3.8%
D - Área Del Sur	282,658	356,605	457,893	520,611	606,993	4.9%	3.2%	4.1%
Argentina	42,886	58,195	77,076	84,513	110,624	6.0%	4.1%	5.1%
Brasil ²⁸	217,422	264,519	331,280	374,413	425,680	4.3%	2.8%	3.6%
Chile	16,414	25,079	38,313	50,055	56,540	8.8%	4.4%	6.7%
Paraguay	2,085	3,728	4,702	5,004	6,691	8.5%	4.0%	6.3%
Uruguay	3,850	5,084	6,522	6,626	7,458	5.4%	1.5%	3.5%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	379,539	474,154	587,304	676,576	803,780	4.5%	3.5%	4.0%
Centro América	11,970	16,254	22,220	29,091	34,206	6.4%	4.9%	5.7%
Cono Sur	65,235	92,086	126,613	146,197	181,313	6.9%	4.1%	5.5%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

²⁸ Debe aclararse que los valores de la demanda de energía consignados por el ONS de Brasil, si bien crecen con tasas similares, son superiores a los presentados en el Cuadro 3.1.1.1, observándose para 1991: 242,778; para 1995: 288,868; para 2000: 360,164; 2005: 400,401; y 2009: 443,360 GWh respectivamente. Sin embargo se han adoptado para este estudio los valores consignados en el SIEE, ya que los mismos son consistentes con los balances energéticos nacionales disponibles.

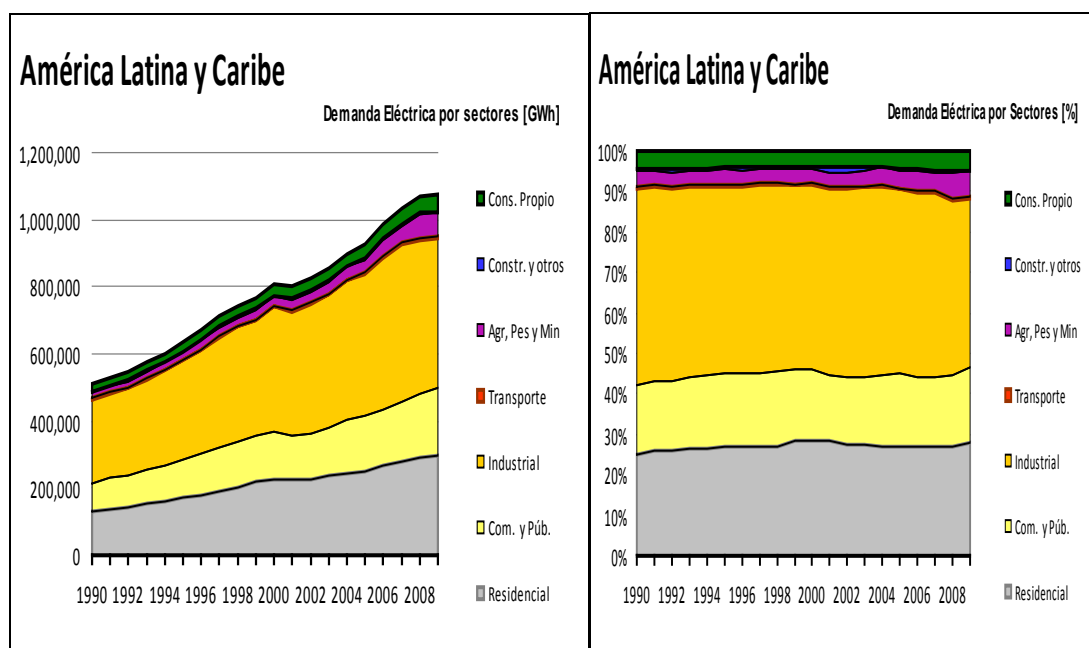
Gráfico 3.1.1.1. Demanda de Electricidad ALyC (TWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En cuanto a la estructura sectorial, se observa en general que a nivel regional, ha decrecido permanentemente la participación del sector industrial (pasando de un 49% a un 42%, entre 1990 y 2009), aunque con tasas crecientes (4% a.a., y 4.1% a.a., para los períodos 1990-2000 y 2003-2007, respectivamente), las mismas han sido menores que las correspondientes a otros sectores. A pesar de ello, sigue siendo el sector más importante del consumo eléctrico regional, representando la suma de las demandas eléctricas de las industrias de Brasil y de México, el 61% del total sectorial regional.

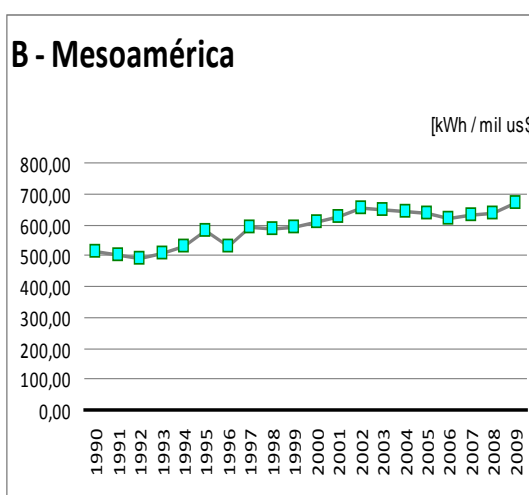
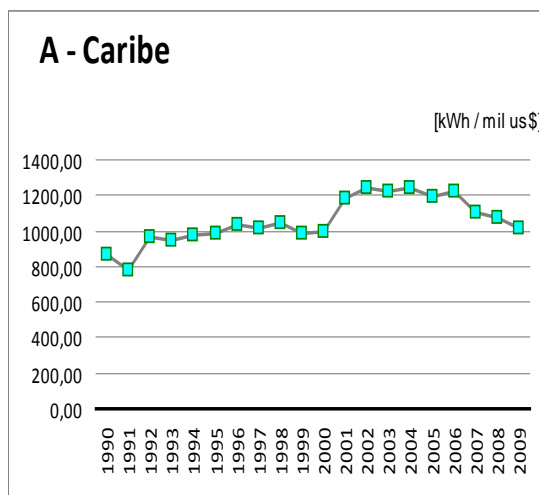
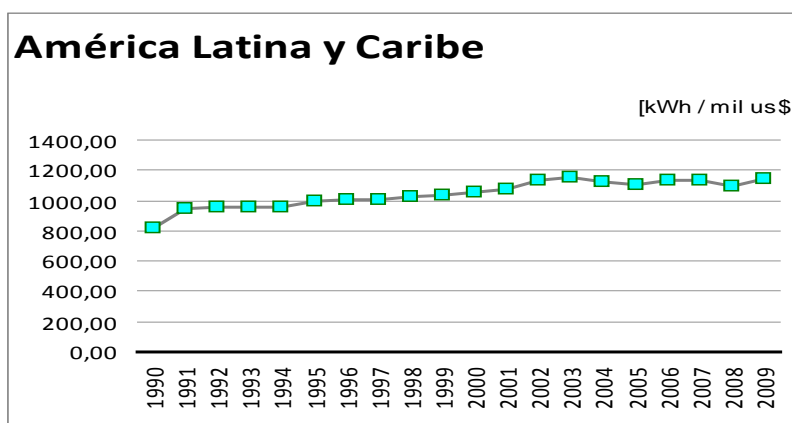
Gráfico 3.1.1.2. Demanda de Electricidad LAC (GWh)

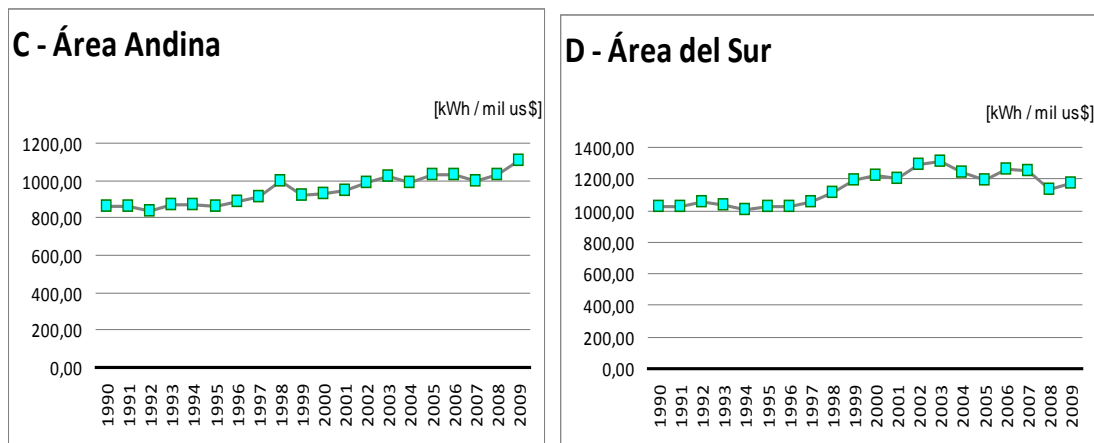


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En relación a estos consumos, merece ser mencionado que la intensidad eléctrica industrial (kWh/mil US\$) presenta una evolución levemente creciente, según se observa en el gráfico respectivo. El período 1990-2000, tiene la mayor tasa de crecimiento con un 2.64 %a.a., ello podría estar asociado al crecimiento de la capacidad ociosa en el área de sur durante los 90. Luego entre 2000-2009 la tasa de crecimiento desciende al 0.85 % a.a. , lo que se explicaría tanto por un posible aumento de la eficiencia debido a la incorporación de nuevas tecnologías (acero, aluminio, cemento, petroquímicas, etc.), la fuerte disminución de la capacidad ociosa, así como también a la penetración de actividades productivas con mayor incorporación de valor agregado (alimenticias) con respecto a los niveles de consumo de electricidad.

Gráfico 3.1.1.3. Intensidad Eléctrica industrial (kWh/mil US\$05)





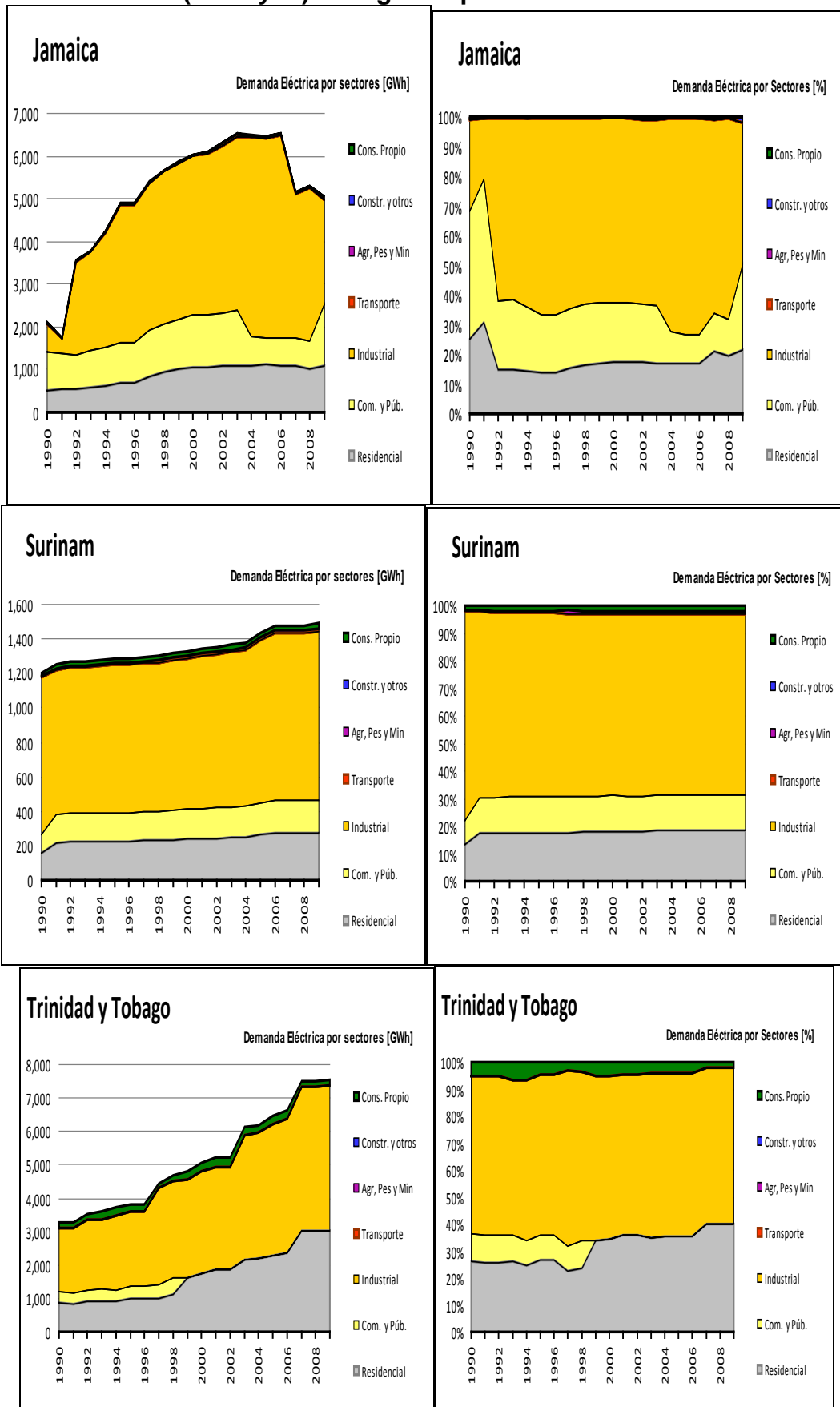
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Mientras que la intensidad media regional, osciló alrededor de los 1100 kWh/mil us\$, se observa que en el Área Andina, y en Mesoamérica, ese indicador se encuentra por debajo de esa media (Venezuela y México, marcan estas tendencias).

En el Área Sur, Brasil explica el grueso de la tendencia, debido a su mayoritaria participación en el consumo y en el VAI industrial, subregional.

En Caribe, tres países presentan valores de intensidad eléctrica superiores a los 4000 kWh/mil us\$, ellos son: Jamaica (sector maquinaria, etc.), Suriname (sectores alimentos y químicos, etc.), Trinidad y Tobago (sectores: acero, cemento, azúcar, etc.), sin embargo su escaso peso en la subregión, no permite alterar la media subregional de 1100 kWh/mil us\$. Los gráficos siguientes ilustran sobre la estructura de consumo de estos países en los que se observa la muy elevada participación de la industria en el consumo total.

Gráfico 3.1.1.4. Estructura de la Demanda de Electricidad (GWh y %) en algunos países del Caribe

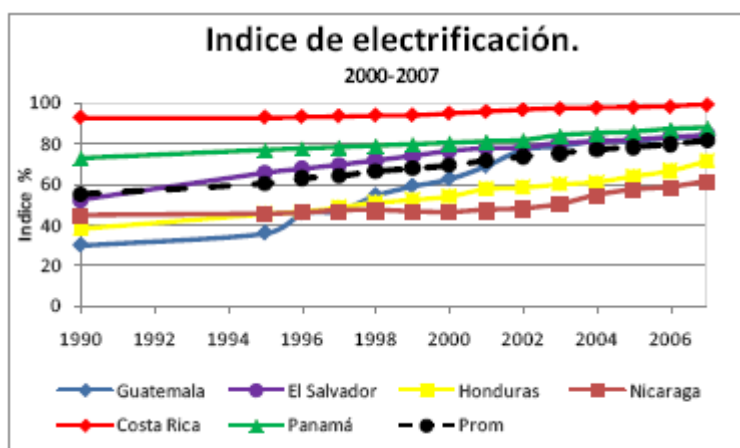


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Con respecto a la evolución de los consumos de los sectores Residencial y Comercial, se observa que presentan tasas crecientes y superiores a las del consumo total con más del 5% a.a. entre 1990-2000 y más del 3% a.a entre 2000-2009. Esta tendencia, determinó un aumento de la participación de ambos sectores que en 1990 representaban el 42% de la demanda total, alcanzando el 47% en 2009.

Es evidente que estos sectores se han electrificado debido a la expansión del servicio público en áreas urbanas y rurales, lo que ha permitido obtener en el Área Sur niveles de electrificación superiores al 96% (por ej., según el SIIE, Uruguay 98%, Brasil 98.4%, Bolivia con 75%, etc.), en Mesoamérica el porcentaje de viviendas electrificadas alcanzó aproximadamente un 92% (por ej. México con el 97%, y Nicaragua con 63%, etc.), en Honduras en los últimos años, la cobertura eléctrica casi se ha duplicado entre 1995 (45%) y 2009 (79%). El gráfico siguiente, ilustra sobre la evolución de los índices de electrificación en América Central. Se destaca el nivel superior que siempre presentó Costa Rica, y el esfuerzo de los demás países por aumentar los niveles de 1990, en especial Guatemala, y Honduras.

Gráfico 3.1.1.5. Índices de Electrificación en América Central



Fuente: Plan Nacional de Energía. ICE, Costa Rica.

En el Área Andina se logró un promedio del 85%, y en el Caribe más del 90% de las viviendas está electrificado (por ej. Cuba tiene el 96% y Haití el 34%).

En la tabla siguiente se presenta la evolución reciente de indicadores representativos de los procesos mencionados para los países de América del Sur. La misma ha sido elaborada a partir de información de CIER. Se observan los altos índices de electrificación de Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela. Con valores menores se encuentran Perú y Bolivia, en los que se han lanzado importantes planes de electrificación.

Cuadro 3.1.1.2. Evolución de indicadores de niveles de electrificación

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Tasa 02-09
Argentina									
Pob. Total	36.224	36.224	36.988	37.431	38.592	38.971	38.971	39.746	1,33
Clientes Serv.	11.523	11.500	11.550	11.800	12.400	12.410	12.410	12.871	1,59
Pobl. Serv.	35.400	35.000	35.100	35.400	37.000	37.022	37.022	39.700	1,65
% Elect.	97,7	96,6	94,9	94,6	95,9	95,0	95,0	99,9	0,31
Vivien. Total	10.131	10.669	10.669	10.692	10.692	11.000	11.000	s/d	
Vivien. Elect.	10.031	10.031	10.100	10.125	10.125	s/d	s/d	11.354	1,79
%Elect.	99,0	94,0	94,7	94,7	94,7	-	-	s/d	
Bolivia									
Pob. Total	8.274	8.824	9.027	9.176	9.176	9.627	9.627	10.028	2,78
Clientes Serv.	1.019	1.143	1.143	1.169	1.169	1.363	1.363	1.353	4,13
Pobl. Serv.	5.553	6.228	6.228	6.331	6.331	6.618	6.618	s/d	
% Elect.	67,1	70,6	69,0	69,0	68,7	68,7	68,7	s/d	
Vivien. Total	2.018	2.152	2.152	2.444	2.444	2.444	2.444	s/d	
Vivien. Elect.	1.354	1.519	1.519	1.725	1.725	1.673	1.673	s/d	
%Elect.	67,1	70,6	70,6	70,6	70,6	68,5	68,5	s/d	
Brasil									
Pob. Total	174.125	176.265	178.055	184.129	181.270	186.770	186.770	191.900	1,40
Clientes Serv.	49.515	51.522	53.183	53.183	54.453	58.728	58.728	60.405	2,88
Pobl. Serv.	165.420	162.636	162.852	168.478	174.642	s/d	s/d	188.446	1,88
% Elect.	95,0	92,3	91,5	91,5	96,3	-	-	98,2	0,47
Vivien. Total	44.800	47.500	49.500	53.725	51.753	53.053	53.053	56.400	3,34
Vivien. Elect.	43.000	43.827	45.273	49.158	50.118	51.567	51.567	55.425	3,69
%Elect.	96,0	92,3	91,5	91,5	96,8	97,2	97,2	98,3	0,34
Chile									
Pob. Total	16.093	16.433	16.763	15.402	15.116	15.295	16.093	16.598	0,44
Clientes Serv.	4.662	4.852	4.991	4.047	4.269	4.461	4.662	4.852	0,57
Pobl. Serv.	14.716	s/d	s/d	14.362	14.529	14.622	14.716	s/d	
% Elect.	91,4	-	s/d	93,2	96,1	95,6	91,4	-	
Vivien. Total	4.257	4.400	s/d	4.444	3.899	4.074	4.257	4.400	0,47
Vivien. Elect.	4.081	s/d	s/d	4.267	3.748	3.911	4.081	s/d	
%Elect.	95,9	-	s/d	96,0	96,1	96,0	95,9	-	
Colombia									
Pob. Total	43.798	43.834	44.584	46.039	46.039	42.090	42.090	42.090	-0,57
Clientes Serv.	8.188	8.195	8.335	8.335	8.552	9.229	9.229	s/d	
Pobl. Serv.	40.776	40.811	41.508	42.862	42.862	41.248	41.248	37.980	-1,01
% Elect.	93,1	93,1	93,1	93,1	93,1	98,0	98,0	90,2	-0,45
Vivien. Total	9.591	9.599	9.370	9.492	9.492	9.357	9.357	10.323	1,06
Vivien. Elect.	7.912	7.919	8.516	8.628	8.628	s/d	s/d	9.495	2,64
%Elect.	82,5	82,5	90,9	90,9	90,9	-	-	92,0	1,57
Ecuador									
Pob. Total	12.091	12.406	12.842	13.027	13.215	13.403	13.605	13.805	1,91
Clientes Serv.	2.480	2.623	2.746	2.892	3.079	3.157	3.371	3.476	4,94
Pobl. Serv.	9.992	10.569	11.064	11.566	11.735	12.036	12.530	12.531	3,29
% Elect.	82,6	85,2	86,2	88,8	88,8	89,8	92,1	90,8	1,35
Vivien. Total	3.129	3.456	3.672	3.855	3.960	3.683	3.867	3.351	0,98
Vivien. Elect.	2.513	2.848	3.047	3.213	3.410	3.242	3.497	3.041	2,76
%Elect.	80,3	82,4	83,0	83,3	86,1	88,0	90,4	90,7	1,76
Paraguay									
Pob. Total	5.703	5.534	5.670	5.760	5.837	6.175	6.175	6.285	1,40
Clientes Serv.	989	1.011	1.011	1.011	1.073	1.192	1.192	1.237	3,25
Pobl. Serv.	4.743	4.774	4.712	4.983	5.512	5.865	5.865	6.084	3,62
% Elect.	83,2	86,3	83,1	86,5	94,4	95,0	95,0	96,8	2,19
Vivien. Total	1.179	1.096	1.212	1.226	1.344	1.314	1.314	1.181	0,02
Vivien. Elect.	980	997	1.002	1.076	1.273	1.248	1.248	1.143	2,22
%Elect.	83,1	91,0	82,7	87,8	94,7	95,0	95,0	96,8	2,20
Perú									
Pob. Total	26.347	26.904	27.148	27.547	27.219	27.573	27.573	28.807	1,28
Clientes Serv.	3.483	3.614	3.727	3.861	3.977	4.165	4.165	4.625	4,13
Pobl. Serv.	19.226	20.259	20.574	21.286	19.885	19.992	19.992	22.663	2,38
% Elect.	73,0	75,3	75,8	77,3	73,1	72,5	72,5	77,5	1,08
Vivien. Total	5.484	5.574	5.702	5.816	5.108	5.859	5.859	7.717	5,00
Vivien. Elect.	3.729	4.197	4.611	4.246	3.729	4.248	4.248	5.672	6,17
%Elect.	68,0	75,3	80,9	73,0	73,0	72,5	72,5	73,5	1,12
Uruguay									
Pob. Total	3.342	3.361	3.380	3.400	3.306	3.314	3.324	3.334	-0,03
Clientes Serv.	1.196	1.187	1.187	1.211	1.217	1.233	1.245	1.264	0,79
Pobl. Serv.	3.175	3.193	3.211	3.230	3.140	3.271	3.281	3.291	0,51
% Elect.	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	98,7	98,7	98,7	0,55
Vivien. Total	1.242	1.264	1.280	1.298	1.315	1.323	1.346	1.369	1,40
Vivien. Elect.	1.173	1.193	1.208	1.225	1.241	1.306	1.328	1.351	2,04
%Elect.	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	98,7	98,7	98,7	0,63
Venezuela									
Pob. Total	24.661	25.090	25.554	26.127	26.577	27.031	27.031	27.935	1,80
Clientes Serv.	4.642	4.735	4.720	4.811	4.868	s/d	s/d	5.242	1,75
Pobl. Serv.	23.358	24.085	24.565	24.020	26.306	s/d	s/d	s/d	
% Elect.	94,7	96,0	96,1	91,9	99,0	-	-	s/d	
Vivien. Total	4.525	6.147	6.197	6.242	6.122	6.242	6.242	s/d	
Vivien. Elect.	4.098	5.519	5.569	5.700	6.060	s/d	s/d	s/d	
%Elect.	90,6	89,8	89,9	91,3	99,0	-	-	s/d	

Fuente: CIER, anuarios estadísticos.

Paralelo al crecimiento del índice de electrificación se observa, consecuentemente, un aumento permanente del consumo por habitante, asociado a la expansión del servicio eléctrico, pero también debido al crecimiento de actividades que se han ido electrificando con la incorporación de nuevos artefactos/ usos como por ejemplo la climatización ambiental (residencial, y comercial). Si bien en el pasado cercano la climatización, estaba asociada a equipos de baja eficiencia con consumos importantes, como su uso no estaba demasiado extendido, entonces su impacto era poco significativo. Actualmente, con la aparición de los equipos tipo «split» (frío/calor), de bajo costo (y en algunos países, con tarifas eléctricas bajas), se

facilitó la rápida expansión en los últimos años. A pesar de ser estos equipamientos más eficientes, tanto su fuerte penetración (sólo en Argentina en 2006, se instalaron 1.000 MW de estos equipos) como la falta de una cultura de manejo apropiada (como para no enfriar/calentar excesivamente los ambientes) y características constructivas deficientes, han aumentado fuertemente su participación en la demanda eléctrica, modificando en algunos países hasta el factor de carga de la curva de demanda diaria de verano, y en algunos casos de invierno.

En el Cuadro siguiente se presenta la evolución de los consumos de electricidad por habitante, que en general, han sido crecientes, salvo en Cuba y Haití. Los niveles de consumo más altos se encuentran en Trinidad y Tobago, y en Venezuela.

La tasa de crecimiento del consumo por habitante en la Región y en las subregiones han sido más importantes en el primer período, que en el segundo, salvo en la región andina, en particular en Perú, en donde la tasa de 2000/2009 se más que duplicó con respecto a la década anterior con un 4.4% a.a. Solamente República Dominicana supera ese nivel, con un 5 % a.a., presentando la tasa más alta entre todos los países de la Región.

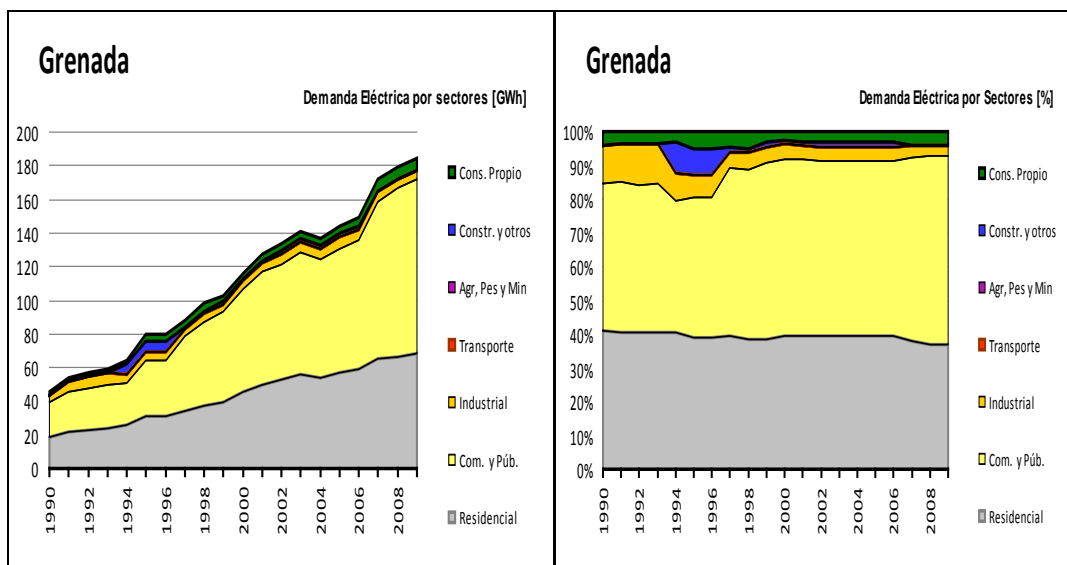
Cuadro 3.1.1.3. Evolución del Consumo eléctrico por habitante en LAyC (kWh/hab/año)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A - Caribe	891	919	1,119	1,250	1,320	2.3%	1.9%
Barbados	1,969	2,342	2,832	3,309	3,473	3.7%	2.3%
Cuba	1,337	1,064	1,274	1,249	1,502	-0.5%	1.8%
Grenada	531	835	1,282	1,568	1,878	9.2%	4.3%
Guyana	425	752	1,188	833	927	10.8%	-2.7%
Haití	75	62	39	59	54	-6.3%	3.7%
Jamaica	1,036	2,156	2,555	2,723	2,007	9.4%	-2.6%
Rep.Dominicana	558	665	960	1,359	1,486	5.6%	5.0%
Suriname	3,137	3,160	3,047	3,091	3,082	-0.3%	0.1%
Trinidad Y Tobago	2,799	3,204	4,027	5,010	5,659	3.7%	3.9%
B - Mesoamérica	1,076	1,245	1,572	1,683	1,751	3.9%	1.2%
Costa Rica	1,175	1,354	1,517	1,884	2,029	2.6%	3.3%
El Salvador	395	554	704	800	835	5.9%	1.9%
Guatemala	259	344	473	589	624	6.2%	3.1%
Honduras	396	496	635	805	855	4.8%	3.4%
Mexico	1,277	1,470	1,867	1,975	2,053	3.9%	1.1%
Nicaragua	340	365	450	511	542	2.8%	2.1%
Panamá	1,140	1,336	1,607	1,768	1,944	3.5%	2.1%
C - Área Andina	1,225	1,399	1,441	1,597	1,767	1.6%	2.3%
Bolivia	314	399	473	569	652	4.2%	3.6%
Colombia	1,042	1,218	1,108	1,139	1,166	0.6%	0.6%
Ecuador	607	726	850	1,043	1,215	3.4%	4.0%
Perú	629	663	755	904	1,110	1.8%	4.4%
Venezuela	2,822	3,179	3,342	3,677	4,046	1.7%	2.1%
D - Área Del Sur	1,561	1,857	2,226	2,402	2,644	3.6%	1.9%
Argentina	1,515	1,902	2,375	2,742	3,080	4.6%	2.9%
Brasil	1,622	1,872	2,198	2,295	2,517	3.1%	1.5%
Chile	1,319	1,879	2,565	3,228	3,499	6.9%	3.5%
Paraguay	538	903	1,101	1,204	1,509	7.4%	3.6%
Uruguay	1,559	1,918	2,360	2,487	2,615	4.2%	1.1%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	1,462	1,717	1,982	2,146	2,364	3.1%	2.0%
Centro América	491	602	748	893	951	4.3%	2.7%
Cono Sur	1,391	1,813	2,310	2,710	3,014	5.2%	3.0%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Dentro del sector servicios se destaca el desarrollo de grandes emprendimientos concentrados y electro-intensivos, como por ejemplo shoppings, supermercados, grandes hoteles, aeropuertos, etc. Así la subregión Caribe, presenta el porcentaje más alto de participación de los sectores residencial/comercial/público con un promedio del 52%, que en un gran porcentaje está asociado a la actividad turística. Se destaca Grenada con una participación tendiendo al 93% del consumo total (ver figura siguiente).

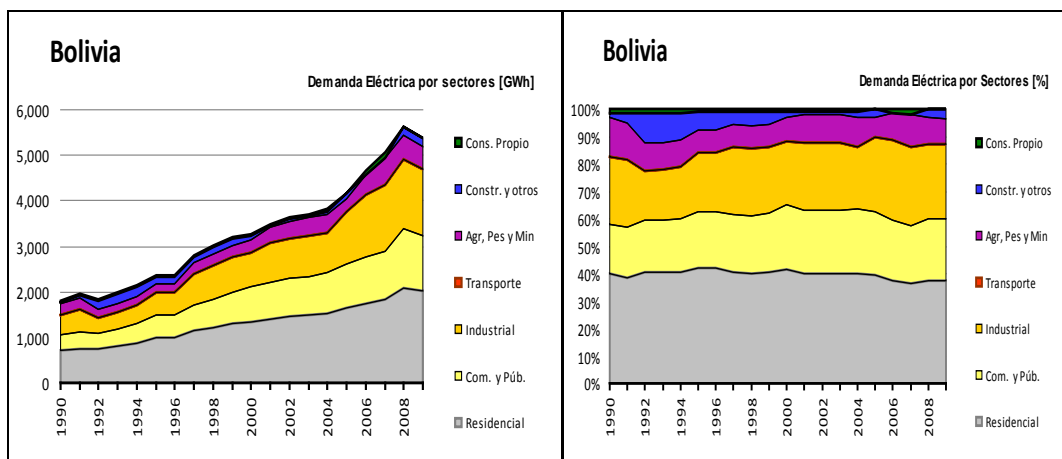
Gráfico 3.1.1.6. Demanda de Electricidad de Grenada (GWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Por su parte el sector Agricultura, Minería y Pesca, presenta una tasa de crecimiento de más del 4.3 % a.a. entre 1990-2000, 10.3 %a.a. entre 2000-2009, y se destaca que entre 2003-2007, se presentó una tasa de crecimiento del 12.5 % a.a. asociada a los crecientes niveles de actividad primaria de la región, alcanzando una participación del 7% hacia 2009. Dentro de los subsectores componentes la minería aparece como el sector más demandante de energía eléctrica, mientras que los otros dos, demandan predominantemente derivados de petróleo. Dentro de las subregiones con mayor participación en el consumo, se encuentra la Andina (5%) y el Área Sur (8% del total). Se ha observado (Tema 1), que Bolivia, Perú y Ecuador incrementaron la participación del producto minero en términos reales. Estas evoluciones se reflejan en los consumos eléctricos de estos países. Por ejemplo en el caso de Bolivia.

Gráfico 3.1.1.7. Demanda de Electricidad de Bolivia (GWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

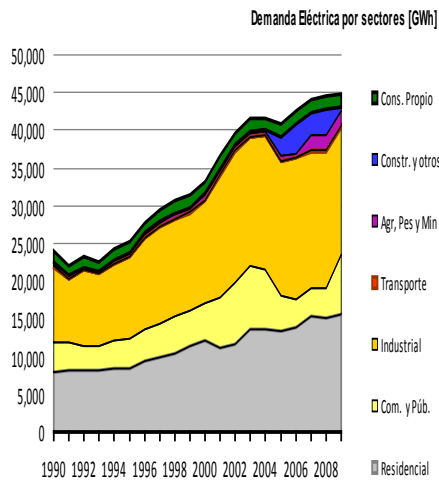
En cuanto al consumo propio ha tenido una participación en la demanda total que pasó de un 4% a un 5%, más que duplicándose en valores absolutos entre 1990 y 2009. La tasas de crecimiento siempre han sido positivas, especialmente entre 2003 y 2007, cuando alcanzó un porcentaje del 10.4 % a.a. Esta evolución seguramente ha estado asociada a un mayor porcentaje de generación de origen térmico, lo que será develado más adelante.

Si el análisis de la evolución de la demanda se realiza a nivel de cada Subregión, se observan diferentes tendencias sectoriales (ver Gráfico 3.1.1.8 donde se presentan las series de evolución del consumo de electricidad por sectores para cada subregión).

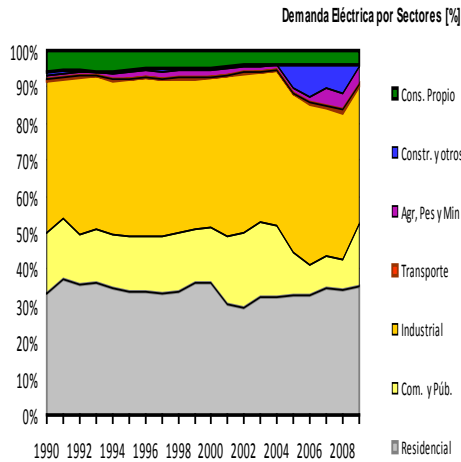
En el Caribe, se destaca el crecimiento de las actividades primarias y de la construcción. Por su parte, el sector industrial, que siempre ha representado el mayor porcentaje de consumo, decrece en su participación, hasta alcanzar el 40% de la demanda (habiendo representado en 2001, el 44 % del total). Cuba y República Dominicana, representan el 65% de la demanda sub regional, en el primero predomina el consumo residencial (42%), y en el segundo se destaca la participación industrial con un 39%.

Gráfico 3.1.1.8. Evolución de la demanda eléctrica por sector, y por subregión (GWh y %)

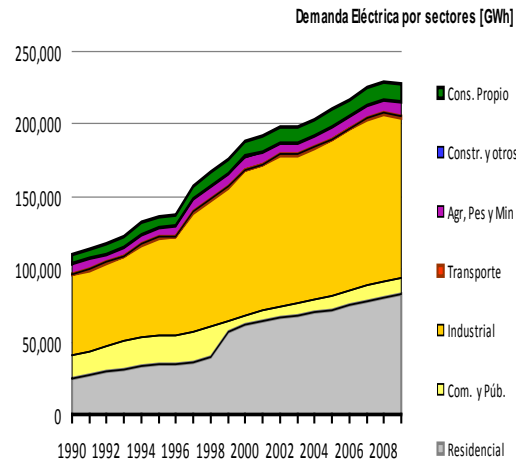
A - Caribe



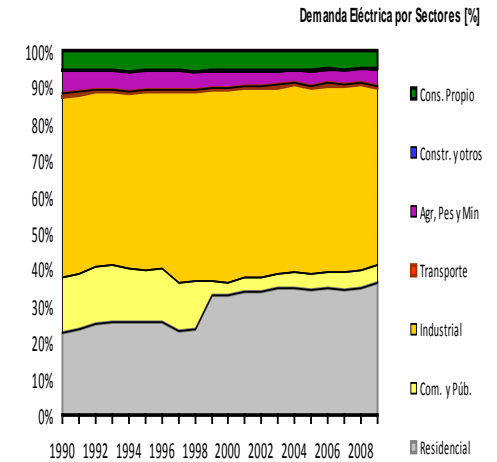
A - Caribe



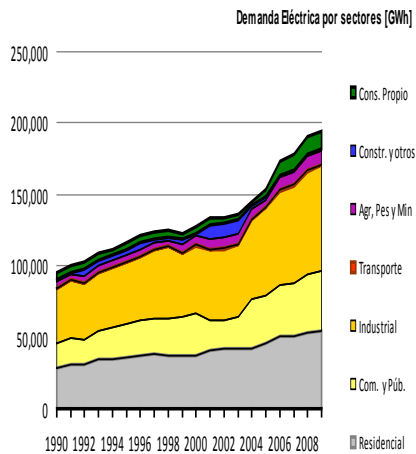
B - Mesoamérica



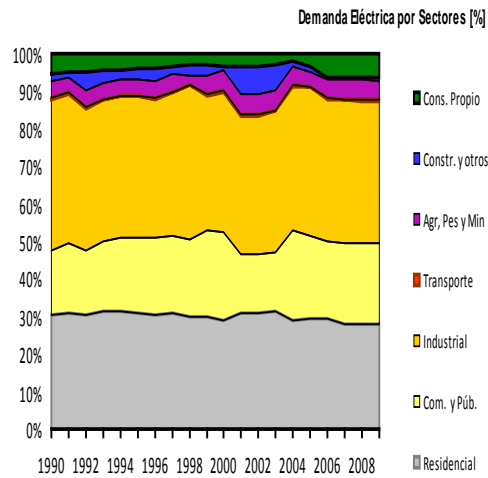
B - Mesoamérica



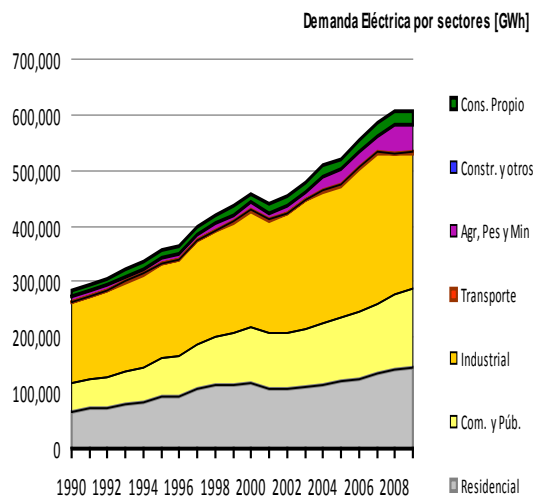
C - Área Andina



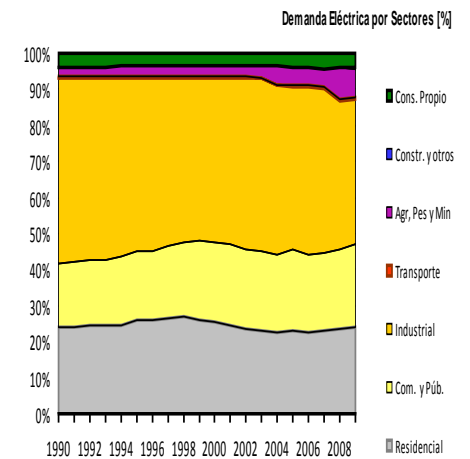
C - Área Andina



D - Área del Sur

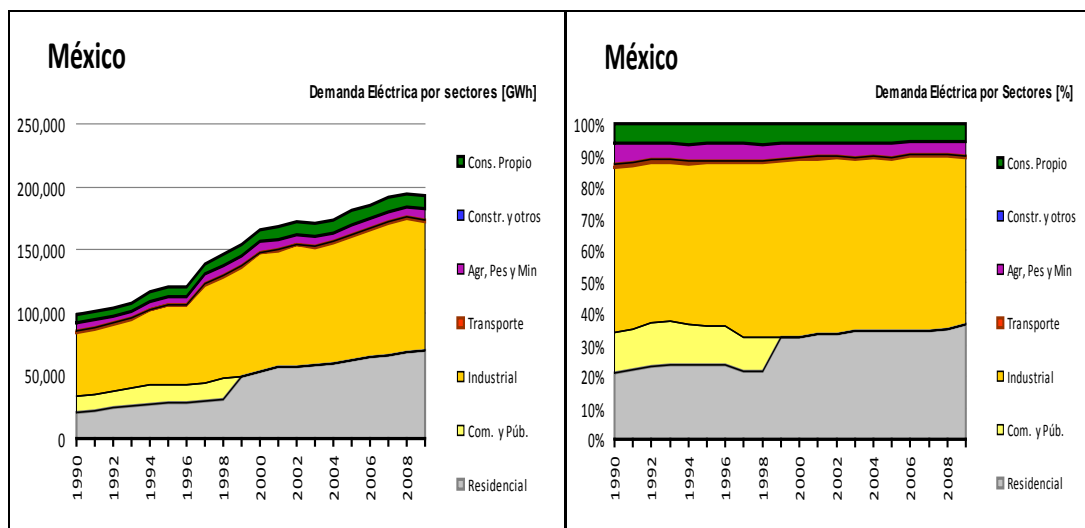


D - Área del Sur



Con respecto a la demanda del Área Mesoamérica se observa un crecimiento del 2.9% a.a. (2003-2008). El sector industrial, presenta una tasa del 3.15% a.a. en el mismo período, logra mantener su participación con un 51%. Vale mencionar que la demanda eléctrica de la industria mexicana, representa aproximadamente el 53% de la demanda nacional, el 91% de la demanda industrial de la subregión. y el 5 % del total del sector de la región LAC, aunque como se verá luego su dinamismo sufrió alteraciones respecto a la década pasada.

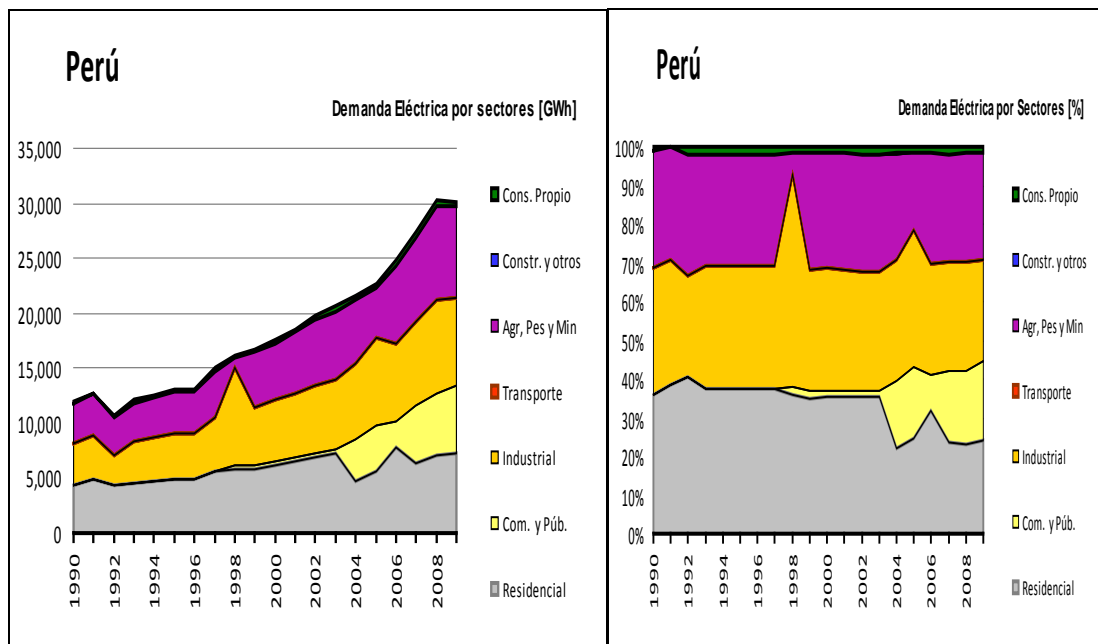
Gráfico 3.1.1.9. Demanda de Electricidad de México (GWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

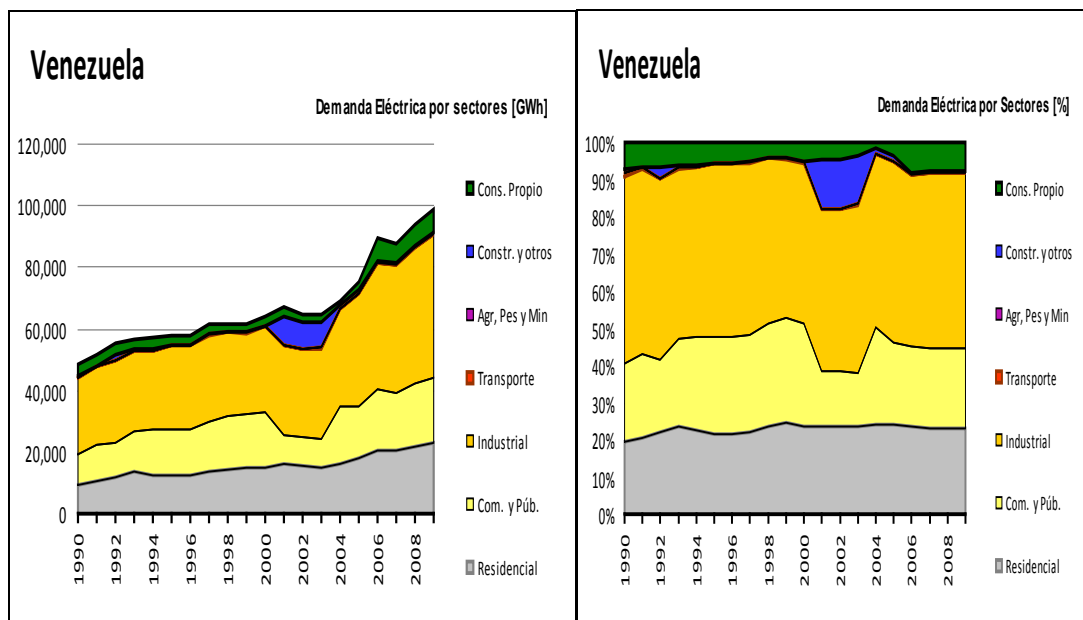
La subregión del Área Andina, por su parte ha sido -como ya fuera señalado- la de mayor crecimiento en ALyC, participando Colombia y Venezuela con un 24 y 52% (2009) respectivamente sobre el consumo total. Se puede observar a nivel sectorial, que el mayor crecimiento (2003-2007), correspondió a los sectores: Comercial y Público y residencial con más del 20% a.a. y, a continuación se encuentra la industria con un 7.4% a.a., que mantiene una participación media del 38% en el total del consumo. Dentro del consumo industrial regional, el aporte mayor corresponde al de Venezuela con el 69% del total. En cuanto al sector primario, se observa una participación media del 5% a nivel subregional. Mientras a nivel nacional se destaca Perú con un consumo en las actividades predominantemente mineras, que representa el 28% del total (ver Gráfico 3.1.1.10).

Gráfico 3.1.1.10. Demanda de Electricidad de Perú (GWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.1.11. Demanda de Electricidad de Venezuela (GWh y %)



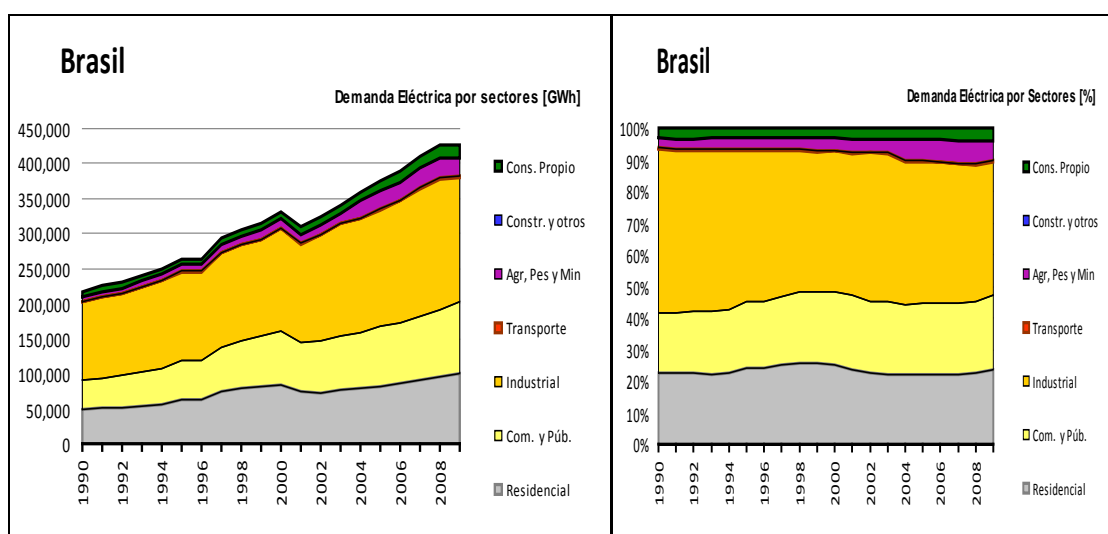
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Por su parte el Área Sur, que ha representado en general el 56% de la demanda regional, ha crecido entre los años 2003-2007 a una tasa, que como se adelantara, ha estado levemente por encima de la media regional. En esta subregión el crecimiento del sector primario adquiere niveles superlativos con casi 22 puntos por encima de la tasa de crecimiento del consumo total (27.7% a.a.), esos niveles

estarían asociados al incremento del consumo en la actividad minera y energética.²⁹. Sin embargo vale mencionar que este sector, no alcanza a representar el 10% del consumo total. Se observa por otro lado el crecimiento del consumo de la industria que en 2009, representó el 40% del total.

Cabe decir que Brasil, que representa alrededor del 70% del consumo del Área Sur (y 40% de LAC), marca las tendencias mencionadas, en las que los consumos eléctricos de los sectores primarios crecen con una tasa superior al 15% a.a. en 2003-2007.

Gráfico 3.1.1.12. Demanda de Electricidad de Brasil (GWh y %)



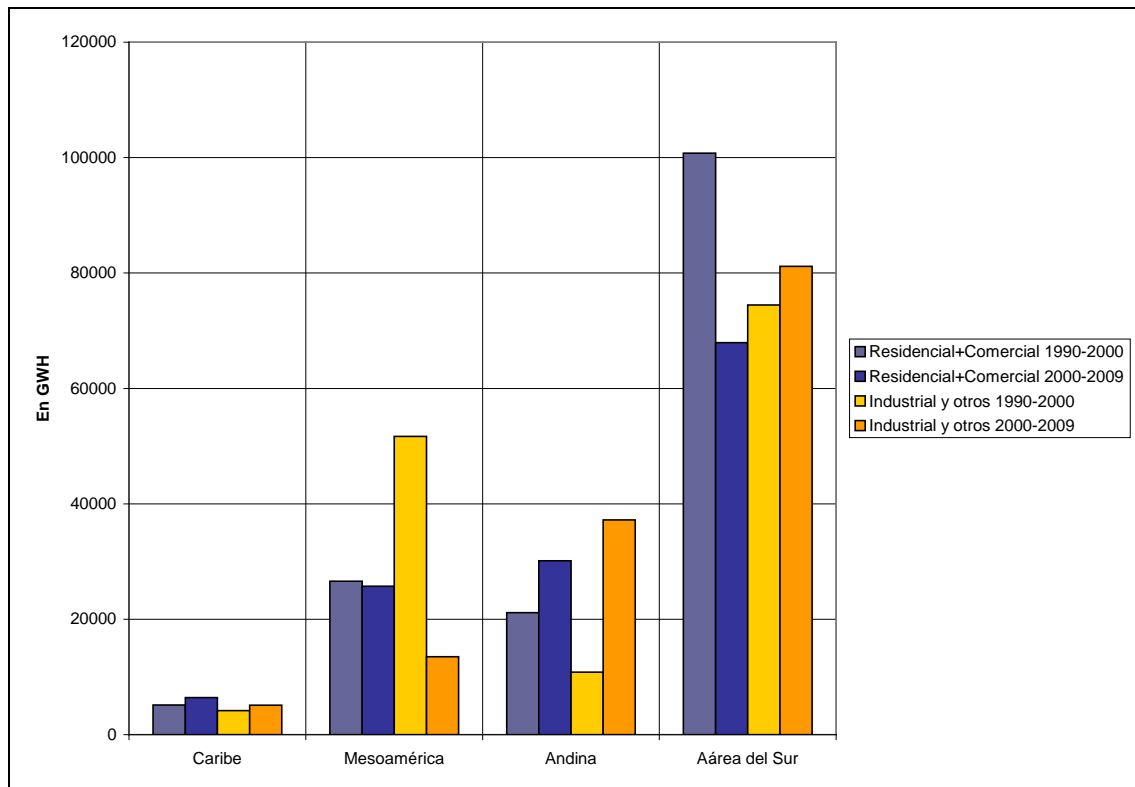
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Dado que el exceso de detalles hasta aquí brindados no permite ilustrar las tendencias dominantes registradas a nivel de los cambios de la demanda eléctrica por sectores y regiones, se ha creído conveniente presentar un análisis a nivel más agregado.

De este modo, los cambios en la estructura y magnitud de los sectores que impulsaron la demanda de energía en la región pueden ser capturados en las dos gráficas siguientes que resumen lo más robusto de las transformaciones registradas en el comportamiento sectorial de la demanda eléctrica en las dos últimas décadas en cada sub-región.

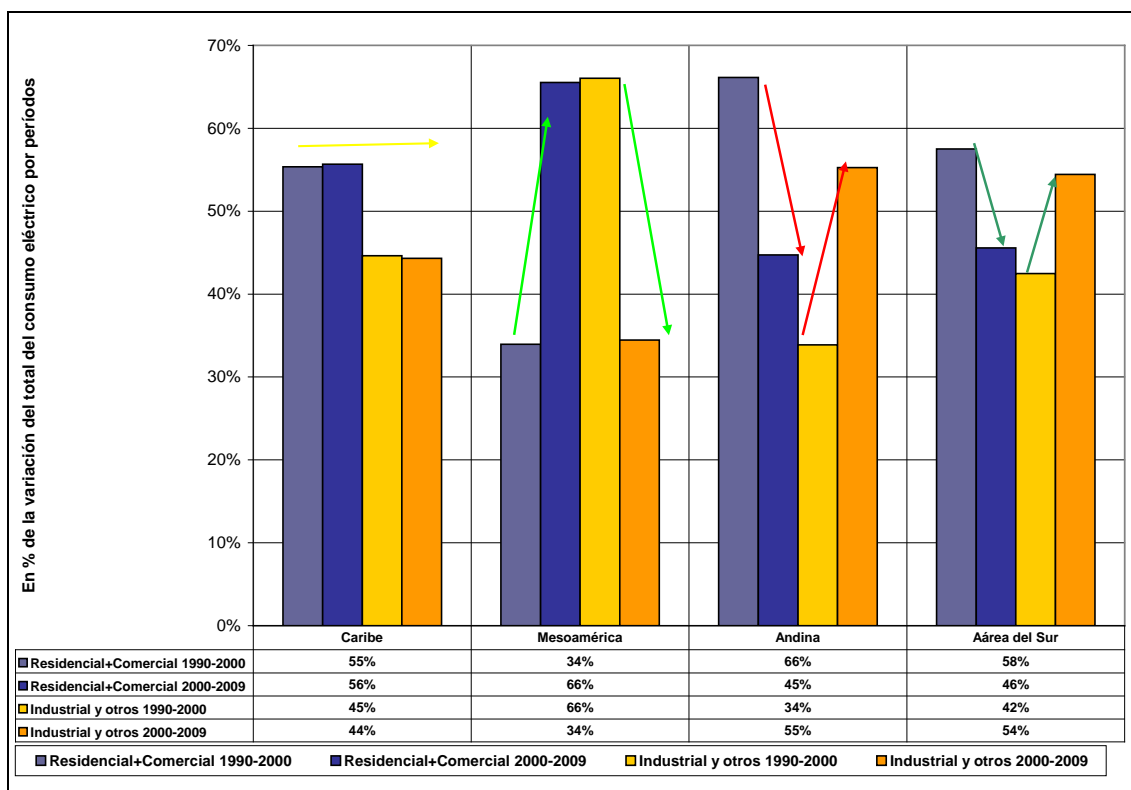
²⁹ Vale aquí aclarar que las estadísticas utilizadas pueden tener errores en cuanto a las asignaciones de los consumos anuales por sector y estar sujetas a cambios de criterios en el tiempo. En general la ausencia de series de Balances Energéticos corregidos es una limitación insuperable para este tipo de análisis por lo cual se ha procurado resumir e identificar las tendencias dominantes.

Gráfico 3.1.1.13. Variación total de la demanda de energía eléctrica según sectores, regiones y períodos
En GWh 1990-2000 y 2000-2009



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.1.14. Variación total de la demanda de energía eléctrica según sectores, regiones y períodos
En porcentajes sobre los totales incrementales de consumo eléctrico en los períodos 1990-2000 y 2000-2009



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

De este modo y como síntesis de la evolución del consumo por sectores y subregiones se destaca lo siguiente:

- En la región Caribe, el impulso otorgado a la demanda eléctrica entre 1990 y 2000 y entre 2000 y 2009 por los sectores residencial, comercial y público por un lado y el industrial junto a otras actividades productivas por otro, no sufrió cambios de importancia ni en magnitud ni en estructura.
- En Mesoamérica, por el contrario, el impacto de los cambios registrados en el sistema económico se reflejaron en una abrupta caída de la demanda eléctrica para los sectores productivos y en un menor crecimiento en la demanda de hogares y servicios lo que se observa al comparar las magnitudes de 1990-2000 respecto a las de 2000-2009..
- En la región Andina el crecimiento fue muy importante en ambos grupos de consumidores, pero el mayor dinamismo se registró en el sector de industrias y otras actividades en el lapso 2000-2009 cuando se lo compara con el período 1990-2000, lo que refleja el impacto de los cambios socioeconómicos de esta región tras el auge especialmente marcado después de 2003.
- En el Área del Sur también los comportamientos de la demanda eléctrica se explican por los profundos cambios en la orientación macroeconómica ocurrida en esta región en 2000-2009 con respecto a 1990-2000. Es de particular

significación observar como durante 1990-2000 el principal sector de arrastre de la demanda eléctrica provino del sector residencial y servicios, mientras que entre 2000 y 2009, fue el sector industrial el que impulsó la demanda en un mayor grado relativo y absoluto.

De lo anterior se deriva una muy clara relación de los vínculos entre demanda eléctrica y comportamiento económico ya no sólo en términos de dinamismo sino en particular vinculado a las distintas formas de crecimiento económico que se dieron en la región entre la década de los noventa y la del 2000 en adelante, *pari pasu* con las transformaciones mundiales registradas en el Informe I de este trabajo.

Con respecto a las demandas máximas de potencia, en los cuadros siguientes (CIER y SIIE-OLADE), se presentan algunos de los valores disponibles, correspondientes a países de la Región. Se puede observar que los valores más altos se encuentran en México, Brasil, Argentina, y Venezuela. Se destacan las marcadas diferencias entre ambas fuentes de información, debidas seguramente a los diferentes universos adoptados (ej: sistemas interconectados; aislados; autoprodutores, cogeneradores, etc.), así como a las diferentes fuentes/organismos que ofrecieron los datos (Ministerios, secretarías, despachos de carga, entes reguladores, etc.).

**Cuadro 3.1.1.4. Evolución de las demandas Máximas de Potencia (MW)
Países CIER**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Argentina	14,061	13,481	14,359	15,032	16,143	17,395	18,348	19,126	19,566
Bolivia	0	674	684	705	759	822	895	899	939
Brasil	56,196	51,829	53,515	56,795	60,918	61,782	62,895	65,586	69,193
Chile	6,007	6,007	6,681	7,132	7,383	7,889	9,313	8,111	7,955
Colombia	0	8,077	8,257	8,332	8,639	8,762	9,093	9,097	9,290
Ecuador	2,002	2,133	2,223	2,401	2,439	2,653	2,706	2,785	2,770
Paraguay	1,234	1,193	1,191	1,241	1,354	1,500	1,521	1,648	1,810
Perú	0	2,908	2,965	3,131	3,305	3,580	3,996	4,199	4,322
Uruguay	1,459	1,411	1,368	1,449	1,485	1,409	1,409	1,481	1,684
Venezuela	12,463	12,813	13,052	13,807	14,687	15,945	15,551	16,351	17,337

Fuente: CIER.

Cuadro 3.1.1.5. Evolución de las Demandas máximas de Potencia (MW) según SIEE OLADE

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe					
Barbados	87	104	125	154	164
Cuba					2,078
Grenada	10		20		
Guyana	42		95		
Haití			135		
Jamaica	328	424			
Rep. Dominicana	620	968	1,670	1,647	1,634
Suriname			82		
Trinidad Y Tobago	755		834		
B - Mesoamérica					
Costa Rica	682	872	1,121	1,389	1,497
El Salvador	412	592	758	829	906
Guatemala	452	718	1,017	1,290	1,473
Honduras	351	504	702	1,014	1,203
Mexico	19,837	24,481	25,207	31,268	
Nicaragua	253	327	397	483	525
Panama	464	619	777	946	1,154
C - Área Andina					
Bolivia			663	768	
Colombia	5,915			8,639	9,242
Ecuador	1,186	1,675	1,941	2,330	
Perú	1,812	2,052	2,621	3,305	
Venezuela	7,959	10,023	11,938	14,687	17,337
D - Área Del Sur					
Argentina	7,190	10,213	13,754	16,143	19,566
Brasil ³⁰	36,454			60,918	68,495
Chile	2,273		4,516	5,764	8,113
Paraguay	425	790		1,354	
Uruguay	958		1,463	1,485	

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En el análisis de la evolución de las cargas máximas se observan ciertos patrones de crecimiento, en relación a la evolución de la demanda de energía. Por ejemplo en algunos países, en todas las subregiones consideradas en el período 1990-2000, se registra que la carga máxima crece con tasas superiores a la demanda de energía (ello podría indicar un cierto empuntamiento de la demanda), por el contrario, entre 2003-2007 para esos mismos países la demanda máxima de potencia crece con tasas por debajo de la energía, esto podría estar asociado al creciente aumento de las actividades productivas que vivió la región a partir del 2002, principalmente la región sur, y a una mayor utilización de los equipamientos (capacidad ocupada, mayor actividad económica general, o a la incorporación de equipos mas eficientes (especialmente iluminación); o de nuevos usos, como por ejemplo los climatizadores, etc.

³⁰ Cabe decir que en el caso de Brasil, el ONS indica para el SIN, valores para la demanda máxima expresados en (MWh/H), los que en general manifiestan proximidad a los de CIER, excepto en 2009. Los valores de la serie 2000-2009 serian:

Carga de demanda SIN (MWh/h)	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Demanda máxima	70459,83	70449,55	65314,95	64155	62894,56	60389,46	59103,02	56795,06	53514,61	50756,92	55099,1	54335

En la tabla siguiente se presentan algunos ejemplos representativos de los procesos mencionados.

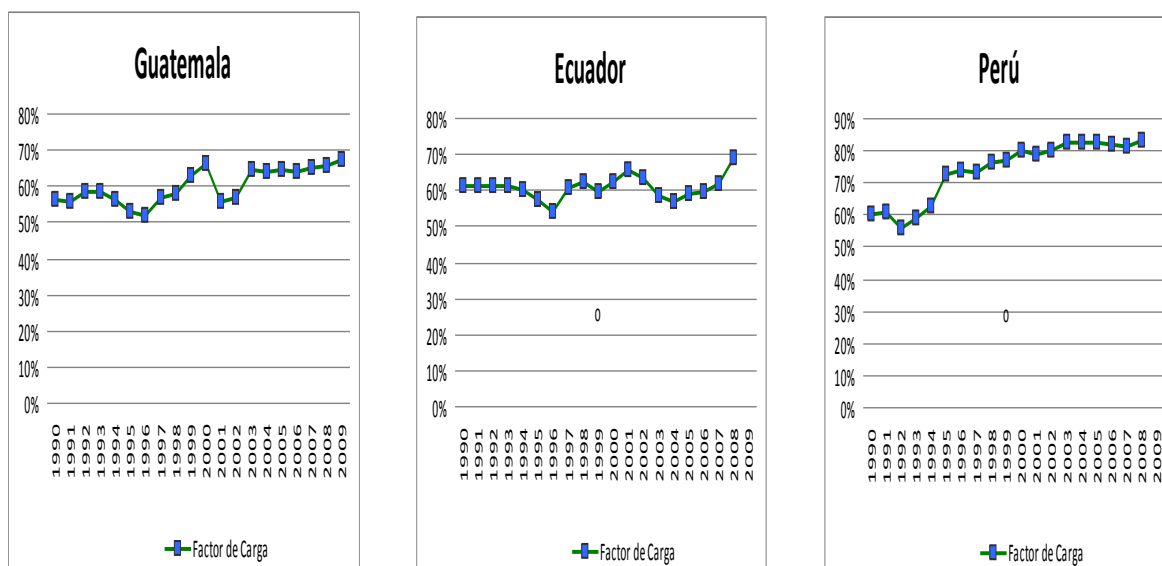
Cuadro 3.1.1.6. Evolución de las Demandas máximas de Potencia y de Energía (En %)

Países	1990/2000 (Tasa % a.a.)		2003/2007 (Tasa % a.a.)	
	Pot Máx (MW)	Demand a Energía (GWh)	Pot Máx (MW)	Demand a Energía (GWh)
República Dominicana	9.2 ↑	6.6	2.0 ↓	2.8
Guatemala	10.3 ↑	6.8	5.7 ↓	7.2
Ecuador	5.3 ↑	5.1	6.4 ↓	11.1
Perú	6.7 ↑	4.0	7.2 ↓	7.4
Venezuela	3.9 ↑	2.8	5.1 ↓	8.1
Argentina	6.1 ↑	6.1	5.5 ↓	6.6

Fuente: SIIIE-OLADE.

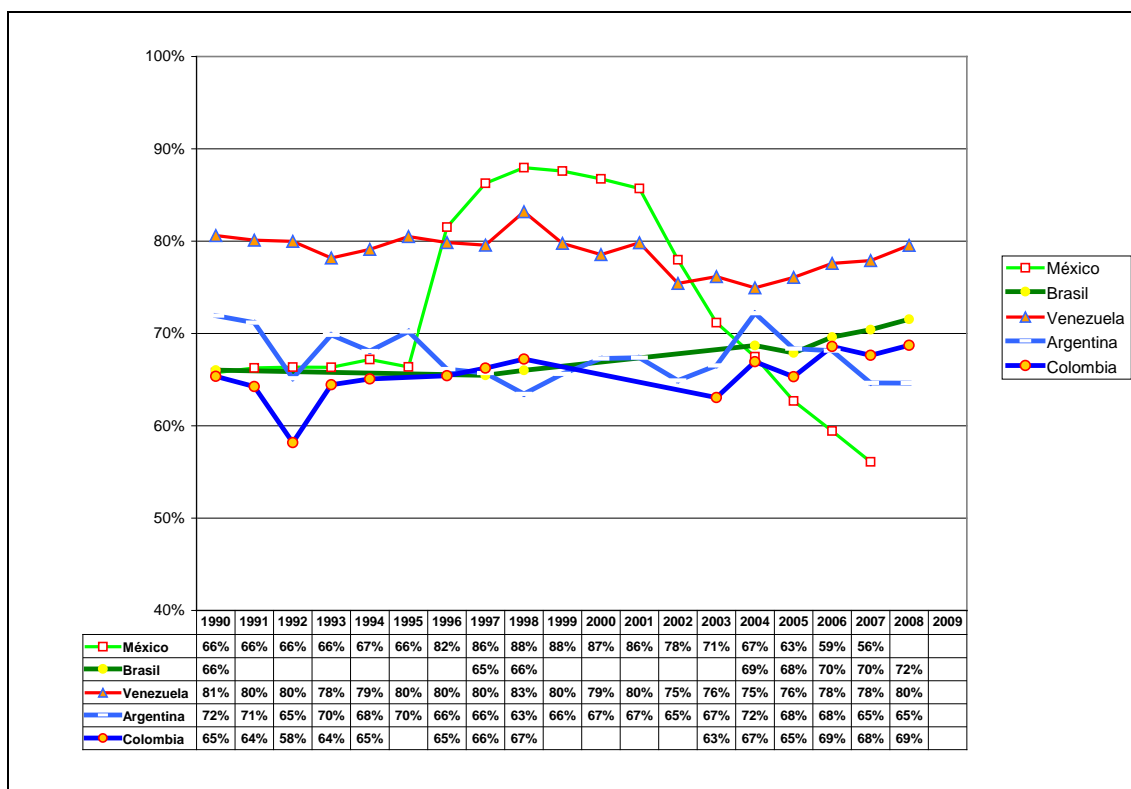
Estas tendencias definen a su vez, las de los factores de carga de esos países, que son crecientes entre 2003-2007. En los gráficos siguientes se ilustran algunas de las evoluciones mencionadas.

Gráfico 3.1.1.15. Evolución del factor de carga de algunos países de la Región (%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.1.16. Evolución del factor de carga de los mayores países de la Región (%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Sin embargo, vale señalar que se observan otros patrones de conducta respecto de las cargas máximas, que no permiten obtener conclusiones claras en relación a la evolución de la actividad de cada país.

Por ejemplo en Brasil el factor de carga habría subido considerablemente de modo tendencial, mientras que en México se registraría una caída abrupta. Aunque ambos comportamientos son explicables por la evolución de sus sectores industriales tal como en los casos de Colombia, Venezuela y Argentina, no existe certeza respecto a si las fluctuaciones observadas corresponden principalmente a la demanda de industrias aunque es posible sea un factor determinante.

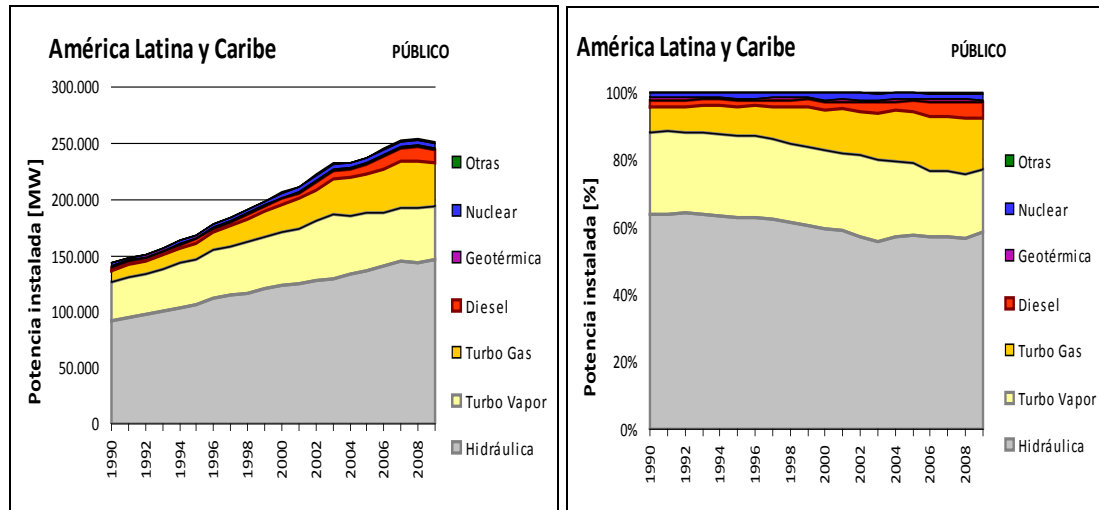
En todo caso el análisis de la demanda aquí presentado llama a la necesidad urgente de la región de crear un sistema de información más perfeccionado y homogéneo respecto de los criterios de recolección y procesamiento de los datos primarios y de pautas de revisión de los balances de energía establecidos orgánicamente,

3.1.2. La oferta

Con respecto a la oferta eléctrica vale mencionar que la potencia instalada asciende a más de 250 GW, siendo casi el 58% de origen hidroeléctrico, el 39% térmico convencional y el 3 % restante corresponde a potencia de origen nuclear y energías renovables.

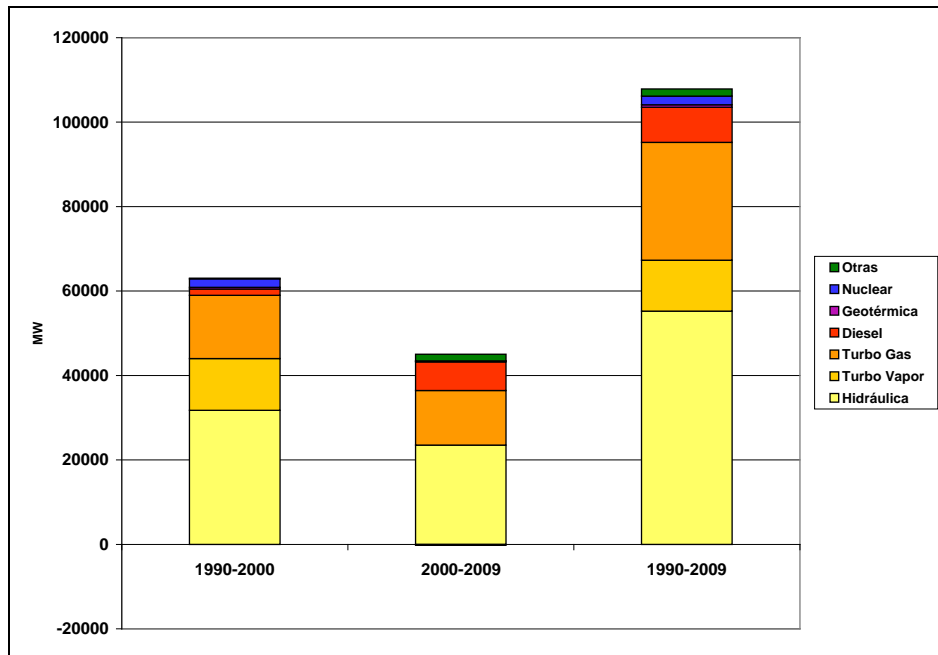
Entre el año 1990 y el 2009 se instalaron aproximadamente 110 GW de potencia, lo que equivalió a un aumento de un 75%. Hasta el 2000, la potencia instalada total creció a una tasa del 3.7% a.a., la hidroeléctrica al 3% a.a y la térmica al 4.8% a.a. Entre 2000 y 2009, se observa una desaceleración en la incorporación de nueva potencia, y esas tasas descienden a un 2.2 %, 2 %, y 2.5 % a.a. respectivamente.

**Gráfico 3.1.2.1. Estructura de la Potencia Instalada en el total de ALyC.
En MW y porcentajes**



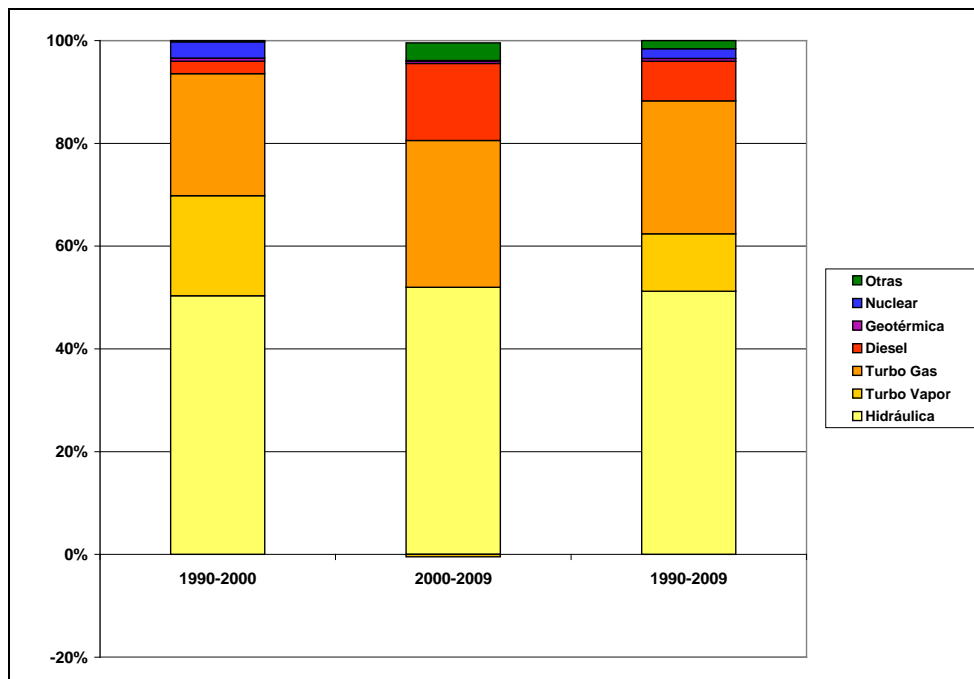
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.2. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales- servicio Público En MW.



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.3. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales- servicio Público En porcentajes

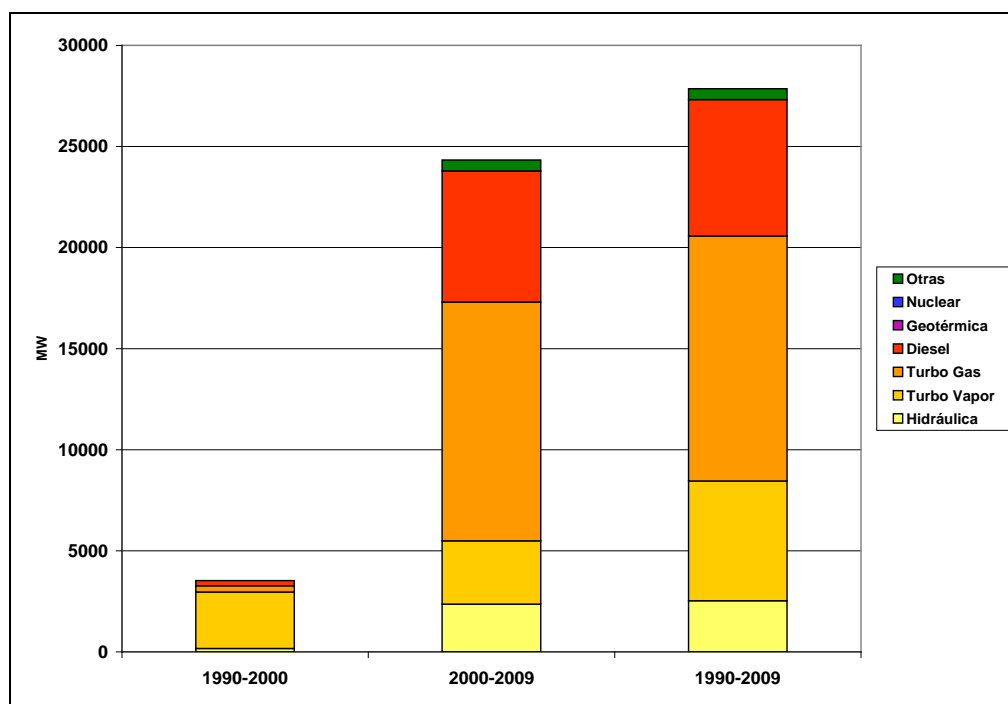


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La incorporación de centrales térmicas fue el aspecto más relevante. En correspondencia con los períodos analizados se observa que los ingresos de oferta registrados corresponden en muchos casos a centrales de origen térmico, a pesar de que la utilización del potencial hidroeléctrico regional es de sólo el 23 y 17 % en potencia (662 GW) y energía (3567 TWh), respectivamente³¹.

Del mismo modo otra característica vinculada a lo anterior ha sido el crecimiento abrupto de la autogeneración, también predominantemente térmica y, durante la última década con centrales diesel, lo que se vincula con la crisis de abastecimiento de gas natural, la relativamente baja incorporación hidráulica y, sin duda con los cambios de reglas de juego y de actores en el sector eléctrico tras las reformas.

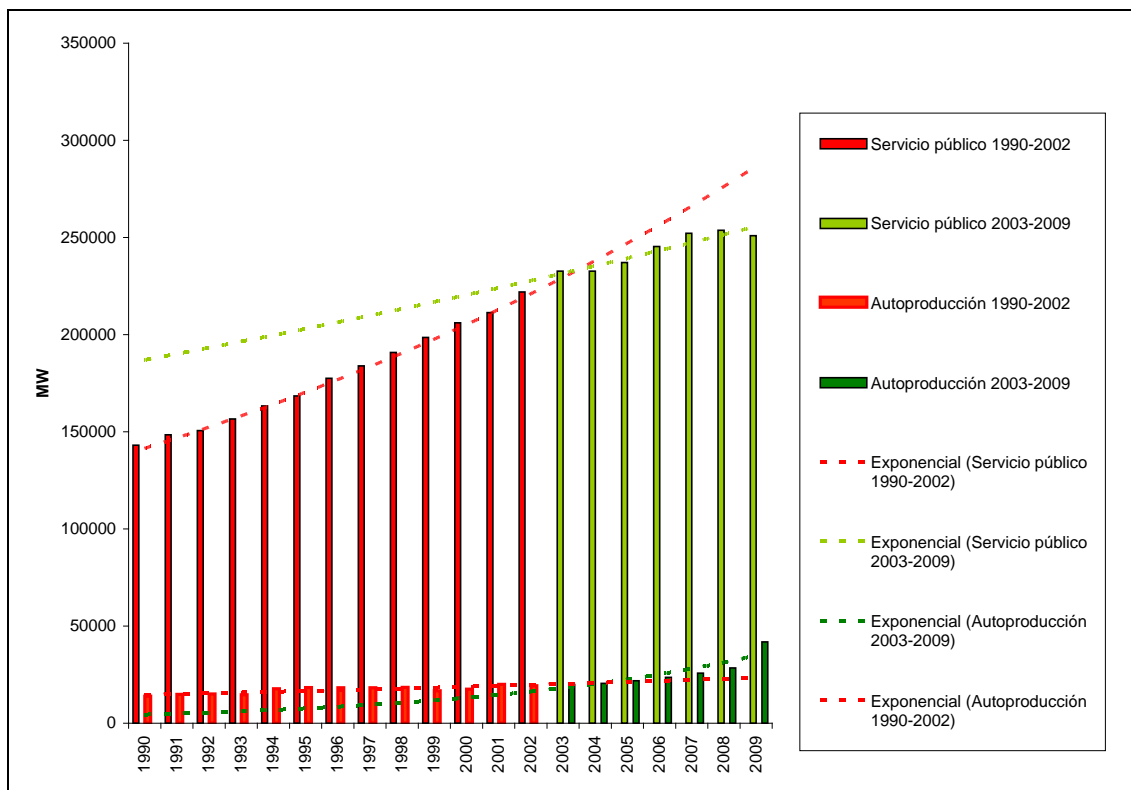
Gráfico 3.1.2.4. Incremento en la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 por tipo de centrales- Autoproducción En MW.



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

³¹ Según SIEE-OLADE.

Gráfico 3.1.2.5. Evolución de la Potencia Instalada en el total de ALyC 1990-2009 Servicio Público y Autoproducción En MW.



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Nótese que el incremento de la potencia en autoproducción después de 2005 es concomitante con el freno a la expansión global de la potencia correspondiente al servicio público y que la proporción de potencia instalada en aquella categoría respecto del total pasa de 8%-9% entre 1990 y 2007 a 14% en 2009. Sin duda, como se verá luego, México explica buena parte de la potencia instalada en Autoproducción.

El tema a remarcar es no obstante que mientras que la región dispone de abundantes recursos hidráulicos potenciales ha orientado por diversos motivos la matriz hacia la generación térmica con resultados no muy satisfactorios desde el punto de vista de la seguridad de suministro.

En la tabla a continuación se detalla el potencial de recursos hidroeléctricos (en potencia y energía) y su utilización, a partir de la comparación con la potencia hidroeléctrica instalada y la generación del año 2009 de cada país. La generación hidroeléctrica es estimada pues se parte del valor consignado en el BEN de consumo de hidroenergía suponiendo una eficiencia de 85% para la generación de electricidad.

Cuadro 3.1.2.1. Potencial de recursos hidroeléctricos (en potencia y energía) y su utilización

Pais / Concepto	Potencial: MW	Instalado: MW	% de utilización	Potencial: GWh	Generado: GWh	% de utilización
A - Caribe	12,926	854	7%	41,420	3,165	8%
Barbados						
Cuba	650	58	9%	1,300	121	9%
Grenada						
Guyana	7,600	1	0%	19,640		
Haiti	137	62	45%	601	207	34%
Jamaica	24	22	90%	105	112	107%
Rep. Dominicana	2,095	523	25%	9,174	1,354	15%
Suriname	2,420	189	8%	10,600	1,372	13%
Trinidad Y Tobago						
B - Mesoamérica	76,847	15,658	20%	334,619	38,247	11%
Costa Rica	6,633	1,532	23%	29,053	6,179	21%
El Salvador	2,165	472	22%	9,483	1,505	16%
Guatemala	5,000	778	16%	21,900	2,940	13%
Honduras	5,000	522	10%	21,900	2,781	13%
Mexico	53,000	11,370	21%	232,140	21,170	9%
Nicaragua	1,767	105	6%	5,767	552	10%
Panamá	3,282	879	27%	14,376	3,119	22%
C - Área Andina	233,181	29,469	13%	1,174,112	154,929	13%
Bolivia	1,379	488	35%	4,808	1,831	38%
Colombia	96,000	9,026	9%	420,480	40,057	10%
Ecuador	30,865	2,059	7%	162,226	8,198	5%
Peru	58,937	3,273	6%	385,118	19,377	5%
Venezuela	46,000	14,622	32%	201,480	85,466	42%
D - Área Del Sur	339,980	104,482	31%	2,016,953	427,529	21%
Argentina	40,400	10,122	25%	354,000	33,828	10%
Brasil	260,093	78,611	30%	1,490,000	312,071	21%
Chile	25,156	5,401	21%	110,183	24,558	22%
Paraguay	12,516	8,810	70%	54,820	51,812	95%
Uruguay	1,815	1,538	85%	7,950	5,261	66%
E - América Del Sur	573,161	133,951	23%	3,191,065	582,458	18%
América Latina Y Caribe	662,934	150,463	23%	3,567,104	623,870	17%
Centro América	23,847	4,288	18%	102,479	17,077	17%
Cono Sur	79,887	25,871	32%	526,953	115,458	22%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Los datos de los países muestran una amplia dispersión tanto en la existencia del recurso hidroenergético como en su grado de utilización. Se destacan Paraguay y Uruguay por la fuerte utilización del recurso, principalmente Uruguay en potencia instalada, con valores cercanos a los de los países desarrollados.

Los principales países con grandes recursos hidroeléctricos para explotar son Brasil³² y Colombia³³, gran parte de los cuáles se encuentran en la región del Amazonas, con importantes conflictos socio-ambientales. Vale mencionarse que recientemente, luego de superar una fuerte oposición ambientalista, fue aprobada la

³² Cuyo potencial hidreléctrico según Eletrobrás es de 243,6 GW

³³ Reciente información, indica que Colombia está aprovechando esos recursos, ya que dispondrá de 2.400 MW de la Central Hidroeléctrica Pescadero Ituango cuya construcción ya fue iniciada, y será realizada bajo la figura de concesión entre la Sociedad Hidroeléctrica Ituango (Hidroituango) y la Sociedad EPM Ituango.

realización del proyecto brasileño Belo Monte (11233 MW). Le siguen en un segundo orden importancia los recursos de Perú, México, Venezuela, Argentina, Ecuador y Chile, país en el que han surgido reclamos en contra de la realización de proyectos hidroeléctricos en la zona sur del país. En todos los casos los proyectos más importantes presentan una importante resistencia social por el impacto ambiental así como fuertes barreras financieras.

Por su parte, CIER³⁴, indica que el total inventariado en la mayoría de los países de la Región, asciende a 594 GW, y su utilización es de un 25%, según se detalla en el cuadro siguiente.

Cuadro 3.1.2.2. Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo

	Potencial Inventariado (GW)	% desarrollado	Instalada (GW)
Argentina	45	21%	9.3
Bolivia	40	1%	0.5
Brasil	185	41%	76.3
Chile	25	23%	5.7
Colombia	93	9%	8.8
Costa Rica	7	22%	1.5
El Salvador	2	24%	0.5
Ecuador	23	9%	2.0
Guatemala	5	15%	0.8
Honduras	5	8%	0.4
México	53	24%	12.7
Nicaragua	2	5%	0.1
Panamá	4	22%	0.9
Paraguay	13	67%	8.7
Perú	62	5%	3.0
Uruguay	2	93%	1.5
Venezuela	28	52%	14.6
Total	594	25%	147

Fuente: proyecto CIER 15, fase II.

Nota: En el caso de Brasil el potencial hidreléctrico según lo estima Eletrobrás sería de 243,6 GW, es decir más alto que el mostrado en esta tabla lo que no hace sino confirmar la subutilización del mismo ya remarcada en los trabajos de CIER y en este mismo análisis.

El recurso hidroenergético es altamente estratégico para avanzar en la integración regional eléctrica. Según el resultado del proyecto CIER 01, presenta características de complementariedad inter-cuenca, estacional, climática, con bajo impacto ambiental en términos de emisiones de GEI y disponibilidad de energía de muy bajo costo (bajo un esquema financiero adecuado). Este tema crucial para la región se abordará con mayor detalle en el capítulo de integración.

Según el proyecto CIER15, la hidroelectricidad hace que la región tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO2 del mundo.

Adicionalmente existe un elevado potencial, económicamente favorable de otras fuentes renovables, tales como eólica y biomasa (y, en el futuro, la energía solar), esta característica “limpia” de la matriz debería mantenerse en el futuro. En lo que se

³⁴ El estudio CIER 15 Fase II involucra 15 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay.

refiere a energía eólica, CIER 15, indica que a continuación el potencial de los países excede los 300 GW.

Cuadro 3.1.2.3. Potencial Eólico en algunos de los países de ALyC

	Potencial (GW)
México	40
Centroamérica	100
Colombia	20
Perú	10
Chile	5
Argentina	10
Uruguay	2
Brasil	140
Total	327

Fuente: proyecto CIER 15, fase II.

Estos potenciales eólicos pueden en muchos casos ser aún mayores debido a los avances tecnológicos. En tal sentido los valores provenientes de los mapas de vientos deberían ser actualizados en cada país ya que es posible que en algunos casos la cifra indicada pudiera ser duplicada. Por ejemplo, en el caso de Brasil, se estima hoy que dicho potencial, que en el Atlas de 2001 rondaba los 140 GW, es de 300 GW a causa de que las torres son más elevadas que hace una década. Así el rápido progreso tecnológico puede aún reforzar los argumentos a favor del uso de los potenciales renovables.

A estas fuentes renovables, se suma también el potencial de dos otras fuentes no emisoras: geotérmica y nuclear, con las reservas más significativas ubicadas en Brasil.

El Cuadro siguiente resume los principales potenciales geotérmicos y su utilización. La generación geotérmica fue estimada a partir del valor de energía geotérmica consumida para generación eléctrica consignado en los BEN, suponiendo una eficiencia entre 8 y 16% para la generación de electricidad, según el país en cuestión.

El potencial geotérmico de la región es muy inferior al potencial hidroeléctrico pero está distribuido de una manera muy conveniente desde el punto de vista de la posible integración eléctrica. Los países centroamericanos así como algunos andinos poseen un importante potencial en relación a sus demandas.

Efectivamente, se puede observar que los mayores recursos se encuentran concentrados en Mesoamérica (con el 78% de la potencia, y 71% de la energía potencial total). En particular México³⁵, que representa el 57% del potencial de MW, de la Subregión, lo utiliza en un 26%. Por su parte, Guatemala y Nicaragua, ofrecen importantes recursos con un muy bajo nivel de utilización (5 y 9% respectivamente).

³⁵ Vale mencionarse que reciente (julio 2011), información periodística indica que México colaborará con Chile en el desarrollo de energía geotérmica y otras renovables ya que en este país, energías renovables no convencionales (ERNC, no gran hidro) alcanzan casi un 2% del mix de generación, en el que sólo se incluyen fundamentalmente la eólica y la biomasa.

En Costa Rica, se ha iniciado la exploración de 2 yacimientos de vapor en el oeste del país, con el objetivo de instalar allí las plantas geotérmicas Las Palias II y Borinquen. Estiman invertir 1.5 millones de dólares en los materiales necesarios para realizar 10 perforaciones exploratorias, que pueden alcanzar hasta 3.000 metros. Se estima que su potencial geotérmico es de más de 850 MW. Nótese la enorme diferencia que se observa con los datos de OLADE, volcados en el siguiente cuadro.

Cuadro 3.1.2.4. Potenciales geotérmicos en potencia y energía y su grado de utilización

Pais - Región / Concepto	Potencial: MW	Instalado: MW	% de utilización	Potencial: GWh	Generado: GWh	% de utilización
Trinidad Y Tobago						
B - Mesoamérica	6.410	1.471	23%	29.491	11.495	39%
Costa Rica	257	166	64%	1.206	886	73%
El Salvador	333	204	61%	1.456	1.219	84%
Guatemala	1.000	49	5%	9.855	603	6%
Honduras	130			569		
Mexico	3.650	965	26%	10.446	6.740	65%
Nicaragua	1.000	88	9%	4.382	49	1%
Panama	40		0%	1.577		0%
C - Área Andina	1.570		0%	11.131		0%
Bolivia	120		0%	335		0%
Colombia						
Ecuador	1.450		0%	10.797		0%
Peru						
Venezuela						
D - Área Del Sur	211		0%	975		0%
Argentina	121		0%	844		0%
Brasil						
Chile	90		0%	131		0%
Paraguay						
Uruguay						
E - América Del Sur						
América Latina Y Caribe	8.190	1.471	18%	41.597	11.495	28%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Esta sub-utilización de diversos recursos renovables ha sido sin duda alguna una consecuencia directa de los bajos precios del gas (y del petróleo y sus derivados), la percepción de su abundancia durante los 90 y su adecuación a la búsqueda de inversión privada para lograr la expansión del sistema bajo las nuevas reglas que como se vio en el Informe II- caracterizó a las reformas en gran parte de la Región. También fue consecuencia de los comparativamente elevados costos de inversión inicial, incluyendo la inversión necesaria en expansión de la capacidad de transporte y distribución de los respectivos sistemas eléctricos.

Sin embargo el nuevo contexto de precios internacionales, de oferta energética, junto al énfasis puesto en las cuestiones medioambientales y disminuciones en los costos (por ejemplo de la generación eólica ,incluyendo localización industrial en la Región), generan un escenario distinto durante el período posterior a 2003 y abren así las necesidades de una nueva definición en torno a los mecanismos de expansión, la selección de fuentes y los impactos de tales decisiones sobre la sostenibilidad del sector energético, económico, social y ambiental.

3.1.2.1. La Potencia Instalada

El Cuadro siguiente ilustra sobre la evolución reciente de la potencia instalada por subregión y país. Como se adelantara, se observa una mayor incorporación entre 1990 y 2000, para luego disminuir en la década siguiente.

El Area del Sur, ha sido la más dinámica en ambos períodos, ocupando Brasil, por su peso subregional, un rol relevante en dicho desempeño.

**Cuadro 3.1.2.1.1. Potencia instalada de Servicio Público
En MW.**

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A – Caribe	6,750	7,604	8,873	9,482	10,707	2.8%	2.1%
Barbados	152	153	166	210	215	0.8%	2.9%
Cuba	3,253	3,115	3,437	3,598	4,976	0.6%	4.2%
Grenada	18	25	43	32	33	9.1%	-2.9%
Guyana	96	97	131	138	138	3.1%	0.6%
Haiti	186	194	217	221	217	1.5%	0.0%
Jamaica	509	625	737	641	651	3.8%	-1.4%
Rep.Dominicana	1,288	2,147	2,731	3,166	2,993	7.8%	1.0%
Suriname	60	60	60	60	60		
Trinidad Y Tobago	1,189	1,189	1,353	1,416	1,425	1.3%	0.6%
B - Mesoamérica	29,419	38,008	43,302	50,303	49,559	3.9%	1.5%
Costa Rica	877	1,165	1,704	1,962	2,415	6.9%	4.0%
El Salvador	635	909	1,102	1,174	1,284	5.7%	1.7%
Guatemala	821	815	1,500	1,955	2,007	6.2%	3.3%
Honduras	548	746	918	1,493	1,530	5.3%	5.8%
Mexico	25,299	33,037	36,213	41,752	39,863	3.7%	1.1%
Nicaragua	346	415	617	648	860	6.0%	3.7%
Panama	893	921	1,248	1,319	1,600	3.4%	2.8%
C - Área Andina	31,724	34,493	42,192	44,421	49,475	2.9%	1.8%
Bolivia	528	720	1,237	1,267	1,403	8.9%	1.4%
Colombia	8,677	10,064	12,354	13,307	13,525	3.6%	1.0%
Ecuador	1,718	2,337	3,131	3,336	4,115	6.2%	3.1%
Peru	2,829	3,211	5,146	5,221	6,724	6.2%	3.0%
Venezuela	17,973	18,161	20,323	21,289	23,708	1.2%	1.7%
D - Área Del Sur	75,154	88,320	111,717	132,878	141,163	4.0%	2.6%
Argentina	15,367	18,620	24,209	25,686	28,363	4.7%	1.8%
Brasil	49,698	55,505	68,861	86,578	86,692	3.3%	2.6%
Chile	3,364	5,179	9,132	11,169	14,871	10.5%	5.6%
Paraguay	5,128	6,909	7,396	7,416	8,816	3.7%	2.0%
Uruguay	1,597	2,108	2,119	2,029	2,421	2.9%	1.5%
E - América Del Sur	107,034	122,970	154,100	177,497	190,836	3.7%	2.4%
América Latina Y Caribe	143,047	168,425	206,084	237,083	250,904	3.7%	2.2%
Centro América	4,120	4,971	7,089	8,550	9,696	5.6%	3.5%
Cono Sur	25,456	32,815	42,856	46,300	54,471	5.3%	2.7%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Efectivamente, en el total de la potencia instalada regional, se destaca el Area de Sur (que incluye a Brasil) con una participación de alrededor del 56% sobre el total y tasas que superan la media de la Región en ambos períodos.

Sumando los cuatro países más importantes de la región en términos de potencia instalada: Brasil, México³⁶, Argentina y Venezuela, se da cuenta del 71% de la potencia instalada de la región mientras que en términos de población se alcanza el 65%, indicador que insinúa una heterogeneidad en el consumo per cápita.

Respecto del dinamismo de la capacidad de generación en las últimas dos décadas, sobresale Chile que durante los años '90 expandió su potencia instalada a una tasa de 10,5% a.a. valores sólo equiparados por Grenada y Bolivia con 9,1 y 8,9% a.a. En la última década Chile mantiene su posición dominante, ocupando el segundo lugar en este caso, pero con una tasa menor de 5,6% a.a.

Cuadro 3.1.2.1.2. Estructura de participación en la Potencia Instalada por subregiones (%)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	4,7%	4,5%	4,3%	4,0%	4,3%
B - Mesoamérica	20,6%	22,6%	21,0%	21,2%	19,8%
C - Área Andina	22,2%	20,5%	20,5%	18,7%	19,7%
D - Área Del Sur	52,5%	52,4%	54,2%	56,0%	56,3%
América Latina Y Caribe	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Brasil	34,7%	33,0%	33,4%	36,5%	34,6%
México	17,7%	19,6%	17,6%	17,6%	15,9%
Venezuela	12,6%	10,8%	9,9%	9,0%	9,4%
Argentina	10,7%	11,1%	11,7%	10,8%	11,3%

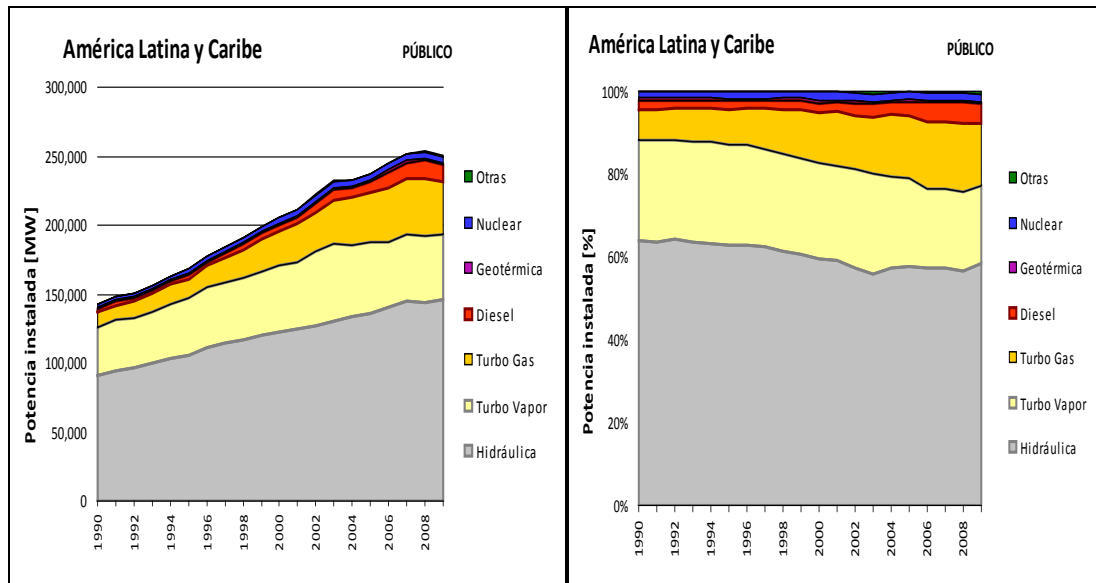
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

A pesar de los potenciales disponibles, según se comentara en el apartado anterior, el análisis de la evolución reciente indica que durante la década de los 90', la Región (y mayoría de los países) disminuyó la participación hidroeléctrica en el total de la potencia instalada, con la excepción de Venezuela, y en menor medida Ecuador³⁷, según se observa en los gráficos siguientes.

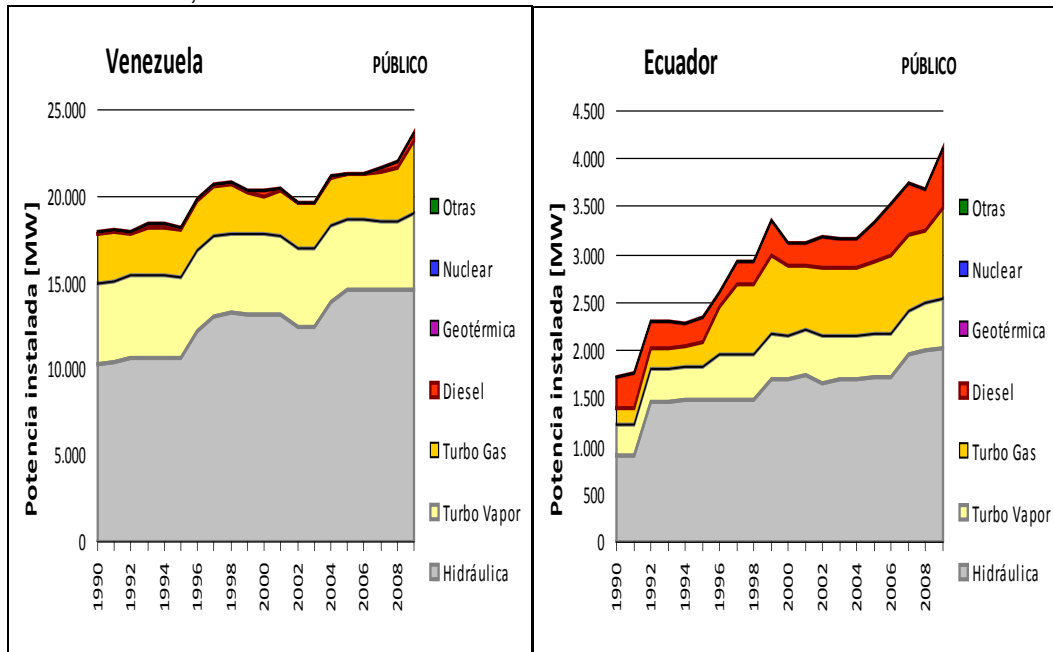
³⁶ En <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/Paginas/QuienesSomos.aspx>, se indica que en México la infraestructura de generación (2010), está compuesta por 209 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52515 MW. El 22.67% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

³⁷ Continuando en esa dirección, en Ecuador, se encuentran en construcción los proyectos hidroeléctricos: Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Sopladora (487 MW), y Toachi Pilatón (253 MW), y se encuentran proyectados para su inicio Minas-San Francisco (276 MW), Delsitanisagua (115 MW), Quijos (50MW). Según informaciones oficiales, la inversión en hidroeléctricas es de 4 983 millones de dólares y el objetivo es elevar la generación eléctrica de 4.000 mw a 7.000 mw, para dejar de importar energía a países vecinos y "empezar la exportación de energía".

**Gráfico 3.1.2.1.1. Potencia Instalada LAyC
(En MW y %)**



Fuente: SIIE, OLADE



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Como ya se señaló la capacidad instalada total es casi 251 GW: 58% corresponden a las centrales hidroeléctricas; poco más del 3% a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 39% a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón, fuel oil, etc.).

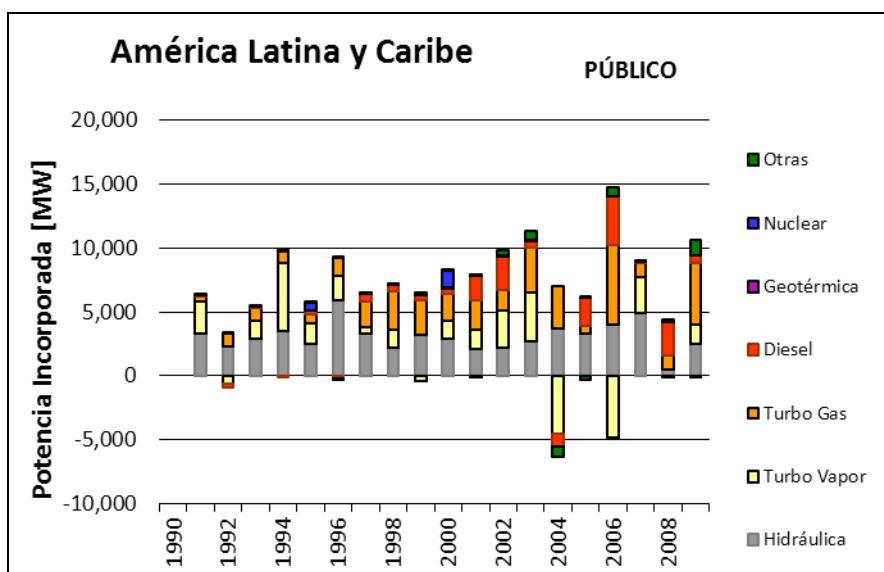
Recientemente una numerosa normativa, asociada a diferentes tipos de convocatorias a inversores, así como a diversas acciones concretadas especialmente a partir de decisiones políticas de máximo nivel, han permitido iniciar

(aunque lentamente para la Región en su conjunto) la superación de barreras a las Energías Renovables.

Así se han logrado instalar por ejemplo en Brasil y Uruguay, más de 1300 MW de potencia eólica y más de 8500 MW, asociados a la utilización de diferentes tipos de biomasa como por ejemplo: Bagazo de Caña, Licor Negro, leña, Biogás, y Cáscara de Arroz, entre otros.

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de las incorporaciones anuales por tecnología.

Gráfico 3.1.2.1.2. Evolución de los ingresos de potencia instalada en LA y C



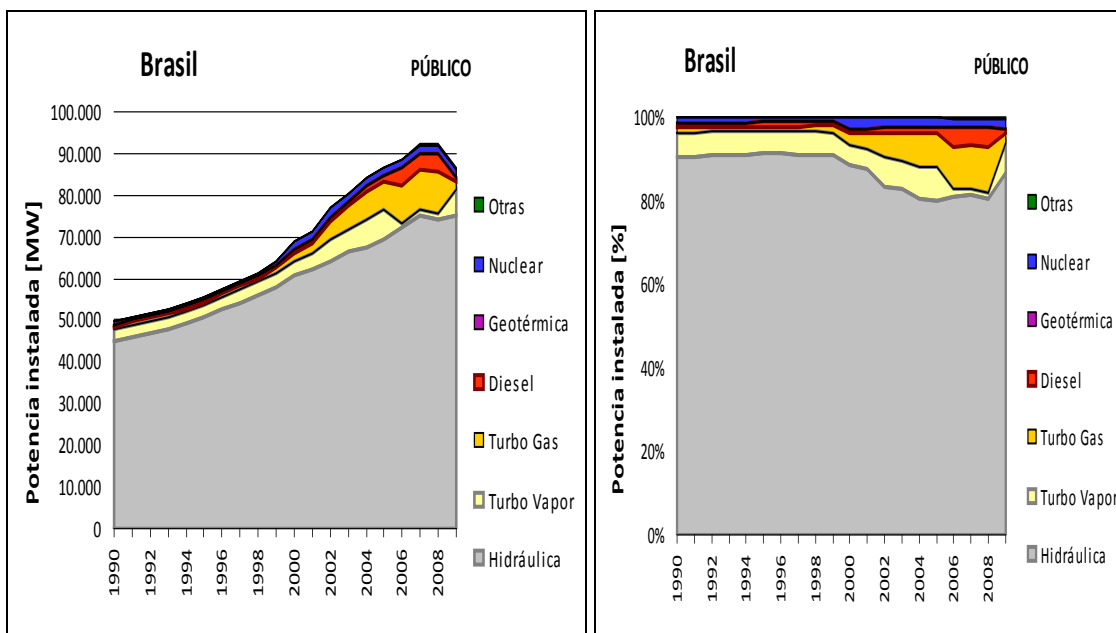
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Entre las subregiones, Mesoamérica se destaca por ser aquella en la que más disminuyó la participación hidroeléctrica durante la década 90-00 con una tasa de -0.9% a.a. En la década siguiente se manifiesta una leve aceleración del proceso de crecimiento de esta fuente³⁸.

Se destaca entre los países de la Región, que Brasil representa aproximadamente un 35% de la potencia hidroeléctrica total, y el 87% de la potencia instalada nacional, (según se observa en el gráfico siguiente).

³⁸ Confirmando esta tendencia, CEPAL indica que al igual que en otros países de la subregión, en 2010, en Guatemala un grupo hondureño (Terra 2), realizó una inversión de casi 250 millones de US\$ e inauguró la central hidroeléctrica Xacbal, de 94 MW, (incluyendo la línea de transmisión de 130 km). Esta obra, constituye la segunda hidroeléctrica más grande del país y el mayor emprendimiento renovable privado desarrollado en Centroamérica por un grupo inversionista de la subregión. Asimismo CEPAL indica que el esquema de negocios también fue novedoso: el grupo inversionista es hondureño, las obras se ubican en Guatemala y parte de la energía será vendida a una distribuidora salvadoreña. Además, el país reporta el ingreso de seis pequeñas hidroeléctricas que totalizan alrededor de 12,3 MW (Panán, Los Cerros, Covadonga y otros). Véase CEPAL, 2011. Sede Subregional en México. "CENTROAMÉRICA: ESTADÍSTICAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO, 2010.

Gráfico 3.1.2.1.3. Potencia Instalada en Brasil.
En MW y %

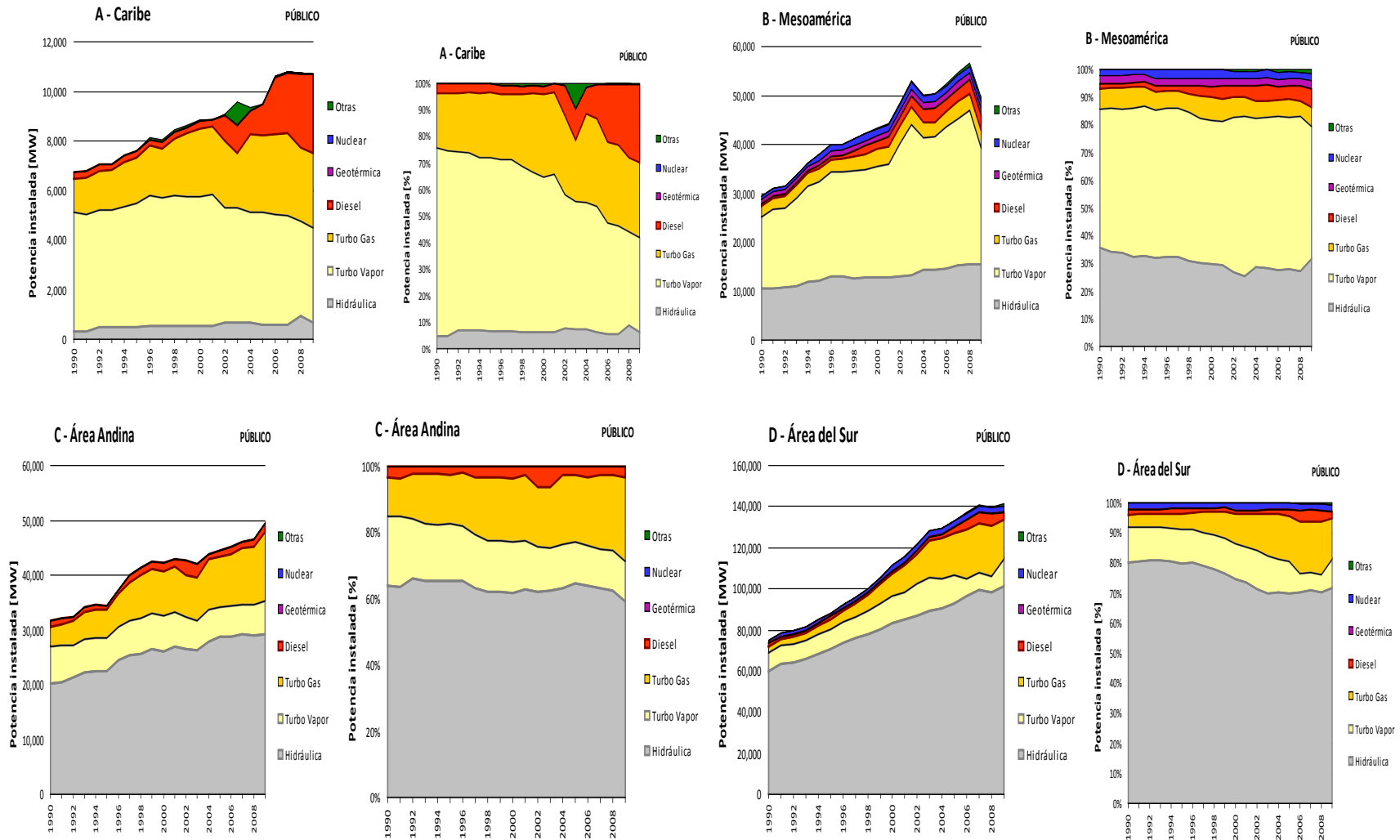


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En los gráficos siguientes se presenta la evolución de las estructuras de la potencia instalada a nivel de cada subregión.

A grandes rasgos, se observa en Caribe, la fuerte incorporación de equipos Diesel; en Mesoamérica continuó la expansión de TV, y centrales hidroeléctricas (aunque disminuyendo su participación en el total); y en la subregión Andina, así como en el Área Sur, se observan las incorporaciones de centrales TG (y en menor medida equipos diesel).

Gráfico 3.1.2.1.4. Evolución de la potencia instalada a nivel de subregión y por tecnología (En MW y en %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

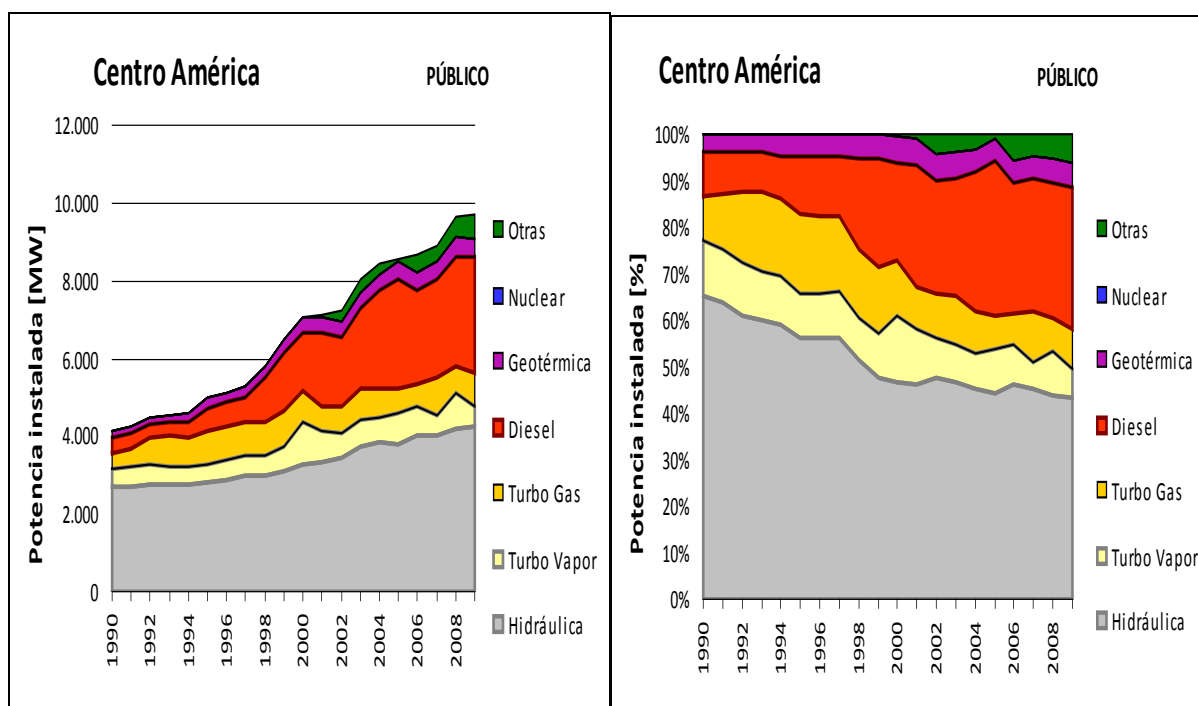
En Mesoamérica, (sin considerar a México), se encuentra la mayor diversidad en cuanto a la participación de energías renovables ya que existen importantes porcentajes de potencia instalada geotérmica, biomasa (residuos de caña), y recientemente eólica, según se observa en los gráficos siguientes.

Vale mencionar que en 2010 en Costa Rica³⁹, con una inversión de alrededor de 72,5 millones de dólares, el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica (Coneléctricas R.L.) que agrupa a cuatro cooperativas de electrificación rural, puso en operación el complejo hidroeléctrico Sigifredo Solís Solís (conformado por las hidroeléctricas Pocosol y Agua Gata), con una capacidad de 26,5 MW. Por su parte, el Grupo ICE inauguró el Proyecto Termoeléctrico Garabito, con una capacidad de 202,7 MW y un costo aproximado de 300 millones de dólares.

En Nicaragua, Cepal indica que “el parque eólico de Amayo reportó una importante adición de 20 MW, alcanzando los 63 MW”, en contrapartida se incrementó la potencia térmica con equipos diesel, con la inauguración de la central Solidaridad, de 54 MW (52 U\$S millones), ubicada a unos 45 km de Managua y construida en el marco de la Alianza Bolivariana de los Pueblos de Nuestra América (ALBA).

Adicionalmente, se observa que en Honduras la participación hidroeléctrica baja del 79% en 1990 a 34% en 2009.

Gráfico 3.1.2.1.5. Potencia Instalada Centroamérica (MW y %)



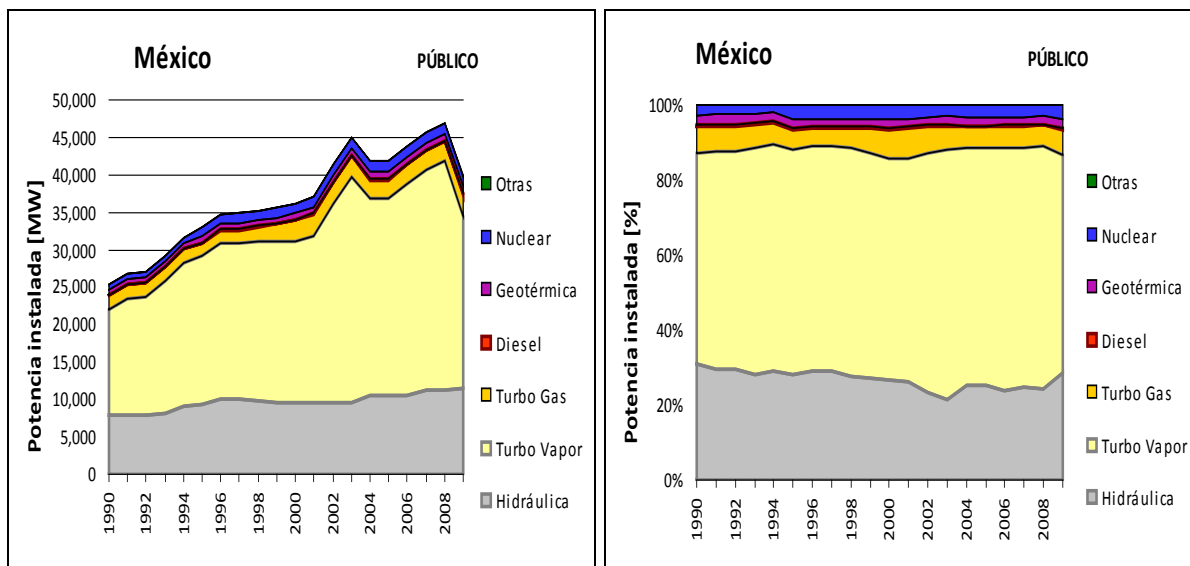
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Por su parte, en México, predomina la potencia instalada térmica. No obstante, merece hacer mención que en los últimos diez años se han instalado 42 mil módulos

³⁹ Cepal, 2011. Sede Subregional en México. “CENTROAMÉRICA: ESTADÍSTICAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO, 2010.

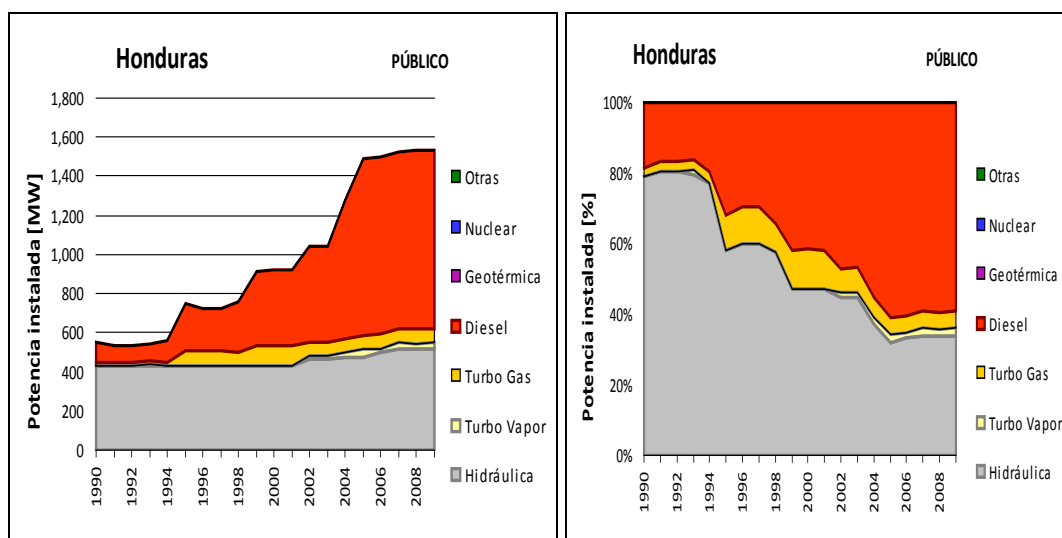
solares en pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población.

Gráfico 3.1.2.1.6. Potencia Instalada en México (MW y %).



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.1.7. Potencia Instalada Honduras (MW y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Al igual que Honduras, y El Salvador, en países de otras subregiones, se presenta un retroceso de la participación hidroeléctrica en la potencia, como por ejemplo Chile (con una caída del 34%), y Perú, que disponen de potenciales no aprovechados y que superan ampliamente la capacidad instalada. El caso de El Salvador es un poco diferente pues el retroceso hidroeléctrico se explica principalmente por el aumento de utilización de la geotermia, no así los casos de Chile y Perú.

En el Cuadro siguiente se presenta la evolución de las participaciones de la potencia instalada hidroeléctrica en el total de instalado en el que se verifican algunos de los ejemplos mencionados.

Cuadro 3.1.2.1.3. Evolución de la participación de la potencia hidroeléctrica en el total instalado (%)

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A - Caribe	5%	7%	6%	6%	6%	2.3%	0.1%
Barbados							
Cuba	2%	2%	2%	1%	1%	1.1%	-3.9%
Grenada							
Guyana			0%	0%	0%		-0.6%
Haití	29%	32%	29%	29%	29%	-0.2%	
Jamaica	5%	4%	3%	3%	3%	-3.2%	0.1%
Rep.Dominicana	16%	17%	15%	15%	17%	-0.8%	2.0%
Suriname							
Trinidad Y Tobago							
B - Mesoamérica	36%	32%	30%	28%	31%	-1.8%	0.6%
Costa Rica	84%	70%	72%	66%	63%	-1.5%	-1.4%
El Salvador	59%	43%	36%	39%	37%	-4.8%	0.3%
Guatemala	59%	61%	35%	37%	39%	-5.1%	1.0%
Honduras	79%	58%	47%	32%	34%	-5.0%	-3.6%
México	31%	28%	27%	25%	29%	-1.5%	0.8%
Nicaragua	30%	25%	17%	16%	12%	-5.6%	-3.4%
Panamá	62%	60%	49%	56%	51%	-2.3%	0.4%
C - Área Andina	64%	65%	62%	65%	59%	-0.3%	-0.5%
Bolivia	54%	39%	30%	34%	33%	-5.6%	0.9%
Colombia	77%	78%	65%	67%	66%	-1.7%	0.2%
Ecuador	52%	64%	55%	52%	49%	0.4%	-1.2%
Perú	75%	69%	54%	60%	47%	-3.2%	-1.4%
Venezuela	57%	59%	65%	69%	62%	1.3%	-0.6%
D - Área Del Sur	80%	80%	75%	70%	72%	-0.7%	-0.5%
Argentina	43%	45%	40%	38%	36%	-0.8%	-1.2%
Brasil	90%	91%	88%	80%	87%	-0.2%	-0.2%
Chile	70%	60%	44%	42%	36%	-4.4%	-2.4%
Paraguay	99%	99%	100%	100%	100%	0.1%	0.0%
Uruguay	75%	72%	73%	76%	64%	-0.3%	-1.5%
E - América Del Sur	75%	76%	71%	68%	68%	-0.6%	-0.4%
América Latina Y Caribe	64%	63%	60%	58%	58%	-0.7%	-0.2%
Centro América	65%	56%	47%	44%	44%	-3.3%	-0.7%
Cono Sur	60%	60%	53%	51%	47%	-1.3%	-1.2%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En cuanto a la participación térmica en la potencia instalada que se presenta en el cuadro siguiente, se considera la potencia de turbinas de gas, turbinas de vapor y motores diesel, sin considerar la potencia de origen nuclear y geotérmica.

Esta participación indica la contra cara de los análisis realizados, en los que se confirma la tendencia de las últimas dos décadas hacia un aumento en la participación térmica.

Cuadro 3.1.2.1.4. Evolución de la participación de la potencia térmica en el total instalado (%)

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A – Caribe	95%	93%	93%	93%	94%	-0.2%	0.1%
Barbados	100%	100%	100%	100%	100%		
Cuba	98%	98%	98%	99%	99%	0.0%	0.0%
Grenada	100%	100%	100%	100%	100%		
Guyana	100%	100%	100%	100%	100%	0.0%	0.0%
Haití	71%	68%	71%	71%	71%	0.1%	
Jamaica	95%	95%	85%	94%	94%	-1.1%	1.0%
Rep.Dominicana	84%	83%	85%	85%	83%	0.2%	-0.4%
Suriname	100%	100%	100%	100%	100%		
Trinidad Y Tobago	100%	100%	100%	100%	100%		
B - Mesoamérica	59%	62%	64%	66%	61%	0.8%	-0.5%
Costa Rica	16%	25%	17%	22%	26%	0.7%	4.5%
El Salvador	26%	46%	50%	48%	11%	6.5%	-15.2%
Guatemala	41%	39%	63%	62%	59%	4.5%	-0.7%
Honduras	21%	42%	53%	68%	66%	9.6%	2.5%
México	64%	66%	67%	69%	65%	0.5%	-0.3%
Nicaragua	50%	58%	72%	70%	73%	3.7%	0.2%
Panamá	38%	40%	51%	44%	49%	2.9%	-0.4%
C - Área Andina	36%	35%	38%	35%	41%	0.6%	0.7%
Bolivia	46%	61%	70%	66%	67%	4.2%	-0.4%
Colombia	23%	22%	35%	33%	33%	4.2%	-0.7%
Ecuador	48%	36%	45%	48%	51%	-0.5%	1.3%
Perú	25%	31%	46%	40%	53%	6.3%	1.5%
Venezuela	43%	41%	35%	31%	38%	-1.9%	1.0%
D - Área Del Sur	18%	18%	23%	28%	26%	2.5%	1.4%
Argentina	50%	50%	56%	58%	61%	1.1%	0.9%
Brasil	8%	8%	9%	18%	10%	0.6%	1.8%
Chile	30%	40%	56%	58%	63%	6.3%	1.3%
Paraguay	1%	1%	0%	0%	0%	-19.7%	-1.9%
Uruguay	25%	28%	27%	24%	36%	1.0%	3.1%
E - América Del Sur	23%	23%	27%	30%	30%	1.5%	1.1%
América Latina Y Caribe	34%	35%	38%	40%	39%	1.0%	0.3%
Centro América	31%	39%	47%	50%	45%	4.3%	-0.5%
Cono Sur	36%	37%	45%	47%	50%	2.2%	1.3%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Son pocos los países de la región que presentan una participación térmica superior al 70%, situación que sí es frecuente en los países del Caribe, cuyo potencial hidroeléctrico es relativamente bajo, y con históricos problemas de financiamiento.

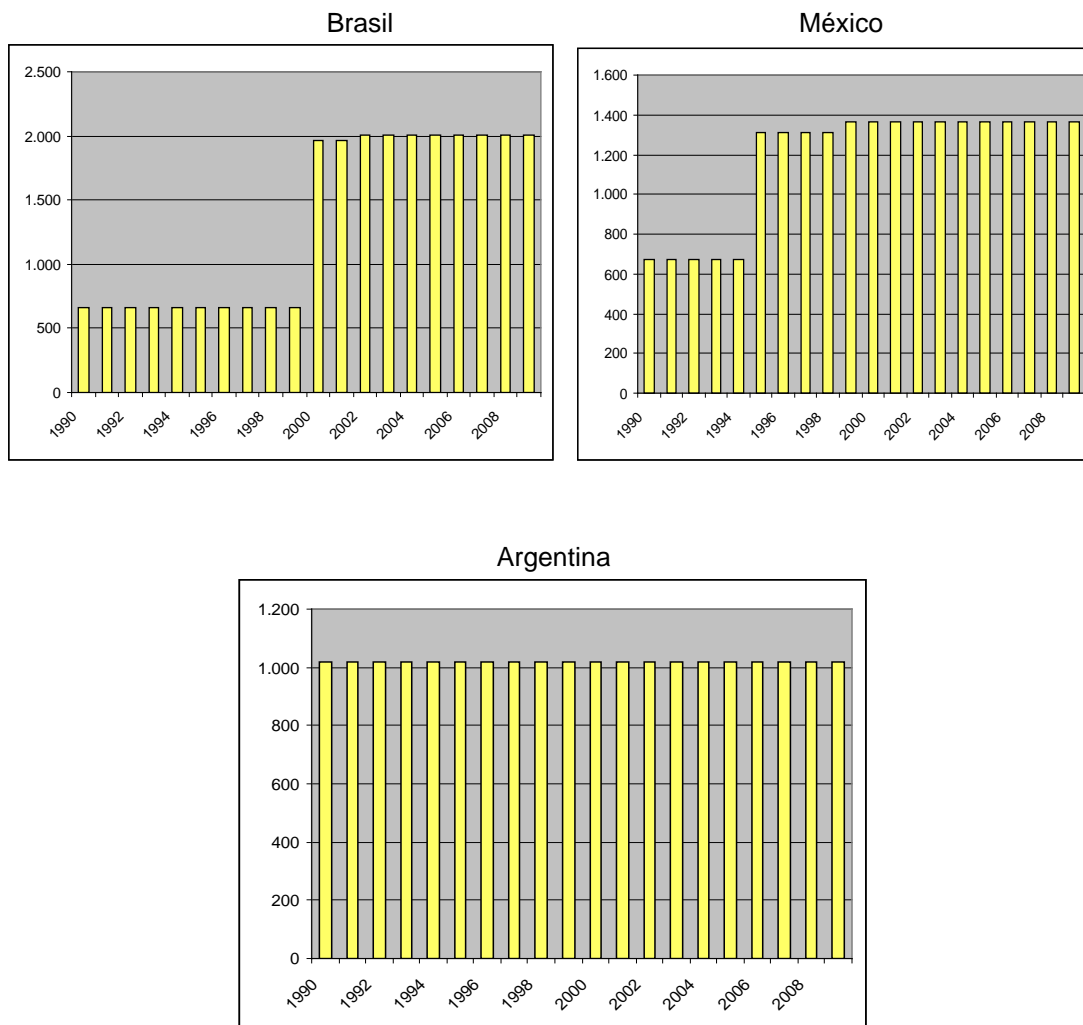
En la media regional, el peso de la potencia instalada térmica no supera el 40%.

Los países en que la participación térmica aumentó un 10% o más en las últimas dos décadas son: Honduras un 45%, Chile un 32%, Perú un 28%, Nicaragua 23%, Bolivia 21%, Guatemala 18%, Uruguay 11%, Panamá 11%, Argentina 10% y Colombia 10%. Salvo el caso de Uruguay, los restantes países poseen un potencial hidroenergético utilizado, menor al 35%, lo que implica han incidido otras razones para el aumento térmico, muy distintos a la disponibilidad de recursos⁴⁰.

⁴⁰ Entre ellos: a) las reformas de los mercados mayoristas incluyendo cambios de reglas de expansión y los nexos entre incremento de generación térmica a gas con actores de la industria de los hidrocarburos; b) barreras financieras debidas al

Los únicos países que han desarrollado experiencias en generación nuclear en América del Sur son Argentina y Brasil ⁴¹ con una capacidad total instalada de 3.025 MW. Dentro del conjunto de la región se halla también México que tiene la Central Laguna Verde que cuenta con 2 unidades generadoras de 682,5 MW eléctricos cada una.

Gráfico 3.1.2.1.8. Evolución de la Potencia Instalada Nuclear (MW)



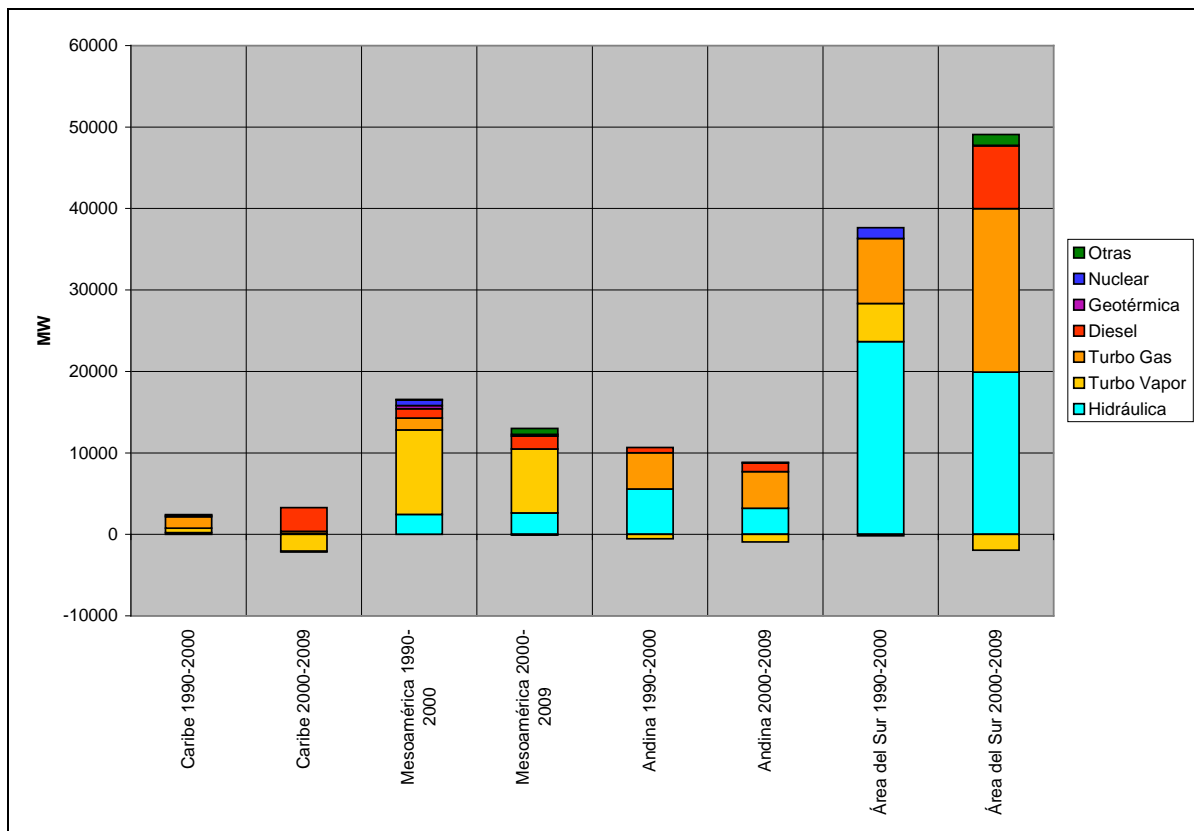
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

endeudamiento externo y políticas explícitas basadas en argumentos de impacto ambiental; c) la percepción de gas abundante sumado a la emergencia de equipos de elevada eficiencia como los ciclos combinados.

⁴¹ Vale mencionarse que Brasil ha retomado la posibilidad de construir otras 4 usinas nucleares además de Angra 3. Brasil cuenta actualmente con: Angra I (con una producción de 657 MW), inaugurada en 1985, y Angra II (1.350 MW), en 2001. Respecto a la Argentina, está prevista la entrada en servicio en el año 2012 de Atucha II, la tercera planta nuclear que entregará 692 MW eléctricos netos al sistema interconectado nacional. Se va a constituir en la máquina de mayor potencia unitaria del sistema interconectado nacional, posición que ahora ocupa la de la Central Nuclear de Embalse. <http://www.nasa.com.ar/centrales/atucha2>

A modo de síntesis se presenta en esta sección una comparación de los incrementos de potencia nominal total, incluida la de los autoprodutores, por tipo de tecnología y por subregión.

Gráfico 3.1.2.1.9. Incrementos en la Potencia Instalada por tipo de Tecnología y Sub-Región (En MW)



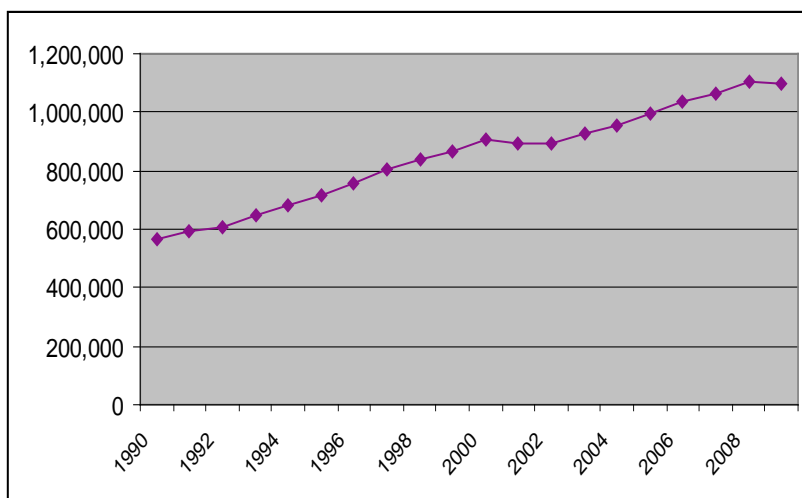
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.
 Nota: en el caso del Área del Sur Brasil explica el 55% de la variación entre 1990 y 2000, pero el 70% de la variación registrada entre 2000 y 2009.

Se puede ver así no sólo el comportamiento diferenciado por sub-región, sino la generalización del uso de maquinaria diesel en todas ellas, lo que implica un claro retroceso en términos de eficiencia y en términos de costos en tanto estas máquinas han marginado en muchos mercados en el período de mayores precios internacionales de los combustibles fósiles.

3.1.2.2. La Generación Eléctrica

La generación eléctrica de la región creció un 94% en los últimos 19 años, alcanzando en 2009, más de 1100 TWh. En el período 1990-2000, su crecimiento fue con una tasa del 4.7% a.a, mientras que en el período siguiente fue de 3.0 % a.a. El gráfico y cuadro siguientes, ilustran sobre la evolución mencionada la que responde a muy distintas dinámicas subregionales.

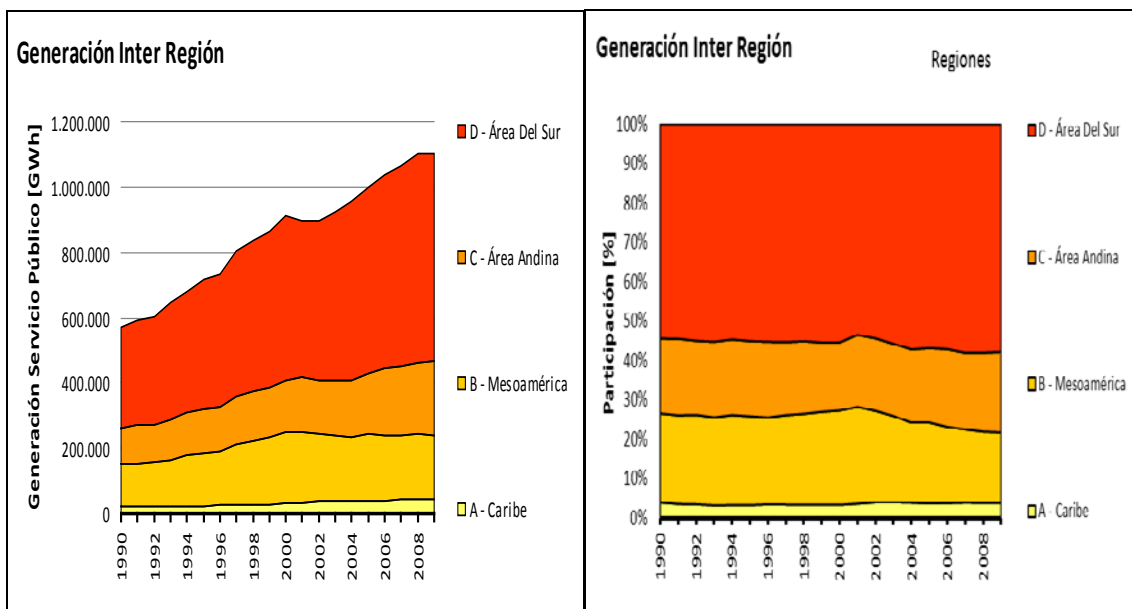
Gráfico 3.1.2.2.1. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C (GWh)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La subregión de mayor peso en la Región, es el Área Sur, representando casi el 58% del total generado. Por otra parte los países con mayor participación en la Región son: Brasil (37%), México (14%), Venezuela (11%), y Argentina (10%), que representan el 72% de la generación total.

Gráfico 3.1.2.2.2. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C por subregiones (GWh)



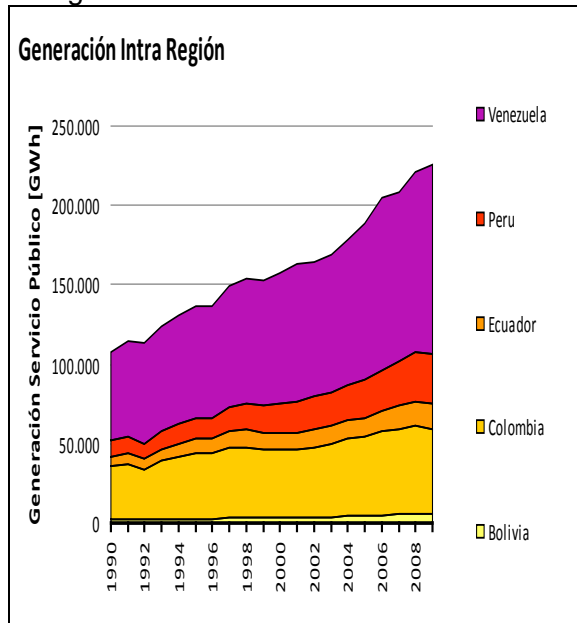
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Las subregiones que presentaron mayor dinamismo en todo el período fueron la Andina en la que todos los países integrantes (salvo Colombia), crecieron con tasas superiores al 4% a.a., y el Área Sur, en la que Chile creció con 6 %a.a. con una

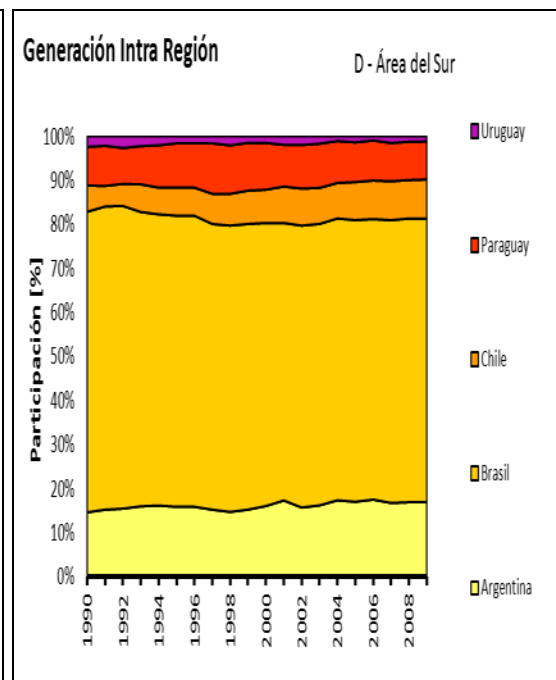
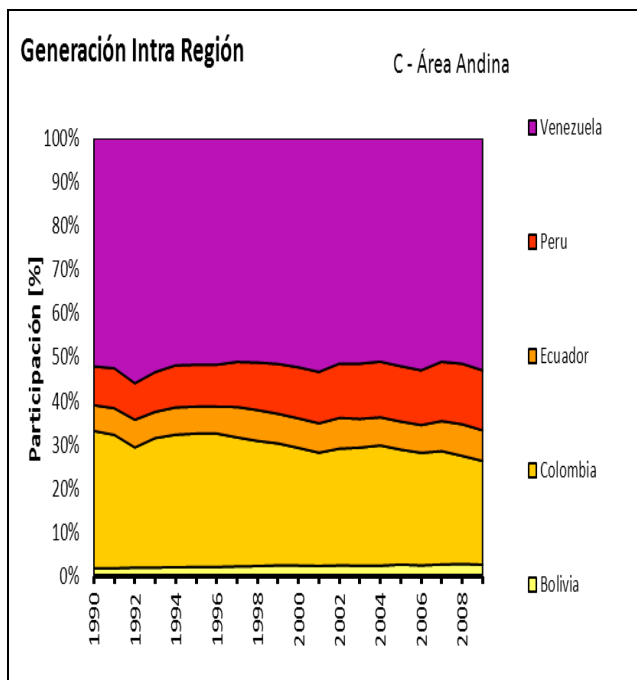
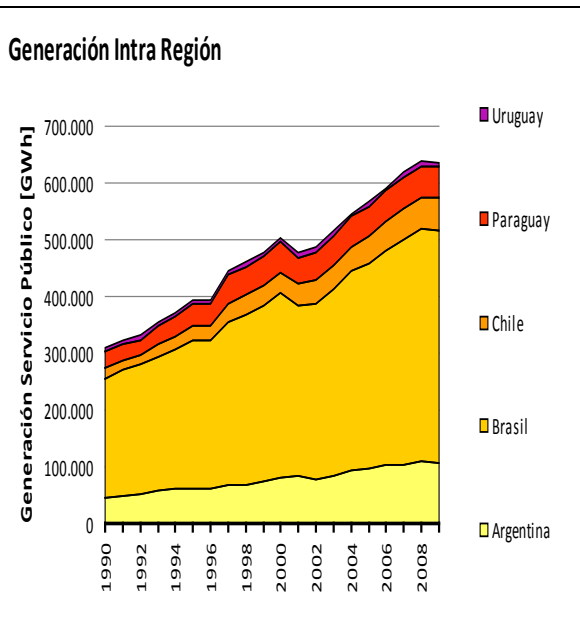
evolución de alrededor del 4% a.a. , y Brasil descendió en su participación del 68 al 64%, según se puede observar en los gráficos y Cuadro siguiente

Gráfico 3.1.2.2.3. Evolución de la Generación Eléctrica en la subregión Andina y Área del Sur. (GWh)

Subregión Andina



Area Sur



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

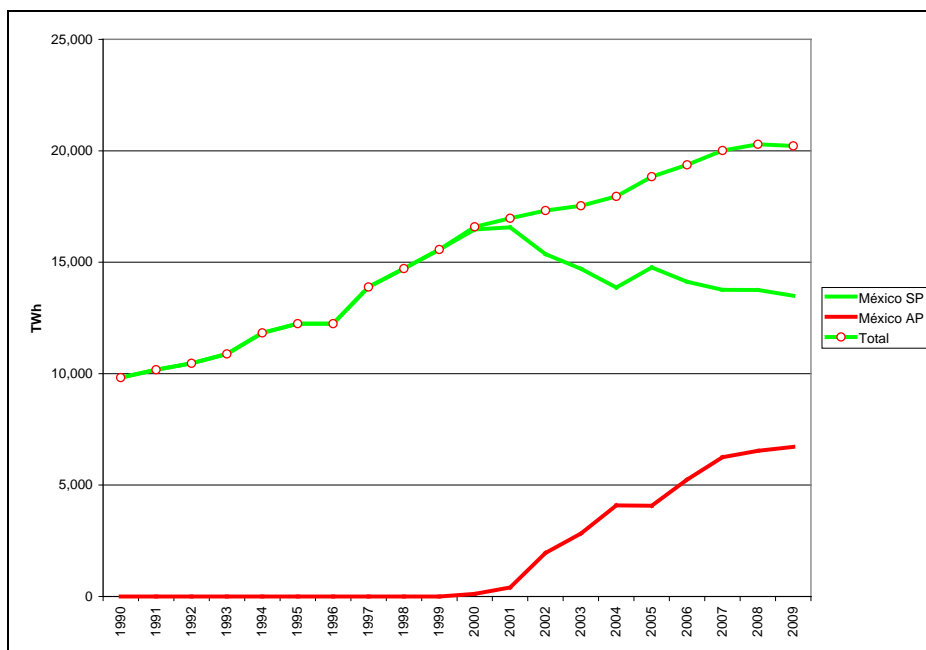
Cuadro 3.1.2.2.1. Evolución de la Generación Eléctrica en LA y C (GWh y %).

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	22.533	23.576	30.311	37.133	42.864	3,0%	3,9%	3,4%
Barbados	539	644	751	889	977	3,4%	3,0%	3,2%
Cuba	13.247	11.447	13.732	14.096	16.860	0,4%	2,3%	1,3%
Grenada	55	88	134	166	203	9,3%	4,7%	7,1%
Guyana	149	333	477	528	586	12,3%	2,3%	7,5%
Haiti	552	495	547	556	536	-0,1%	-0,2%	-0,2%
Jamaica	2.008	2.417	3.302	3.995	4.214	5,1%	2,7%	4,0%
Rep.Dominicana	2.407	3.800	5.823	10.099	11.641	9,2%	8,0%	8,6%
Suriname	111	123	131	142	147	1,7%	1,3%	1,5%
Trinidad Y Tobago	3.465	4.229	5.414	6.662	7.700	4,6%	4,0%	4,3%
B - Mesoamérica	128.283	161.620	218.264	204.970	196.473	5,5%	-1,2%	2,3%
Costa Rica	3.470	4.865	6.934	8.240	9.296	7,2%	3,3%	5,3%
El Salvador	2.111	3.071	3.477	4.350	5.267	5,1%	4,7%	4,9%
Guatemala	2.230	3.346	5.920	7.274	8.352	10,3%	3,9%	7,2%
Honduras	2.274	2.798	3.679	5.493	6.540	4,9%	6,6%	5,7%
Mexico	114.248	142.350	191.554	171.716	156.983	5,3%	-2,2%	1,7%
Nicaragua	1.325	1.727	2.192	2.700	3.105	5,2%	3,9%	4,6%
Panama	2.625	3.463	4.508	5.197	6.930	5,6%	4,9%	5,2%
C - Área Andina	107.862	136.688	157.065	188.100	225.572	3,8%	4,1%	4,0%
Bolivia	1.892	2.814	3.763	4.908	5.808	7,1%	4,9%	6,1%
Colombia	33.864	41.701	42.217	49.432	53.533	2,2%	2,7%	2,4%
Ecuador	6.349	8.429	10.613	12.059	15.779	5,3%	4,5%	4,9%
Peru	9.559	13.070	18.329	23.812	30.927	6,7%	6,0%	6,4%
Venezuela	56.198	70.675	82.144	97.889	119.525	3,9%	4,3%	4,1%
D - Área Del Sur	309.063	394.509	503.881	566.759	635.768	5,0%	2,6%	3,9%
Argentina	45.305	62.825	81.073	96.664	107.849	6,0%	3,2%	4,7%
Brasil	210.867	260.621	323.828	362.348	409.167	4,4%	2,6%	3,6%
Chile	18.373	25.110	37.966	48.940	56.504	7,5%	4,5%	6,1%
Paraguay	27.159	39.716	53.466	51.166	54.952	7,0%	0,3%	3,8%
Uruguay	7.359	6.237	7.548	7.642	7.298	0,3%	-0,4%	0,0%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	417.184	531.653	661.555	755.529	862.074	4,7%	3,0%	3,9%
Centro América	567.741	716.394	909.522	996.961	1.100.678	4,8%	2,1%	3,5%
Cono Sur	14.035	19.270	26.710	33.254	39.491	6,6%	4,4%	5,6%
	98.196	133.888	180.054	204.411	226.602	6,3%	2,6%	4,5%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Según se observa pocos países estuvieron por debajo de la tasa de crecimiento regional entre años extremos. México, es uno de ellos. Entre esos años creció al 1,7% a.a, pero entre 1990-2000 lo hizo a un 5,3% a.a. y luego decayó con una tasa negativa del -2,2%a.a., según se puede observar en el cuadro anterior y el gráfico siguiente. Sin embargo se verá que esta caída en realidad ha sido compensada por un crecimiento importante de los generadores independientes, los que OLADE considera como autoprodutores, hecho que corresponde a la política adoptada en ese país respecto a las formas de concebir la participación privada en la generación (ver Informe II).

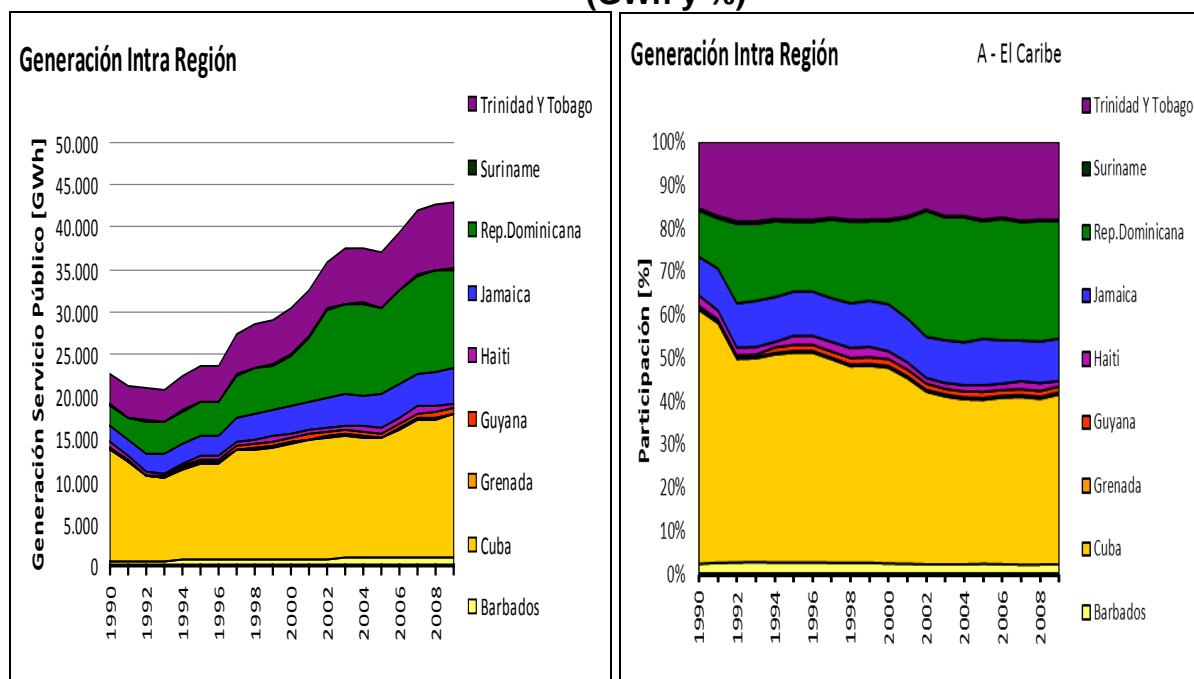
Gráfico 3.1.2.2.4. Evolución de la generación Eléctrica México Servicio Público y Autoproducción (GWh)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

A nivel subregional, el Caribe creció con una tasa del 3.4% a.a en todo el período. El país que presentó mayor crecimiento en el período fue República Dominicana marcando 8,6% a.a. durante los 19 años, así pasó de representar el 10% de la generación de la subregión al 27%, según se visualiza en el Gráfico siguiente.

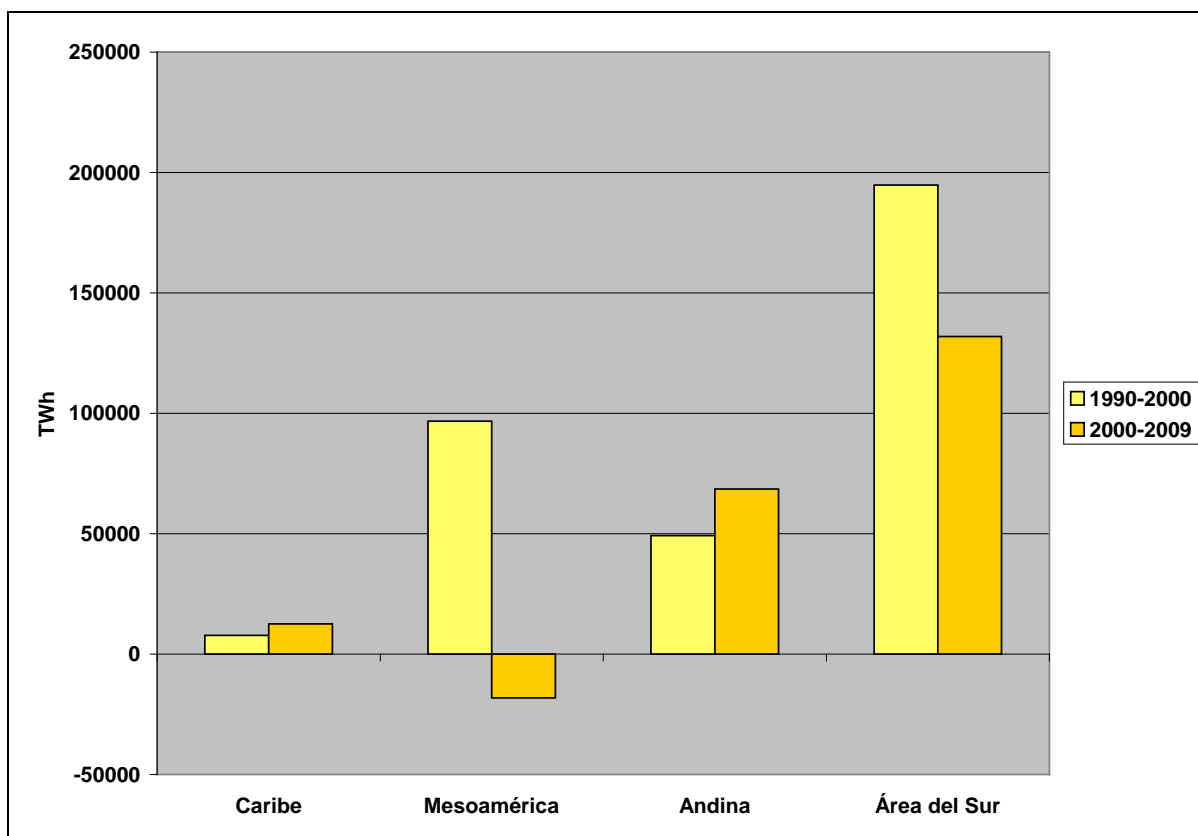
Gráfico 3.1.2.2.5. Generación eléctrica Subregión Caribe (GWh y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Las muy diversas tendencias de crecimiento de la generación con centrales de Servicio Público quedan ilustradas en el gráfico 3.1.2.2.6 que expresa los valores incrementales entre 1990 y 2000 y entre 2000 y 2009.

Gráfico 3.1.2.2.6. Incrementos en la energía generada por centrales de servicio público entre 1990 y 2009. En TWh



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.
Nota: para Mesoamérica se considera también la incidencia de autoprodutores o PIE en México.

Se puede afirmar que estas tendencias se derivan básicamente de los distintos comportamientos socioeconómicos por subregiones identificados en el Informe I de este Estudio.

Con respecto a la estructura de generación eléctrica regional y subregional, se presenta a continuación la tabla que muestra una estimación de la participación de la hidroelectricidad en la generación, calculada a partir del consumo de hidroenergía que figura en los Balances Energéticos de cada país suponiendo una eficiencia de 85%, valor que puede fluctuar año a año y país a país. A partir del consumo de hidroenergía y su eficiencia se puede obtener la electricidad generada. Al compararla luego con la electricidad producida consignada en el BEN se tiene una estimación del peso de la hidroelectricidad en el total de la generación. Es un indicador estimado pues la eficiencia puede variar en forma importante y la cantidad de energía generada está fuertemente influenciada por la hidrología, razón de peso por la que pueden existir valores atípicos. Sin embargo. A pesar de esta limitación, es un indicador útil para observar una tendencia.

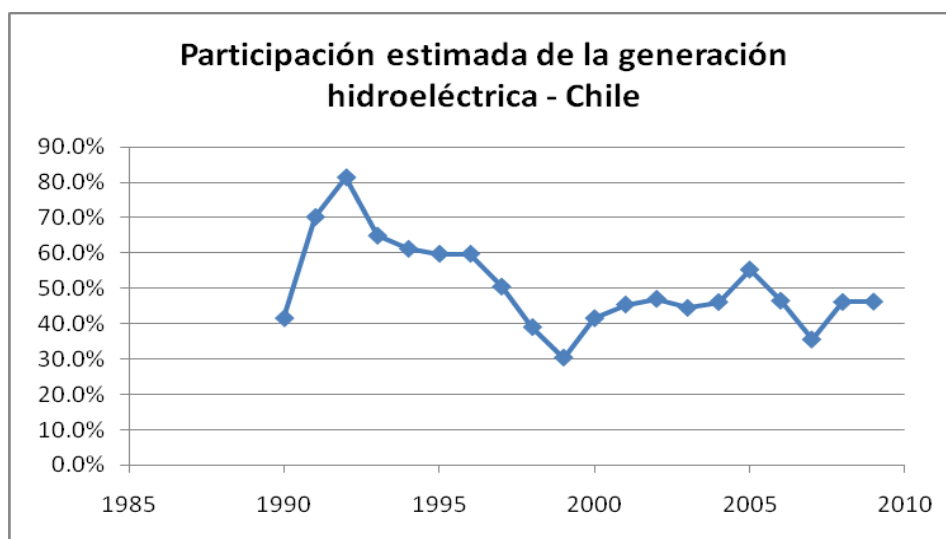
Cuadro 3.1.2.2. Estructura de Generación SP. Generación hidroeléctrica calculada a partir del consumo de hidroenergía con 85% de eficiencia sobre generación total

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A – Caribe	11%	12%	10%	11%	8%	-1.1%	-2.2%	-1.6%
Barbados								
Cuba	1%	1%	1%	1%	1%	-0.6%	1.0%	0.2%
Grenada								
Guyana								
Haití	117%	162%	108%	89%	41%	-0.8%	-10.2%	-5.4%
Jamaica	5%	4%	4%	4%	3%	-2.3%	-2.9%	-2.6%
Rep.Dominicana	16%	17%	14%	20%	12%	-1.5%	-1.0%	-1.3%
Suriname								
Trinidad Y Tobago				1%				
B - Mesoamérica	26%	23%	22%	20%	22%	-1.8%	0.2%	-0.9%
Costa Rica	86%	86%	121%	92%	91%		-3.1%	
El Salvador		78%	56%	41%	30%		-6.6%	
Guatemala	82%	48%	38%	43%	37%	-7.3%	-0.3%	-4.0%
Honduras	85%	64%	65%	28%	45%	-2.6%	-4.0%	-3.3%
México	17%	16%	15%	14%	14%	-1.7%	-0.3%	-1.0%
Nicaragua	50%	41%	22%	27%	30%	-7.9%	3.5%	-2.6%
Panamá	95%	73%	74%	63%	48%	-2.4%	-4.7%	-3.5%
C - Área Andina	73%	70%	73%	79%	73%	0.1%	0.0%	0.0%
Bolivia	212%	148%	165%	43%	34%	-2.5%	-16.2%	-9.3%
Colombia	86%	76%	82%	85%	80%	-0.6%	-0.3%	-0.4%
Ecuador	74%	58%	68%	61%	55%	-0.9%	-2.2%	-1.5%
Perú	93%	83%	75%	80%	67%	-2.1%	-1.3%	-1.8%
Venezuela	56%	62%	65%	81%	76%	1.5%	1.8%	1.6%
D - Área Del Sur	86%	82%	73%	73%	72%	-1.6%	-0.1%	-0.9%
Argentina	43%	46%	38%	38%	34%	-1.2%	-1.3%	-1.2%
Brasil	83%	83%	80%	79%	81%	-0.4%	0.2%	-0.1%
Chile	42%	63%	45%	56%	46%	0.7%	0.3%	0.5%
Paraguay			98%	105%	110%		1.3%	
Uruguay	138%	99%	119%	108%	84%	-1.5%	-3.8%	-2.6%
E - América Del Sur	83%	79%	73%	74%	73%	-1.2%	-0.1%	-0.7%
América Latina Y Caribe	67%	64%	59%	61%	61%	-1.3%	0.5%	-0.5%
Centro América	95%	69%	70%	54%	52%	-3.0%	-3.4%	-3.2%
Cono Sur	92%	82%	61%	62%	57%	-4.1%	-0.7%	-2.5%

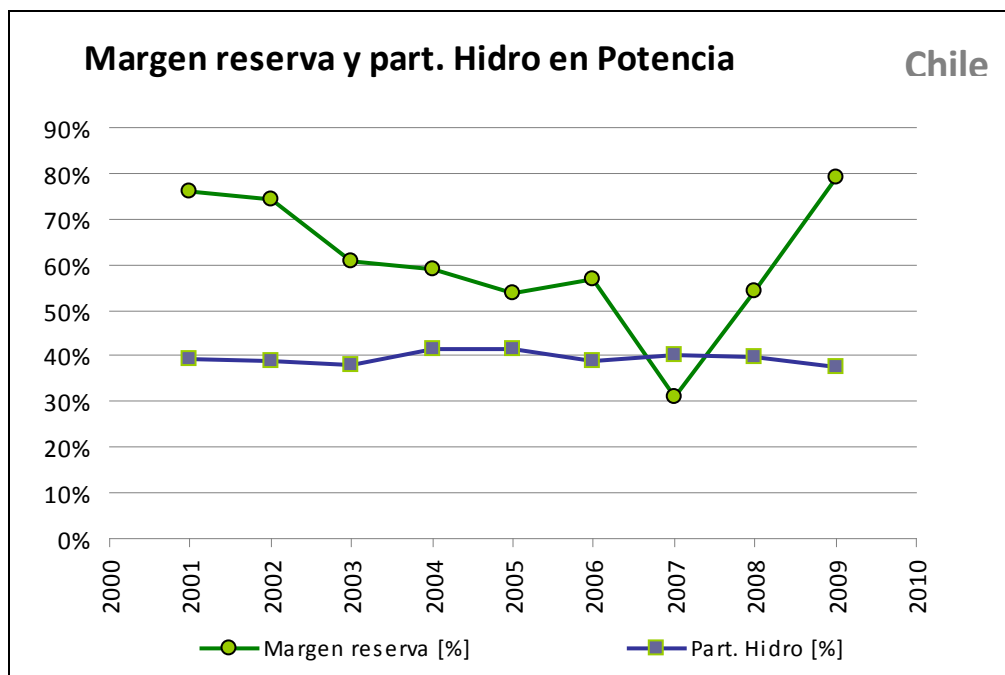
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La región presenta en este indicador una tendencia equivalente a lo observado en términos de potencia instalada y la disminución de la participación hidroeléctrica. Los únicos países en los que aumenta esa participación (1990-2009) son Costa Rica, Venezuela y Chile, para el cual se presenta los gráficos siguientes, de OLADE y de CIER, con la evolución de ese indicador.

Gráfico 3.1.2.2.7. Porcentaje de la generación hidroeléctrica en Chile



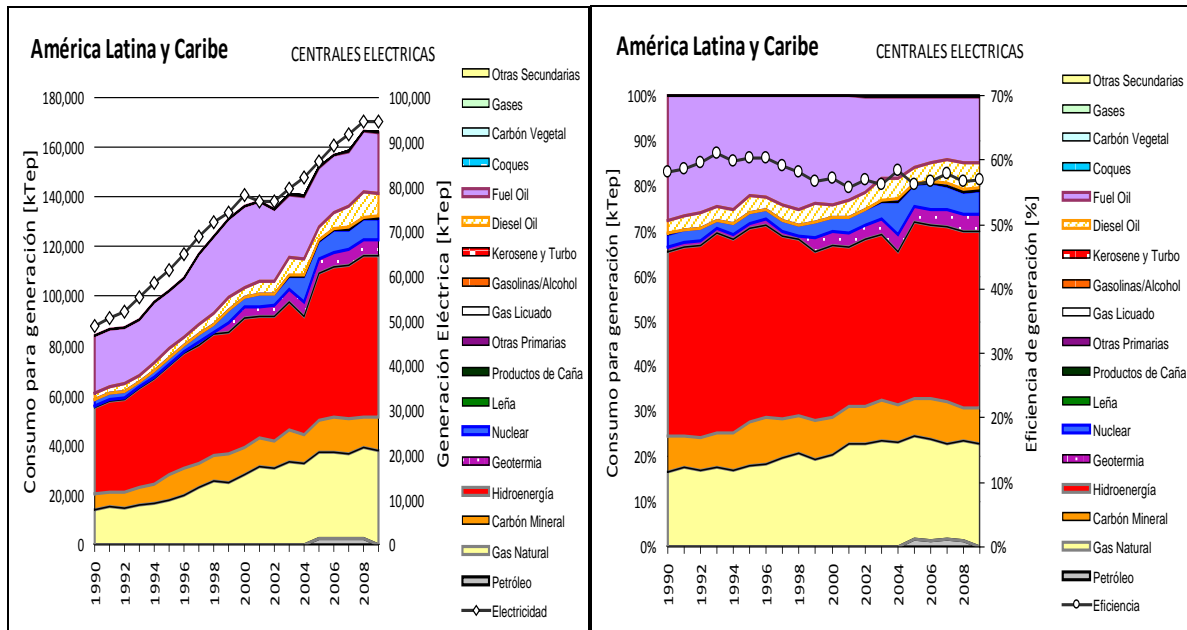
Fuente: SIIE-OLADE.



Fuente: CIER-Estadísticas.

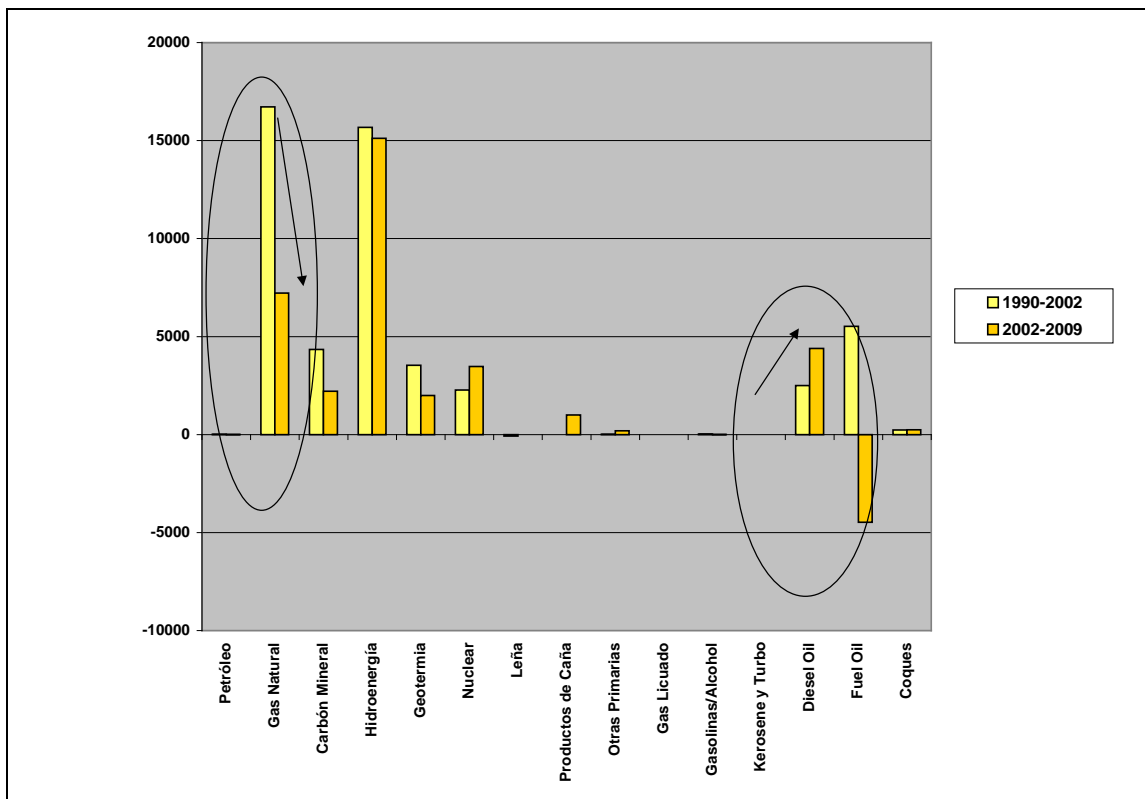
Si se analiza la generación por tipo de energía necesaria para generar electricidad se observa que a nivel agregado en la región se ha producido una retracción de la participación del Petróleo y los derivados (en especial FO), principalmente por aumento del Gas Natural en la generación térmica. Por otra parte se observa una creciente participación de las generaciones geotérmica (aportada principalmente por Mesoamérica) y nuclear en el Área Sur y en Mesoamérica. Sin embargo el incremento en el uso de gas natural ha sido mucho más marcado entre 1990 y 2002 que entre 2002 y 2009, donde se produce una sustitución marcada por el uso del gas oil como consecuencia de las diversas crisis de producción de gas natural registradas en particular en el Área del Sur.

Gráfico 3.1.2.2.8. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.2.9. Consumo de energía para generar electricidad en Ktep: incrementos entre 1990 y 2002 y 2002-2009



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Sin embargo si se profundiza a nivel de subregión se encuentran diferentes evoluciones por tipo de combustible. Para ello, a partir de la información de los Balances Energéticos de los países se estimó la estructura de generación por tipo de combustible. En las siguientes tablas se presenta el peso en la generación de los siguientes agrupamientos de combustibles:

- Petróleo + Fuel Oil + Diesel Oil
- Gas Natural
- Carbón Mineral y Coques

Para estos fines se supone el total del consumo térmico como el de las fuentes mencionadas anteriormente y se calcula la estructura de cada grupo.

Cuadro 3.1.2.2.3. Participación del Petróleo y Derivados

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A – Caribe	83%	78%	74%	65%	57%	-1,2%	-2,8%	-1,9%
Barbados	95%	96%	96%	99%	99%	0,1%	0,3%	0,2%
Cuba	100%	100%	100%	87%	100%			
Grenada	100%	100%	100%	100%	100%			
Guyana	100%	100%	100%	100%	100%			
Haití	100%	100%	100%	100%	100%			
Jamaica	100%	100%	100%	100%	100%			
Rep.Dominicana	99%	96%	94%	66%	46%	-0,5%	-7,6%	-3,9%
Suriname	100%	100%	100%	100%	100%			
Trinidad Y Tobago	0%	0%	0%	0%	0%	9,8%	20,7%	14,8%
B - Mesoamérica	72%	64%	64%	47%	36%	-1,2%	-6,1%	-3,5%
Costa Rica	67%	100%	100%	100%	89%	4,1%	-1,3%	1,5%
El Salvador	100%	100%	100%	100%	100%			
Guatemala	100%	100%	79%	35%	42%	-2,3%	-6,7%	-4,4%
Honduras		100%	100%	79%	76%		-3,0%	
México	71%	61%	62%	44%	32%	-1,4%	-7,2%	-4,2%
Nicaragua	100%	100%	100%	100%	100%			
Panamá	100%	100%	100%	100%	100%			
C - Área Andina	29%	23%	27%	28%	37%	-0,7%	3,3%	1,2%
Bolivia	13%	4%	2%	36%	4%	-17,3%	8,4%	-6,0%
Colombia	5%	2%	1%	1%	1%	-19,1%	1,0%	-10,1%
Ecuador	99%	100%	99%	76%	80%	-0,1%	-2,3%	-1,1%
Perú	100%	100%	61%	22%	7%	-4,9%	-21,5%	-13,1%
Venezuela	32%	16%	28%	28%	50%	-1,0%	6,6%	2,5%
D - Área Del Sur	21%	15%	15%	15%	28%	-3,2%	6,7%	1,4%
Argentina	17%	7%	3%	10%	22%	-15,4%	23,7%	1,3%
Brasil	34%	40%	42%	23%	25%	2,3%	-5,5%	-1,5%
Chile	21%	8%	4%	5%	38%	-16,3%	30,0%	3,1%
Paraguay	100%	100%	100%	100%	100%			
Uruguay	100%	100%	100%	100%	100%		0,0%	0,0%
E - América Del Sur	25%	18%	20%	19%	32%	-2,3%	5,4%	1,3%
América Latina Y Caribe	53%	46%	46%	36%	36%	-1,4%	-2,8%	-2,0%
Centro América	99%	100%	93%	73%	71%	-0,6%	-3,0%	-1,8%
Cono Sur	19%	8%	4%	10%	29%	-14,1%	24,0%	2,3%

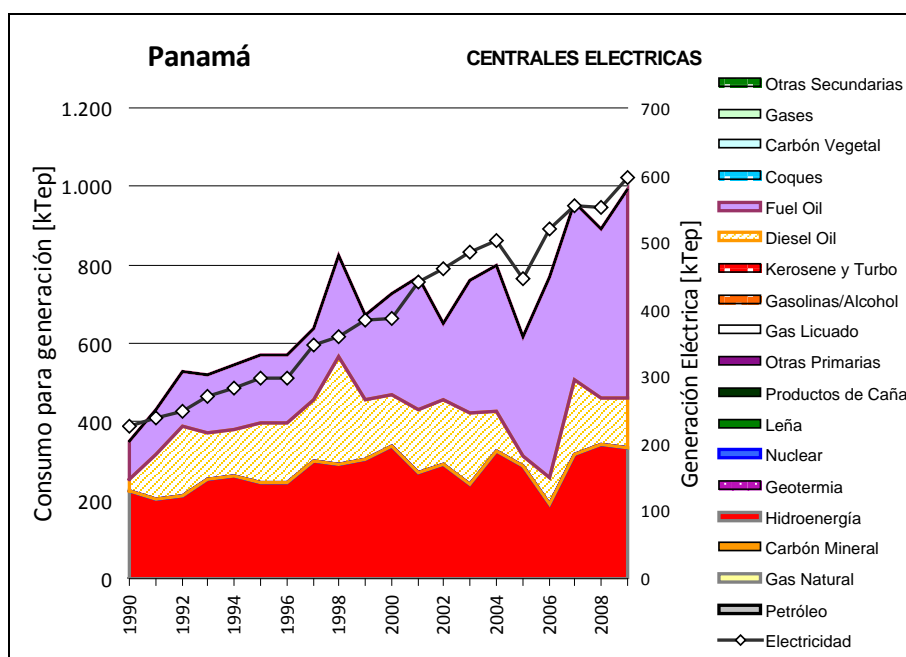
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Se puede observar que salvo Trinidad y Tobago, por su importantísima disponibilidad de Gas Natural, la totalidad de los países del Caribe recae

fuertemente en la utilización de Petróleo y derivados para la generación. Adicionalmente son países con muy baja participación de hidroenergía con lo que su dependencia sobre el petróleo es muy alta. Más adelante se analiza la autarquía en términos de peso de la fuente en la generación e importación de la misma.

Mesoamérica presenta una situación similar con la excepción de México, el cual mostraba una alta dependencia en los años 90 que fue reduciendo hacia el 2009. Si bien los restantes países de Mesoamérica muestran una dependencia importante sobre los derivados, la participación hidroeléctrica o geotérmica en los mismos es importante, lo que reduce su vulnerabilidad. Tanto Costa Rica como El Salvador, si bien dependen de los derivados, han aumentado fuertemente la participación de la energía geotérmica, significando los derivados una participación menor en la generación. Panamá es un país con una participación hidroeléctrica aún importante, pero que presenta una dependencia cada vez mayor del Fuel Oil, tal como se muestra en la gráfica a continuación (ver Gráfico siguiente). Nicaragua presenta una situación mucho más parecida a los países del Caribe. Prácticamente la totalidad de los países de esta región han aumentado la participación en el consumo de Fuel Oil para generación en los últimos 20 años, a pesar de haber diversificado las fuentes muchos de ellos.

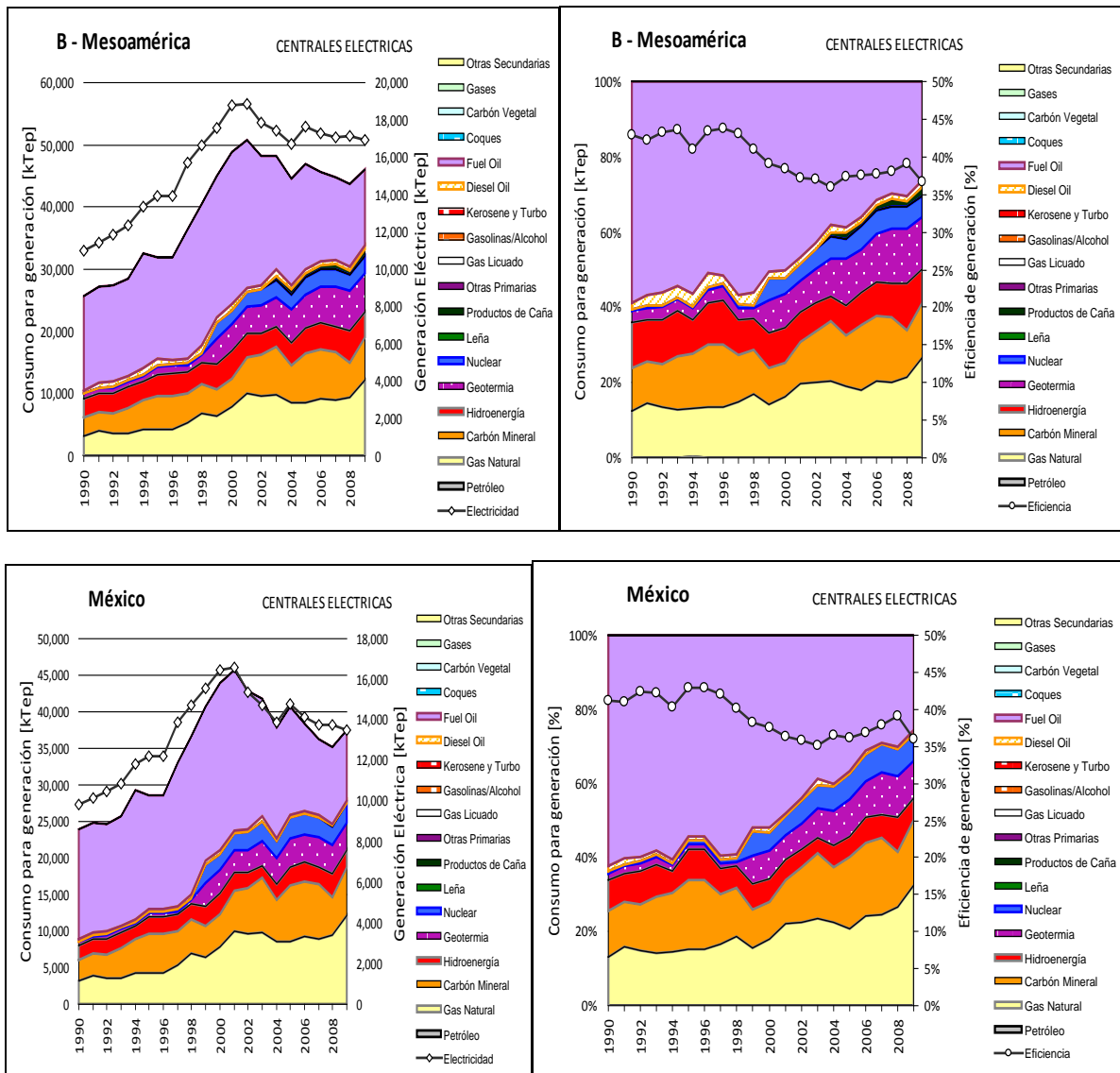
Gráfico 3.1.2.2.10. Panamá Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Efectivamente, en la totalidad de los países de la región Mesoamericana ha disminuido la participación en el consumo de Fuel Oil para generación en los últimos 20 años, y lo han logrado por la penetración de GN y de la energía nuclear, ambas en México, cuyo peso en la Subregión es de aproximadamente el 80% de la energía generada.

Gráfico 3.1.2.2.11. Mesoamérica y México: consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

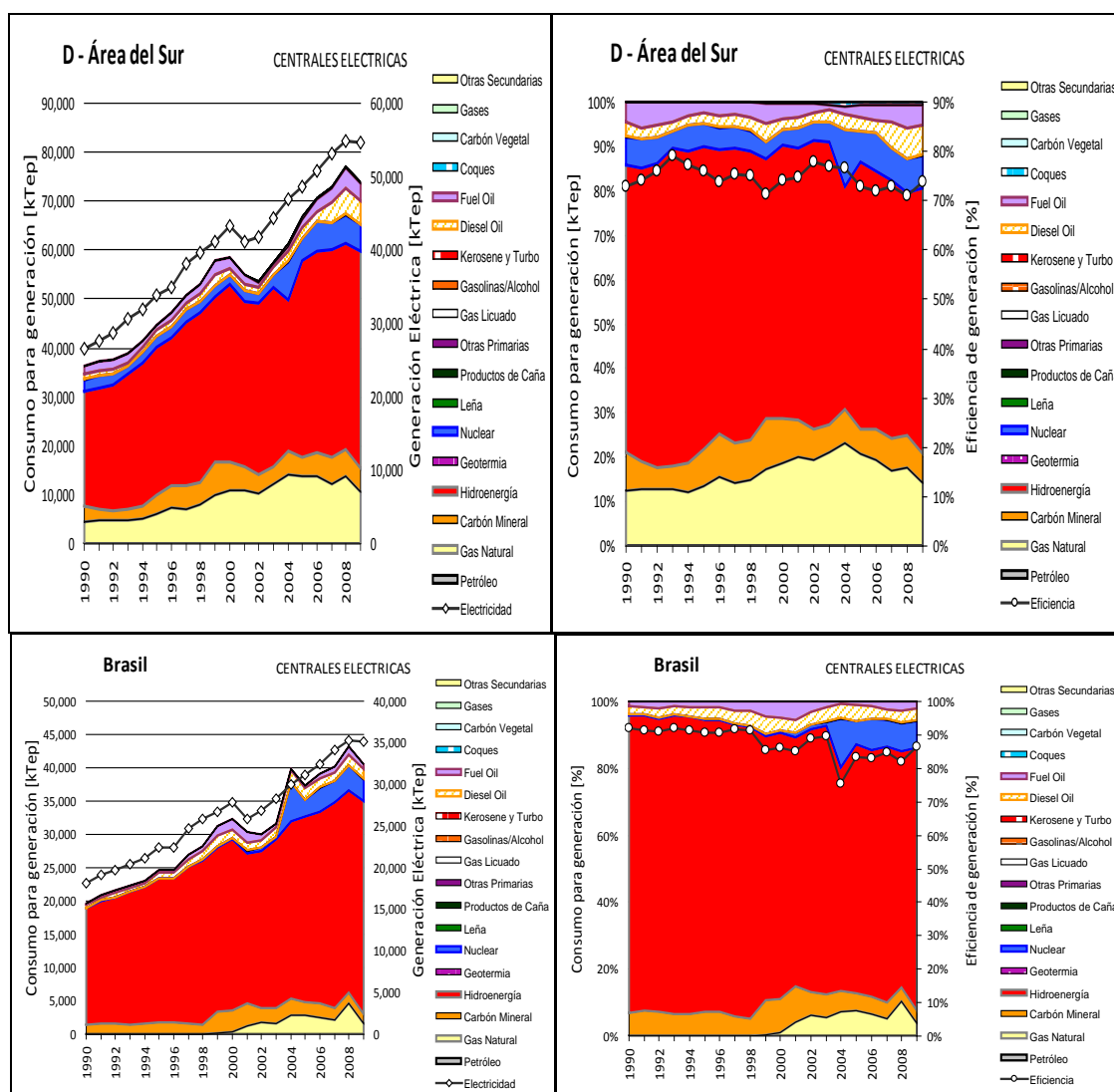
No caben dudas que la mayor utilización del gas natural para generación térmica en México ha estado vinculada a la particular modalidad de expansión de la oferta eléctrica que se crea con la figura de los Productores Independientes de Energía.

En el caso de los países del Área Andina se registra que han presentado una sustitución del Fuel Oil por Gas Natural utilizado para generar electricidad. El caso de Perú y Bolivia es destacable, no así el de Colombia en el que la estructura de consumos se muestra más estable los últimos 20 años. Ecuador representa un caso atípico en la región presentando un importantísimo consumo de Fuel Oil y Diesel Oil para generación eléctrica. El Gas Natural comenzó a utilizarse recién a partir de 2002 donde alcanzó el 20% del consumo térmico. Venezuela siguió la tendencia opuesta de sus vecinos aumentando el peso del Fuel Oil y Diesel Oil en la

generación a partir de 1995 en concordancia con el escaso desarrollo de la industria del gas en ese país.

En el Área del Sur la dependencia de la generación térmica sobre los derivados es muy baja. No obstante en los últimos años las restricciones de Gas Natural Argentino (sumadas en algunos casos a períodos de sequía), obligaron tanto a la Argentina, Chile y Uruguay a recurrir a los derivados en forma creciente. Uruguay presenta adicionalmente, un agotamiento de los recursos hidroeléctricos y fuerte variabilidad en la disponibilidad de los mismos. Por su parte, Brasil, incorpora el gas de origen boliviano, a partir de fines de los 90 y una nueva central nuclear pocos años después.

Gráfico 3.1.2.2.12. Área del Sur y el caso de Brasil: consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep y%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

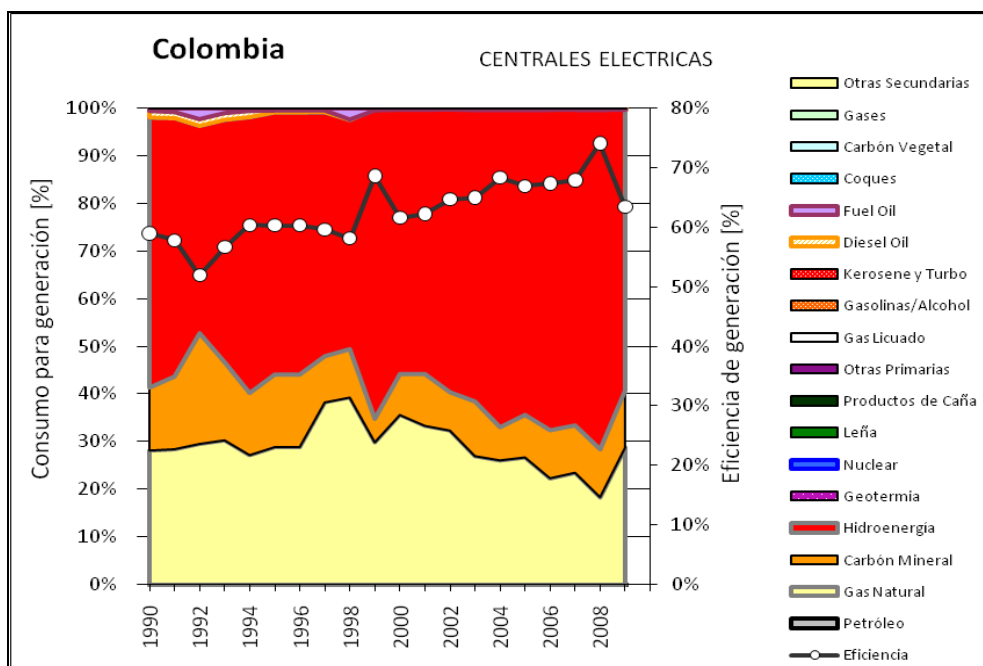
Con respecto al Gas Natural, el mismo ha penetrado con fuerza en la generación eléctrica durante la década de 1990.

Como es sabido, la aparición de tecnologías de bajo costo de instalación como las turbinas de gas y luego con los ciclos combinados cada vez con mayor rendimiento, han sido elementos motivadores en esa dirección, junto a los procesos de reformas que impulsaron tanto condiciones para la instalación de equipos de generación por parte de operadores privados, como porque estas reformas implicaron en los casos de Argentina, Bolivia y Perú la entrada a la industria hidrocarburífera de nuevos actores también privados, en muchos casos operando ambos segmentos (producción de gas y generación de electricidad). Estas condiciones tecnológicas sumadas a la disponibilidad de importantes reservas y a las políticas de extracción, impulsaron su penetración en Perú, Colombia, Argentina, Bolivia y Venezuela en menor medida, pero también en Chile y Brasil. En el caso del último las dificultades para construir más centrales hidroeléctricas –tales como restricciones financieras y demoras para obtener las licencias ambientales- condujeron al gobierno a fines de la década del 90 a buscar alternativas para asegurar el abastecimiento de energía. Naturalmente la alternativa hallada fue a través del aumento de la capacidad instalada termoeléctrica, con el lanzamiento del “*Programa Prioritário de Termoelectricidade*” o PPT, principalmente con equipos térmicos a gas natural y bajo el supuesto del respaldo de las reservas de Bolivia de bajo costo en aquel entonces.

La situación no obstante, es diferente en cada región y cada país en particular. A pesar de ello puede ser establecida una tendencia que muestra que en el Área del Sur el máximo en la participación se alcanzó entre el año 2000 y 2005, debido a las restricciones de Argentina primero y Bolivia después, que impactaron sobre esos países y sus vecinos.

Los casos de Perú y Bolivia son diferentes. En tanto productores de Gas Natural han incrementado su participación en la generación eléctrica en forma sostenida. En el caso de Colombia, otro consumidor importante de Gas Natural de la región, también presentó un máximo en su participación hacia fines la década de 1990, ya que a partir del 1999 la hidroelectricidad retomó su crecimiento, tal como se aprecia en la siguiente figura, a pesar de los esfuerzos regulatorios tendientes a disminuir la participación hidroeléctrica y dotar al sistema de mayor confiabilidad a través de una mayor proporción de equipamiento térmico.

Gráfico 3.1.2.2.13. Colombia. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Sin embargo, a pesar de las diferencias señaladas entre los países andinos y los del Área del Sur, existen similitudes con respecto a problemas de coordinación de la expansión de las cadenas de gas y electricidad que han provocado crisis de oferta. En particular Perú se vio enfrentado a una modalidad de expansión del equipamiento y del consumo de gas que fue crítica en 2009 frente a la acelerada demanda eléctrica derivada del conjunto de las actividades y tipos de demanda. La suficiencia de las reservas de gas fue puesta en duda, tal como en el caso de Bolivia y Colombia, en este último caso en particular debido al papel que juega el gas como respaldo frente a la escasez hidrológica ocasionada por fenómenos como “El Niño” y debido al aumento de la producción de gas para exportar a Venezuela. En el caso de Bolivia, como se explica en el Informe II, debido a restricciones en el nivel de producción y una revisión de reservas a la baja.

En todos los casos, una mayor utilización real o potencial de diesel oil ha sido una respuesta de corto plazo, con fuertes implicancias sobre la seguridad de suministro en ambas cadenas (gas y derivados), lo que ha trasladado las crisis eléctricas a crisis en otras cadenas o bien a la creciente importación de gas oil o GNL con lo cual la formación de precios se ha visto afectada por una tendencia a la escasez cuyas raíces no son claras.

El caso de México es destacable, principalmente por la magnitud de su consumo. Es de los pocos países en los que se observa una clara tendencia en los últimos 20 años, de reemplazo sistemático de Fuel Oil por Gas Natural. De alguna manera la situación de República Dominicana es similar pero recién a partir de 2002 y con volúmenes mucho menores.

Tanto Venezuela como Argentina, dos países en los que el Gas Natural participa fuertemente en la generación eléctrica presentan tendencias decrecientes en la participación del mismo. El reemplazo está siendo realizado con Fuel Oil y Diesel Oil en ambos casos lo que diagnostica problemas de coordinación entre los distintos eslabones de la cadena energética, lo que también como se ha dicho se ha presentado en otros países de la región.

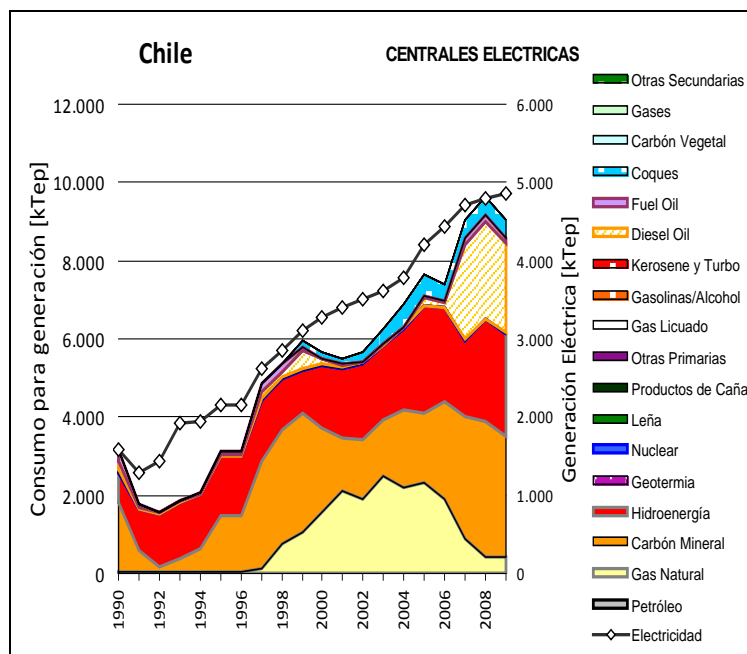
Con respecto al Carbón Mineral, son pocos los países que lo tienen en su matriz de consumos para generación. En términos de consumo el país de mayor importancia es México que ronda las 13500 kTon (21% del consumo para generar) en el año 2009, sin embargo en términos relativos a su tamaño es Chile el país más dependiente de este energético consumiendo alrededor de 4500 kTon y representando más del 55% de su generación térmica. Brasil es otro importante consumidor de carbón mineral en la generación rondando las 3000 kTon. Por el contrario Colombia, el principal exportador de Carbón y país de abundantes reservas de distintos tipos de Carbón, no ha realizado expansiones de respaldo térmico basadas en el uso de dicho recurso.

Tanto Brasil como Colombia poseen una pequeña participación en la generación de base con carbón principalmente debido a la abundancia nacional del recurso y de algún modo para proveer alguna complementariedad de respaldo a la variabilidad de sendos sistemas fuertemente hidroeléctricos. En las últimas décadas, sin embargo, se produjo una fuerte sustitución del mismo por gas natural, tal como se ha mencionado anteriormente. Chile de algún modo sufrió un proceso inverso desde 2004, al perder el suministro de gas natural desde Argentina, volviendo aumentar la participación del carbón (y coque) en la generación térmica, según se observa en el gráfico siguiente. No obstante el reemplazo del gas natural faltante se produjo por un mayor uso del gas oil o diesel oil y solo desde la entrada del GNL de la Planta de Quintero las centrales vuelven a funcionar con gas, aunque a un costo muy elevado respecto a sus condiciones previas o en términos comparativos con Brasil Argentina, Perú o Bolivia.

Un desafío adicional, frente al panorama descrito respecto al uso de combustibles y al bajo uso del potencial de renovables, lo representa la incorporación creciente de energía renovable fluctuante, principalmente eólica y también solar (de concentración). Brasil y México están liderando tales incorporaciones en la región.

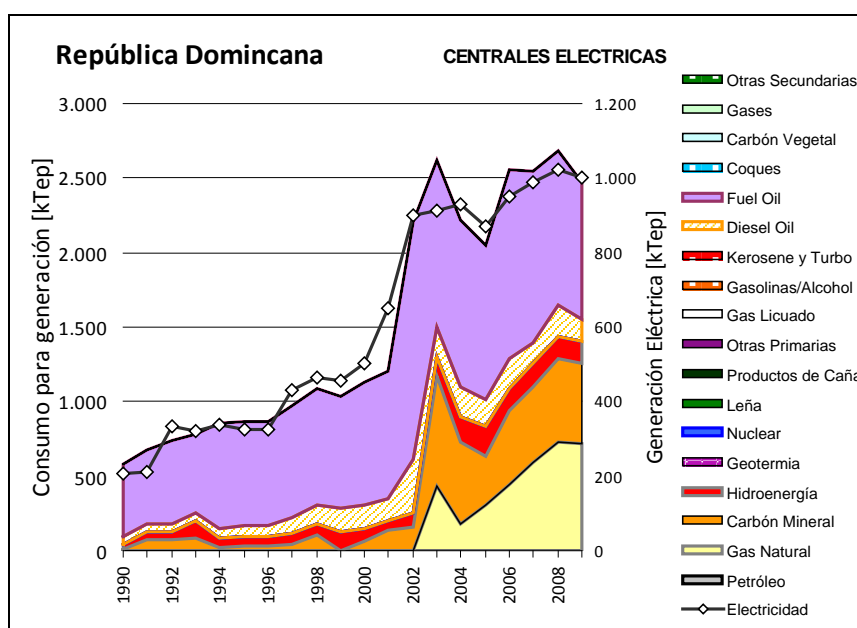
En particular la alta participación de plantas hidroeléctricas con capacidad de embalse y regulación, brindaría una interesante opción para desarrollar de modo complementario renovables con características de intermitencia (eólica y en menor medida solar), y/o estacionalidad (bagazo de caña de azúcar y algunas hidroeléctricas). Por otro lado hidroeléctricas de pasada y plantas geotérmicas pueden aportar energía de modo más previsible. Otro de los atractivos de la energía eólica y solar es la posibilidad de construir varios módulos de menor tamaño, acelerando la obtención del licenciamiento ambiental, con una mejor aceptación social, en comparación con los grandes desarrollos hidroeléctricos

Gráfico 3.1.2.2.14. Chile. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep)



Otro caso que se destaca es República Dominicana, país en el cual a pesar del impulso masivo del gas natural, a partir del año 2002 paralelamente se impulsó una política de fortalecimiento del carbón mineral en la generación de base para reemplazar fuertemente a los derivados de petróleo en la generación, según puede verse en la gráfica presentada a continuación.

Gráfico 3.1.2.2.15. República Dominicana. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep)



En términos generales podría decirse que en la totalidad de la región el carbón mineral no ha sufrido una variación muy importante en su participación en los últimos años, efecto de la compensación entre los países consumidores, aún cuando en términos incrementales su uso regional fue menor en 2002-2009 que entre 1990 y 2000, cosa que no sucedió con el gas oil.

3.1.2.3. Autoabastecimiento de combustibles

Una vez estudiado el impacto de cada grupo de combustible en la generación térmica de la región es interesante visualizar la autarquía en términos de los recursos, lo que ayuda en parte a comprender los procesos de sustitución ocurridos en los últimos años. Una medida del autoabastecimiento puede ser el cociente entre la importación del energético sobre oferta interna del mismo. Adicionalmente en las tablas presentadas a continuación se estima el peso de dicho(s) energético(s) en la generación total. Esta generación por combustible está estimada a partir de eficiencias medias incluyendo todas las fuentes consumidas en la generación, convirtiendo los consumos en generación estimada a partir de las eficiencias, lo que arroja variables proxy adecuadas al propósito de este estudio dada la información disponible..

Cuadro 3.1.2.3.1. Dependencia en Petróleo + Gas Oil + Fuel Oil (% sobre generación EE)

País - Región / Año	2000 Imports	2000 %Gen EE	2005 Imports	2005 % Gen EE	2009 Imports	2009 % Gen EE
A – Caribe	67%	64%	62%	53%	58%	48%
Barbados	97%	95%	100%	98%	103%	98%
Cuba	58%	99%	53%	81%	47%	102%
Grenada	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Guyana	100%	100%	100%	100%	99%	100%
Haití	100%	26%	100%	28%	100%	51%
Jamaica	88%	96%	91%	95%	65%	97%
Rep.Dominicana	83%	77%	78%	48%	83%	37%
Suriname	18%	100%	14%	100%	14%	100%
Trinidad Y Tobago	58%	0%	51%	0%	58%	0%
B - Mesoamérica	14%	44%	10%	32%	12%	24%
Costa Rica	118%	0%	77%	2%	90%	5%
El Salvador	80%	34%	77%	26%	71%	13%
Guatemala	73%	42%	98%	19%	99%	29%
Honduras	101%	31%	94%	55%	97%	41%
México	8%	47%	3%	33%	5%	23%
Nicaragua	63%	83%	64%	76%	67%	76%
Panamá	78%	29%	100%	29%	87%	41%
C - Área Andina	5%	7%	7%	7%	7%	11%
Bolivia	10%	0%	9%	20%	18%	2%
Colombia	1%	0%	4%	0%	8%	0%
Ecuador	3%	26%	9%	29%	15%	28%
Perú	36%	9%	44%	5%	40%	2%
Venezuela	0%	8%	0%	7%	0%	15%
D - Área Del Sur	23%	3%	19%	3%	20%	5%
Argentina	5%	2%	3%	5%	1%	11%
Brasil	21%	4%	16%	2%	16%	2%
Chile	67%	2%	70%	2%	75%	18%
Paraguay	95%	0%	94%	0%	103%	0%
Uruguay	72%	6%	69%	12%	69%	26%
E - América Del Sur	17%	4%	15%	4%	15%	7%
América Latina Y Caribe	19%	15%	16%	12%	17%	11%
Centro América	80%	28%	84%	27%	85%	28%
Cono Sur	28%	1%	27%	3%	30%	10%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En cuanto de los derivados y tal como se mencionó anteriormente, la mayor parte de los países del Caribe y buena parte de los países de Mesoamérica son fuertemente dependientes del petróleo y sus líquidos para la generación. Esta fuerte dependencia se agrava frente al hecho que la mayor parte de los mismos son netos importadores de petróleo y derivados, con la excepción de Suriname y Cuba países con menor grado de importación y en disminución, principalmente el primero.

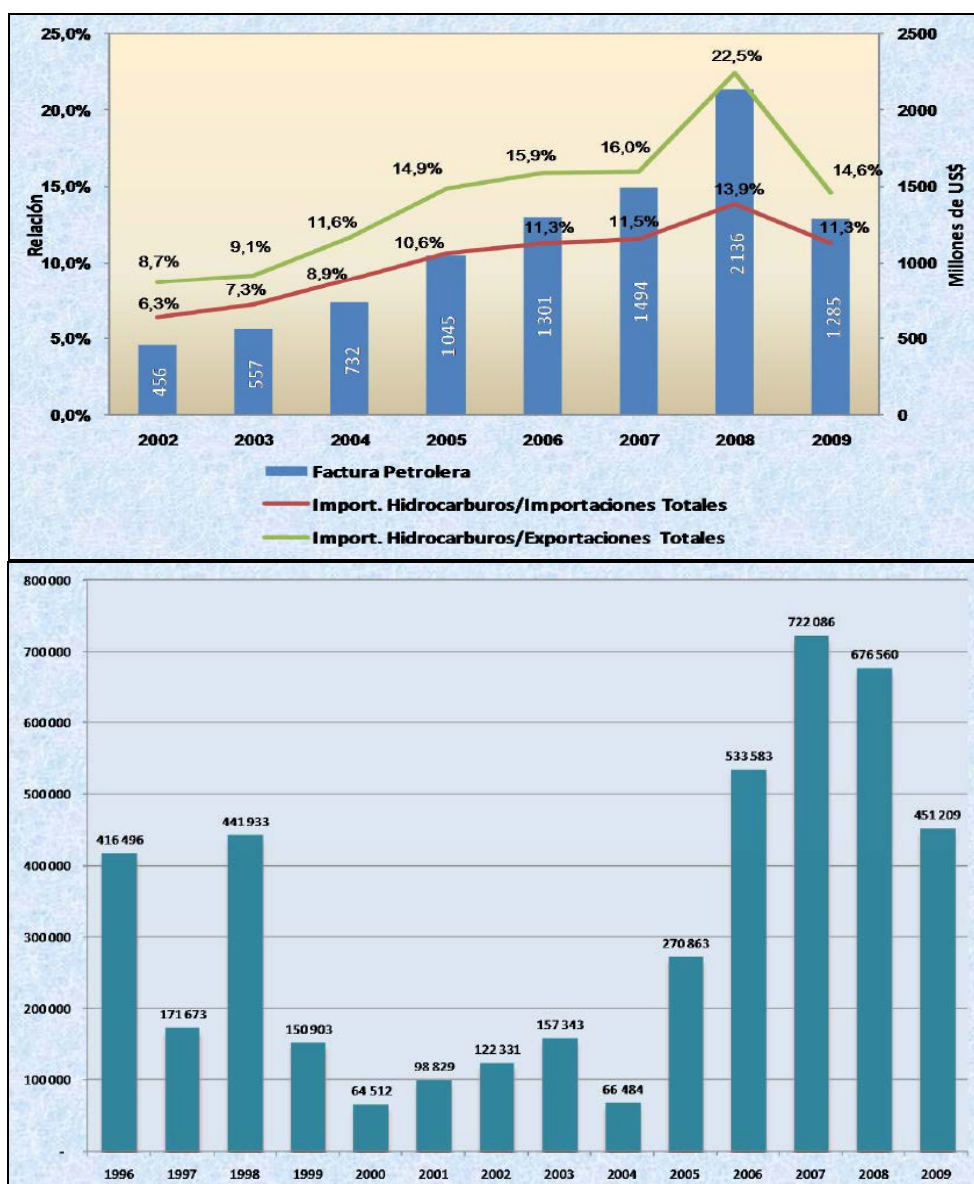
A partir de este análisis nuevamente sobresale el caso de República Dominicana, que en su condición de fuerte importador llevó a diversificar su generación para desacoplarse parcialmente de las turbulencias del precio del petróleo incorporando gas natural⁴² y carbón en la generación. En la última década redujo la participación de los derivados en la generación en casi 40 puntos porcentuales.

⁴² En el caso de este país se importa GNL, el precio del GNL si bien se halla vinculado al del petróleo, puede desacoplarse de este último en ciertas circunstancias, dependiendo además de los proveedores y contratos que se establecen.

En Mesoamérica se destaca por su alta vulnerabilidad Nicaragua, con una participación muy fuerte del Fuel Oil en la generación y un peso alto de combustible importado. En el otro extremo se encuentra México, también con una participación importante del Fuel (aunque en franco decrecimiento) pero con una importantísima autarquía sobre el recurso lo que puede variar en el futuro según se fortalezca o no la posición de exportador neto, habida cuenta de la declinación de reservas de petróleo y gas en este país.

A título ilustrativo de este tipo de dinámicas observadas se presentan para Costa Rica, los gráficos siguientes con la evolución creciente de las importaciones de combustibles y de su participación en las importaciones y exportaciones totales; y la evolución de la creciente generación térmica.

Gráfico 3.1.2.3.2. Costa Rica. Efecto sobre el Sector Externo de las importaciones de combustibles



Fuente: La Regulación del Sector Eléctrico en Costa Rica. Álvaro Barrantes Ch. ARESEP. Setiembre, 2010.

El Área Andina presenta una situación muy favorable en términos de autarquía pues el porcentaje de generación importado es bajo. En Ecuador, el país más dependiente del Fuel Oil y Diesel Oil para la generación, las importaciones no superan el 30%. De la subregión Perú es el país que muestra mayor dependencia en las importaciones, pero por otro lado posee una participación bajísima en la generación y en retroceso, tendencia que se mantendrá sólo si se amplía la disponibilidad de gas para generación eléctrica o bien se resuelve el tema de la expansión hidráulica en la Amazonia donde Perú construiría centrales hidro para la exportación a Brasil y luego para su propio abastecimiento.

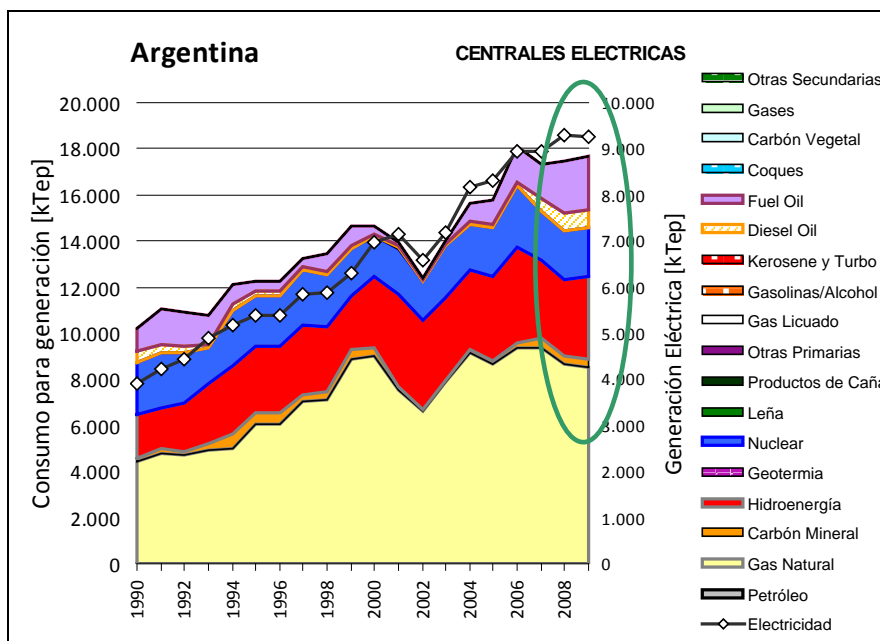
Varios países del Área del Sur están mostrando una tendencia inversa a la deseable ya que han ido aumentando la participación de las importaciones de derivados para generar, en algunos casos acompañados de un aumento del peso relativo de los derivados en la generación, como por ejemplo Argentina y Chile, tendencias a revisar a futuro con la entrada del GNL en ambos países.

Con respecto a la dependencia de la importación de Gas Natural, según se adelantara en la subregión del Caribe son muy pocos los países que lo utilizan para generación eléctrica. Entre ellos se encuentra República Dominicana, con un fuerte impulso a partir de 2003 y 2005 respectivamente.

En la región de Mesoamérica sólo México incluye entre sus consumos para generación el Gas Natural y tal como fuera mencionado de una forma creciente en fuerte reemplazo del Fuel Oil. En términos de propio abastecimiento, se observa que los volúmenes importados son crecientes, aunque por ahora bajos en relación a su producción local.

Tanto la subregión Andina como el Área del Sur, son subregiones fuertemente dependientes del Gas Natural para la generación, pero a su vez, en términos generales poseedores del recurso aún cuando el suministro alternativo vía GNL se da en países como Colombia de un modo poco explicable, tanto como el escaso desarrollo de la industria del gas en Venezuela respecto a su potencial declarado. Argentina se destaca en la región por ser el país en que el Gas Natural tiene mayor peso relativo en la generación eléctrica, el cual llegó a ser superior al 50% y puede llegar a ser requerido en un porcentaje de hasta 75% en horas pico. La última década por un conjunto de situaciones tanto la oferta interna como el transporte de Gas Natural se vio restringido, no permitiendo seguir una demanda eléctrica en fuerte expansión. Esta situación obligó a incorporar derivados en la generación, así como a importar GN (seco de Bolivia y GNL de Caribe, Africa y/ Asia). También Brasil refuerza con GNL su suministro mixto (Bolivia+Gas Propio)

Gráfico 3.1.2.3.3. Argentina. Consumo de energía para generar electricidad y generación de electricidad (kTep)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La situación de Brasil en tanto la participación de Gas Natural es absolutamente marginal, en términos de generación media ronda el 3% a 6%. Pero el Gas Natural, al igual que en Colombia, puede jugar un rol sumamente importante en la confiabilidad de un sistema fuertemente hidroeléctrico con variabilidad. Se debe recordar que Brasil ha instalado entre 2000 y 2009 más de 15000 MW térmicos (10000 a Gas), cifra casi igual a los 16000 de instalación Hidro en el mismo período. Esto significa que el abastecimiento de gas para centrales es importante aún cuando su participación en el total sea muy baja. Sin embargo este país suele presentar diversas alternativas para lograr complementariedades con su hidrología en general no tan irregular comparada a las disrupciones de un sistema como el de Colombia que no sólo posee baja capacidad de embalse sino que es afectado por el fenómeno de El Niño (periódico y de plazos hasta ahora regulares) o aún por excesos de hidraulicidad.

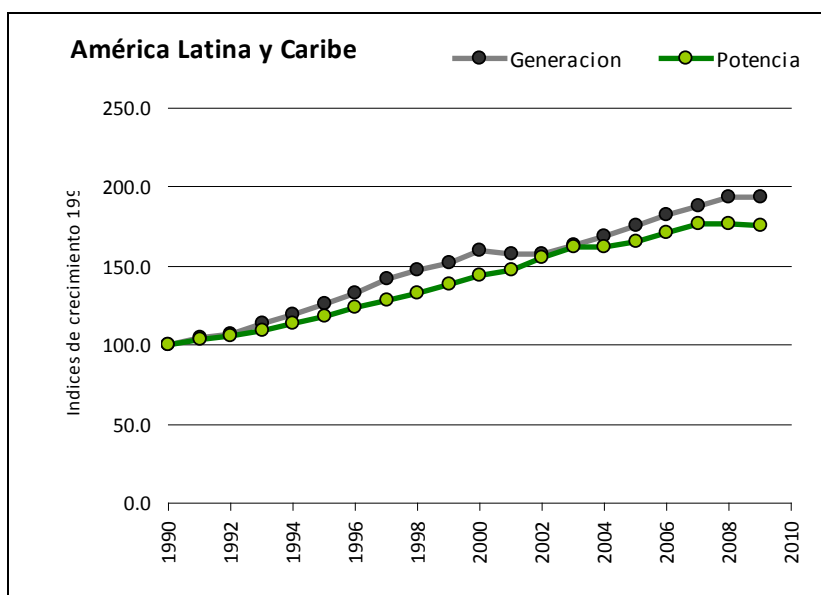
Con respecto al Carbón Mineral, se observa que solamente República Dominicana importa para generar electricidad.

En síntesis la evolución de la matriz regional ha vuelto al conjunto de la región más vulnerable frente al abastecimiento de petróleo, derivados y gas natural, en un escenario de precios muy elevados como se registra en la sección II de este mismo Informe III referido al estudio integral de la oferta y demanda de energía. Como se verá estas circunstancias permiten pensar en un espacio para otras energías de tipo renovable, aún cuando estas pueden todavía ser más costosas que las fuentes actualmente utilizadas.

3.1.2.4. Generación vs Potencia, Factor de utilización

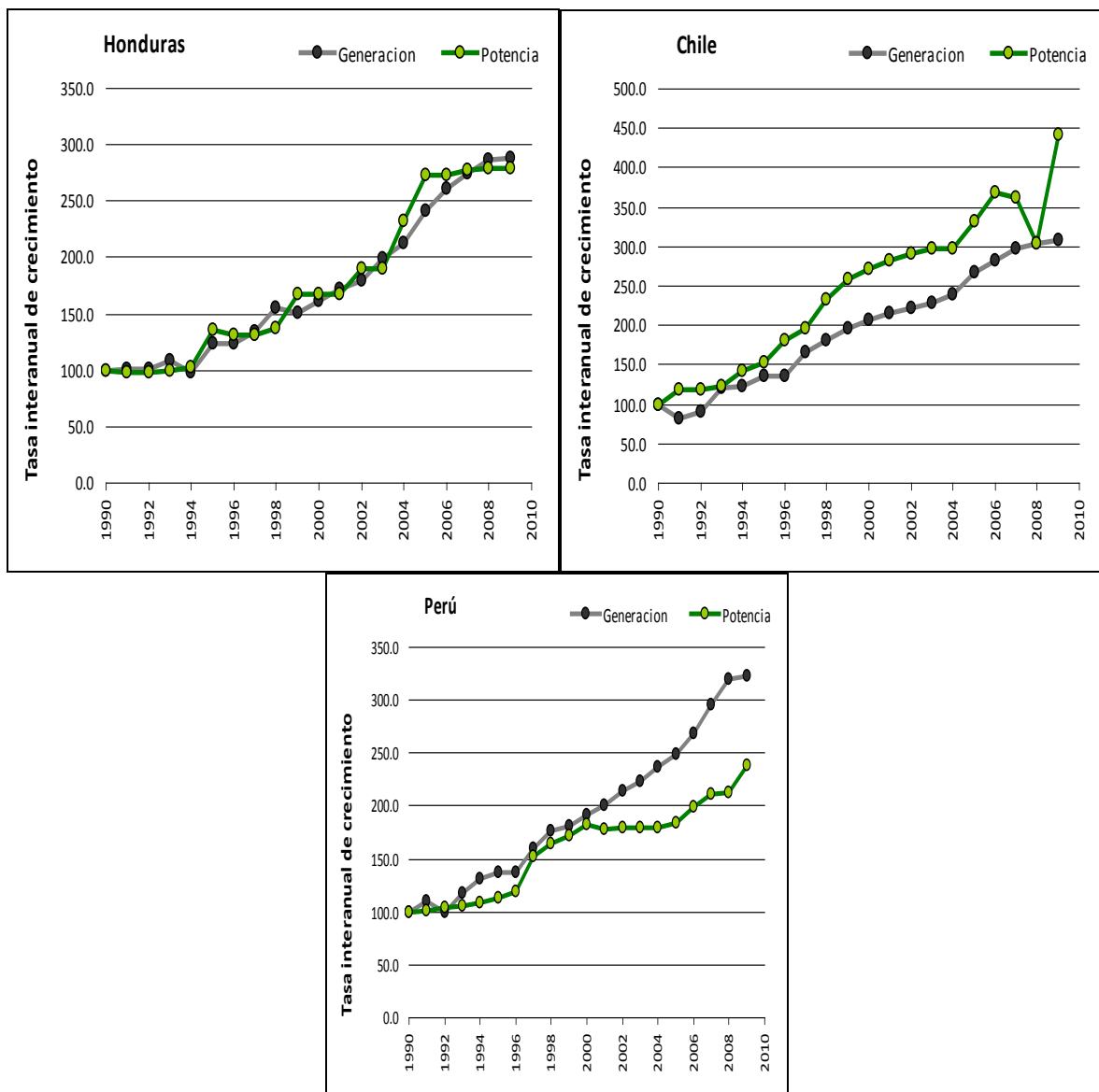
Un aspecto a considerar es que en general la generación acompañó las tendencias de las potencias en ambos períodos, aunque a niveles de crecimiento levemente por encima, según se puede observar en el gráfico siguiente, en el que se presenta la Evolución de los índices de crecimiento de la Potencia Instalada y de la Generación para 1990=100. Los desajustes que se observan, podrían estar explicados a partir de la tendencia del parque de generación hacia una estructura más térmica, con un factor de utilización de las máquinas térmicas en general mayor que el hidroeléctrico necesitándose de este modo menos potencia para un mismo incremento de demanda. Sin embargo no existe una correlación importante con los países que han mostrado el mayor corrimiento hacia estructuras térmicas. Tanto Honduras como Chile y Perú son ejemplo de lo mencionado, y sin embargo la evolución de la Potencia vs generación ha sido disímil, según se observa en los gráficos siguientes.

Gráfico 3.1.2.4.1. Índices de crecimiento de la evolución de la potencia instalada y generación en LAC 1990=100 (%)

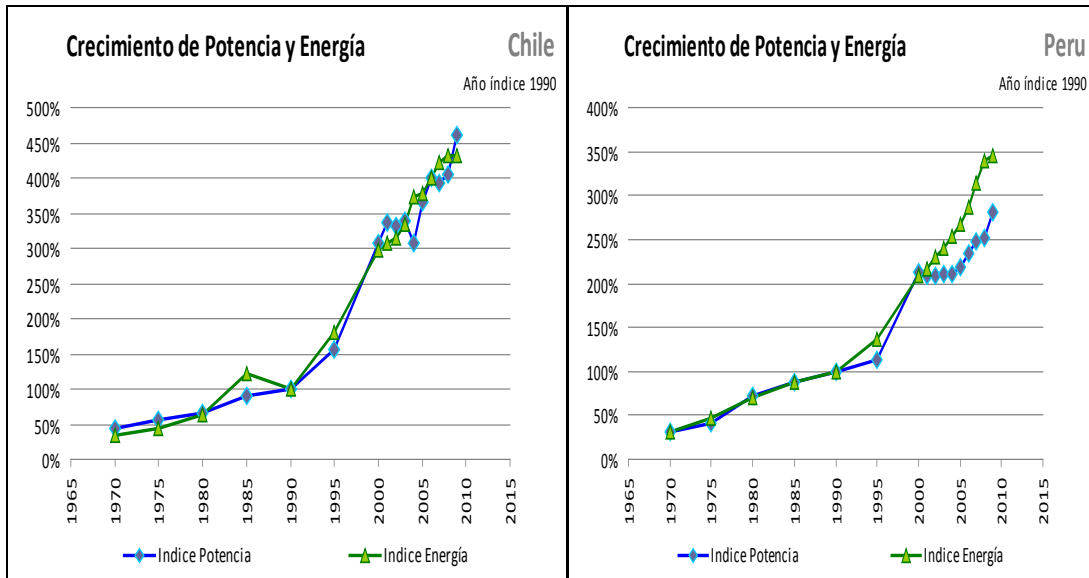


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.4.2. Tasas de crecimiento de la evolución de la potencia instalada Y generación en Honduras, Chile y Perú (%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

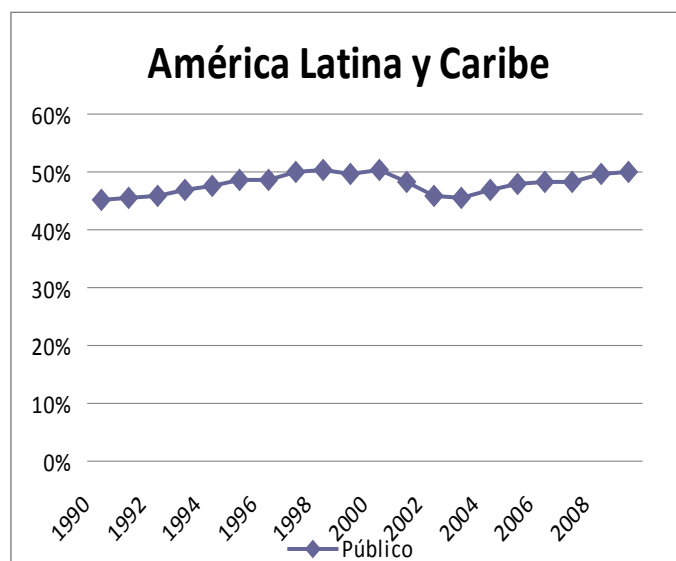


Fuente: CIER, Anuarios Estadísticos.

A partir de la energía generada durante el año y la potencia instalada se puede calcular un factor de utilización medio anual. Este factor puede estar fuertemente afectado, en un parque muy hidroeléctrico, por la variabilidad hidrológica. Este indicador debe analizarse en conjunto con el margen de reserva del sistema y el factor de utilización medio térmico.

La evolución del factor de utilización de la capacidad instalada también permite detectar a grandes rasgos, los retrasos en las inversiones de capacidad instalada. Si se lo analiza a nivel regional se observa que entre 1990-2000 el factor de utilización ha crecido con una tasa del 1.1% .a.a, para luego caer a su valor más bajo en 2003 (45%). Luego acompañando el crecimiento de la demanda, vuelve a crecer hasta alcanzar en 2009, los valores del 2000. Esta evolución es en correspondencia con la evolución de los índices de Potencia y energía del gráfico anterior de LAC.

Gráfico 3.1.2.4.3. Evolución del Factor de Utilización LAC (%)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Por su parte se observa que son pocos los países de la región que muestran una disminución en el factor de utilización. Éstos son Uruguay, Chile (en correspondencia con la evolución de los índices de Potencia y energía del gráfico anterior), Cuba, Haití, México, Nicaragua y Costa Rica.

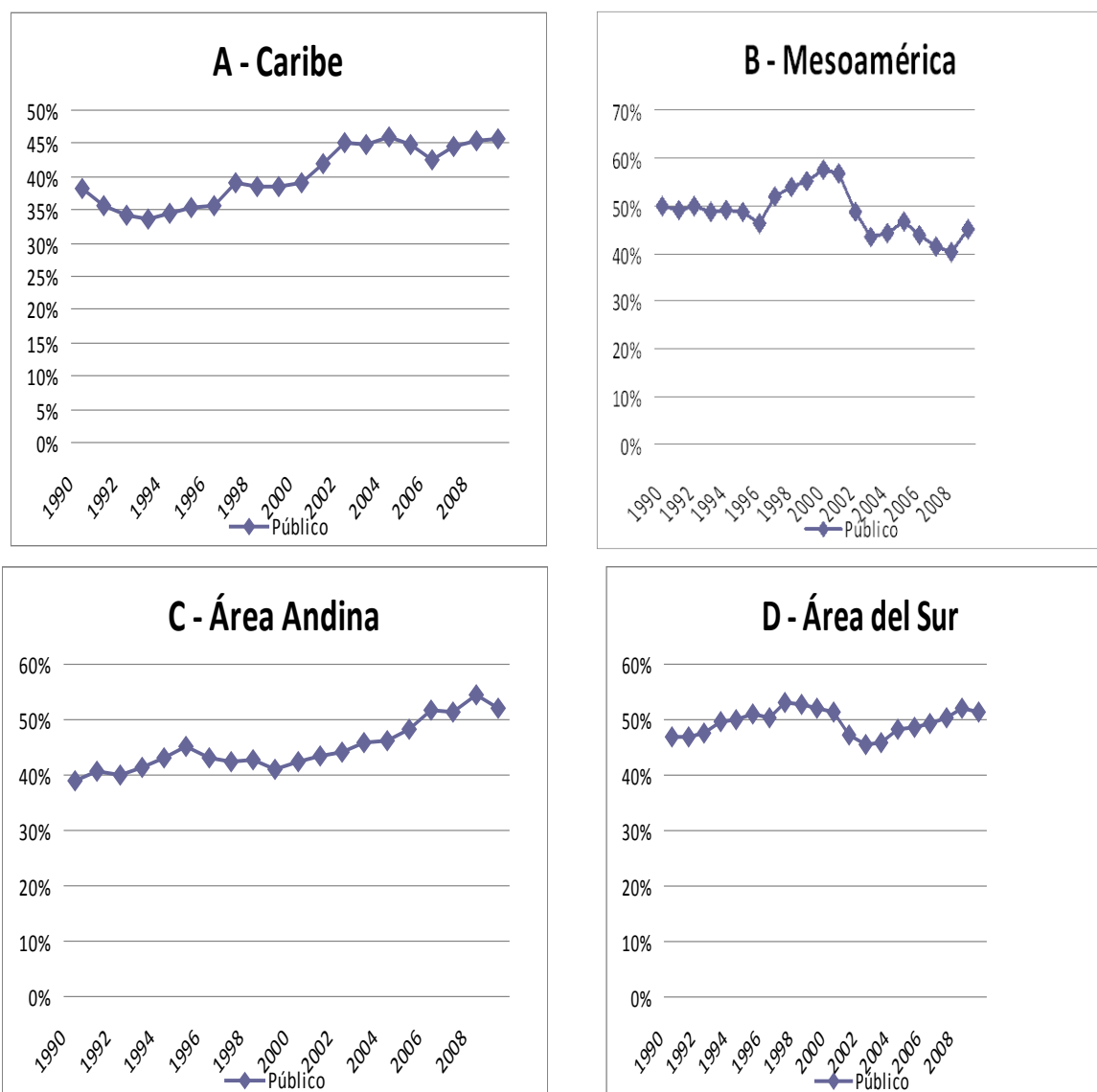
Cuadro 3.1.2.4.1. Factor de utilización del TOTAL de las centrales SP

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	38%	35%	39%	45%	46%	0,2%	1,8%	1,0%
Barbados	40%	48%	52%	48%	52%	2,5%	0,0%	1,3%
Cuba	46%	42%	46%	45%	39%	-0,2%	-1,8%	-1,0%
Grenada	35%	40%	35%	59%	70%	0,1%	7,9%	3,7%
Guyana	18%	39%	42%	44%	48%	8,9%	1,7%	5,4%
Haiti	34%	29%	29%	29%	28%	-1,6%	-0,2%	-1,0%
Jamaica	45%	44%	51%	71%	74%	1,3%	4,2%	2,6%
Rep.Dominicana	21%	20%	24%	36%	44%	1,3%	6,9%	3,9%
Suriname	21%	23%	25%	27%	28%	1,7%	1,3%	1,5%
Trinidad Y Tobago	33%	41%	46%	54%	62%	3,2%	3,4%	3,3%
B - Mesoamérica	50%	49%	58%	47%	45%	1,5%	-2,6%	-0,5%
Costa Rica	45%	48%	46%	48%	44%	0,3%	-0,6%	-0,1%
El Salvador	38%	39%	36%	42%	47%	-0,5%	3,0%	1,1%
Guatemala	31%	47%	45%	42%	48%	3,8%	0,6%	2,3%
Honduras	47%	43%	46%	42%	49%	-0,3%	0,7%	0,2%
Mexico	52%	49%	60%	47%	45%	1,6%	-3,2%	-0,7%
Nicaragua	44%	47%	41%	48%	41%	-0,8%	0,2%	-0,3%
Panama	34%	43%	41%	45%	49%	2,1%	2,0%	2,1%
C - Área Andina	39%	45%	42%	48%	52%	0,9%	2,3%	1,6%
Bolivia	41%	45%	35%	44%	47%	-1,6%	3,5%	0,8%
Colombia	45%	47%	39%	42%	45%	-1,3%	1,6%	0,1%
Ecuador	42%	41%	39%	41%	44%	-0,9%	1,4%	0,2%
Peru	39%	46%	41%	52%	53%	0,5%	2,9%	1,6%
Venezuela	36%	44%	46%	52%	58%	2,6%	2,5%	2,5%
D - Área Del Sur	47%	51%	51%	49%	51%	0,9%	0,0%	0,5%
Argentina	34%	39%	38%	43%	43%	1,3%	1,4%	1,3%
Brasil	48%	54%	54%	48%	54%	1,0%	0,0%	0,6%
Chile	62%	55%	47%	50%	43%	-2,7%	-1,0%	-1,9%
Paraguay	60%	66%	83%	79%	71%	3,2%	-1,6%	0,9%
Uruguay	53%	34%	41%	43%	34%	-2,5%	-1,8%	-2,2%
E - América Del Sur	44%	49%	49%	49%	52%	1,0%	0,6%	0,8%
América Latina Y Caribe	45%	49%	50%	48%	50%	1,1%	-0,1%	0,5%
Centro América	39%	44%	43%	44%	46%	1,0%	0,9%	0,9%
Cono Sur	44%	47%	48%	50%	47%	0,9%	-0,1%	0,4%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En los gráficos siguientes se presenta la evolución de los factores de utilización de las centrales de generación de las diferentes subregiones en los que se observa que la única subregión que presenta valores decrecientes desde inicio de los 2000, es Mesoamérica cuando justamente se incorporan nuevos equipamientos con el consiguiente incremento de la potencia instalada, hecho que también responde al papel jugado en México por los PIE y la subutilización de las centrales de SP.

Gráfico 3.1.2.4.4. Evolución de los factores de utilización (%)



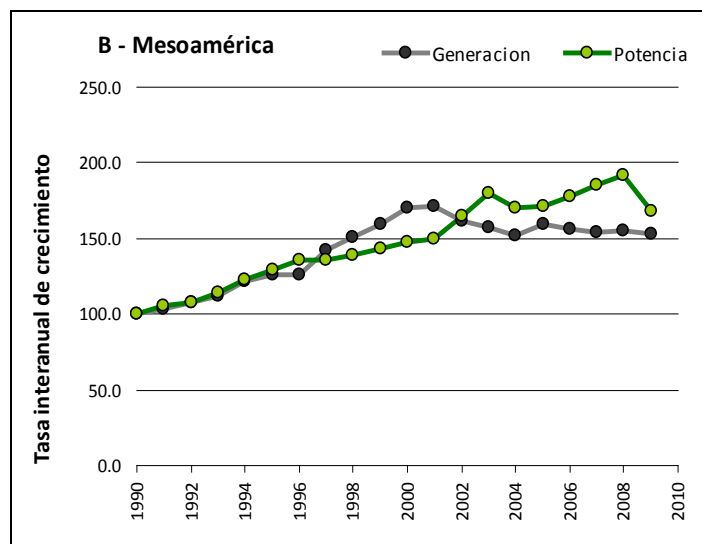
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de los índices de la potencia instalada y la generación en Mesoamérica en donde se observa el permanente crecimiento de la potencia, que a partir de 2002 supera el crecimiento de la generación (fu decreciente), que se origina en factores de política energética y regulatoria en la búsqueda de otorgar un papel a la inversión privada sin alterar la estructura de propiedad de la empresa estatal.

En tal sentido este aspecto, como también en algunos otros casos de la región llevan a cuestionar la confusión existente entre la ponderación positiva de las reglas de mercado y la creación desde el Estado de esas reglas de mercado, las que pueden dar lugar a situaciones y resultados complejos por cuanto se privilegia la atracción de inversiones sin un análisis crítico de lo que se aporta en términos de seguridad de suministro y eficiencia en términos de costos para los consumidores.

Aunque este es un aspecto delicado, conviene señalarlo pues es la fuente de un espacio de conflictos no resueltos.

Gráfico 3.1.2.4.5. Tasas de crecimiento de la evolución de la potencia instalada Y generación en Mesoamérica (%)

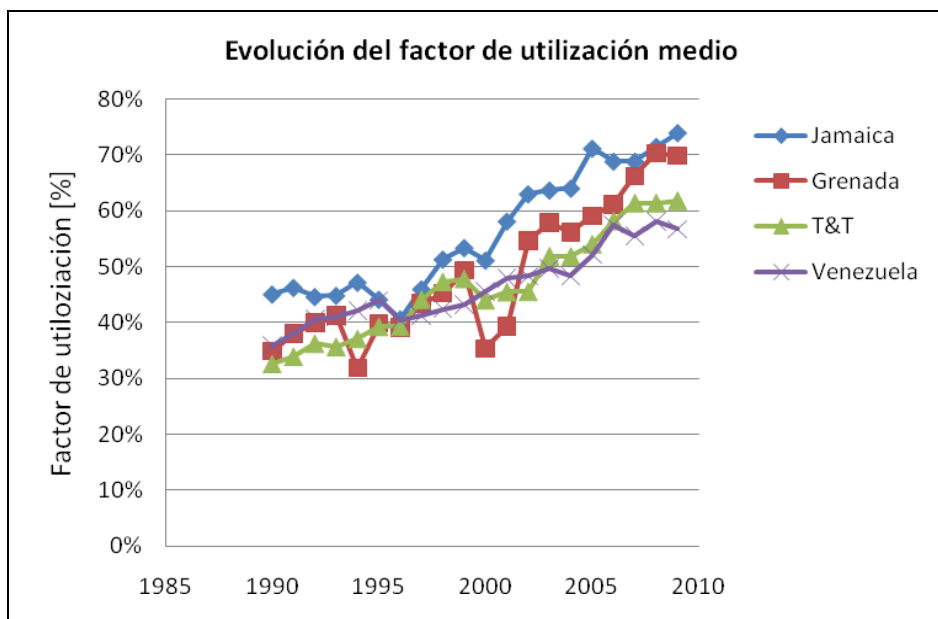


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

A nivel de países se observa que la Región, y la mayor parte de los países que la conforman muestran un aumento en el factor de utilización total, tendencia que está encabezada por Guyana, República Dominicana, Grenada, Trinidad y Tobago. Estos países presentan un incremento importante entre los años extremos del análisis. El caso de Jamaica es notorio, pues si bien no es el país que presenta la mayor variación, sí es el país que alcanza el factor de utilización máximo en 2009 llegando a un factor del medio 74%. Si bien es cierto que el parque de generación eléctrica de Jamaica es predominantemente térmico, un factor de utilización de tal magnitud podría sugerir problemas estructurales por sobreutilización del equipamiento. Más adelante se analiza lo ocurrido con el margen de reserva del sistema.

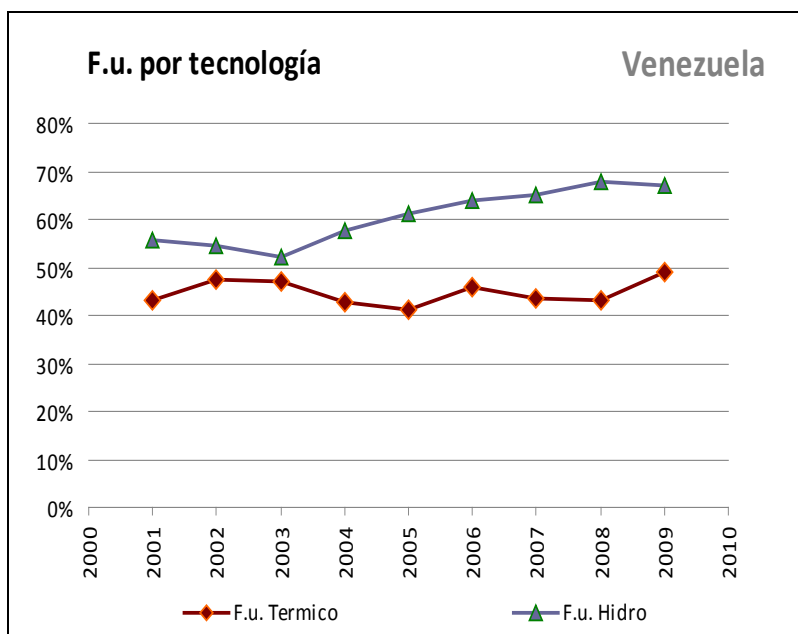
Los países que alcanzan mayores valores del factor de utilización son Jamaica, Grenada, Trinidad y Tobago y Venezuela (se excluye a Paraguay del análisis por su peculiar condición de país hidroenergético y exportador). En la gráfica siguiente se presenta la tendencia de este indicador para los países mencionados en los últimos 20 años.

Gráfico 3.1.2.4.6. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Jamaica, Trinidad y Tobago, Grenada y Venezuela



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.4.7. Evolución del Factor de Utilización Medio caso Venezuela discriminado según Hidro y Térmico

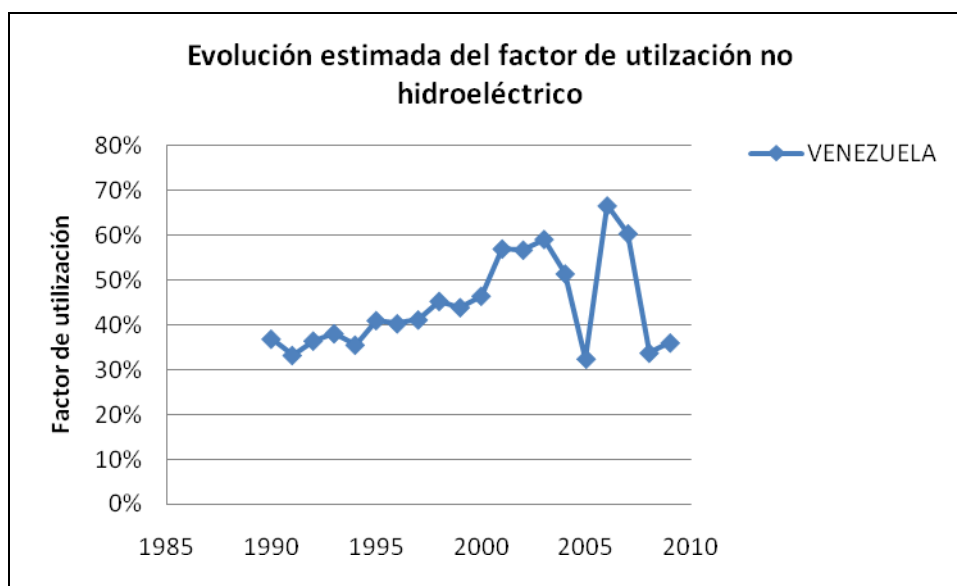


Fuente: CIER, Anuarios Estadísticos

Si bien en la mayor parte de los países el factor de utilización de las instalaciones térmicas aumenta, no es posible establecer una tendencia definitiva a nivel subregional o regional. Nuevamente se destaca la evolución de Jamaica, Grenada y Trinidad y Tobago, pero a partir de este análisis se identifica también el caso de Panamá y en menor medida Argentina, países en los que el factor de utilización crece de manera relevante en los últimos 10 años.

Venezuela, presenta un factor de utilización creciente, elevado en valor absoluto, y si se le resta la componente de generación hidroeléctrica, confirma la tendencia. En el gráfico siguiente se puede observar la persistente tendencia al aumento de la utilización de los equipos térmicos, si se excluyen los años 2005, 2008 y 2009, años de elevada provisión de hidroenergía por condiciones climáticas favorables.

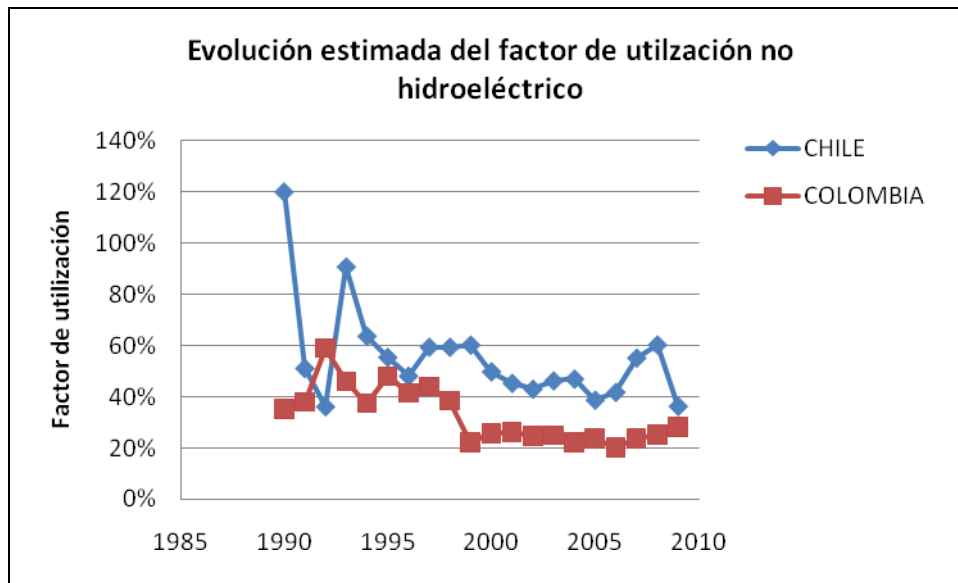
Gráfico 3.1.2.4.8. Evolución del Factor de Utilización Medio caso Venezuela Sólo Térmico



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

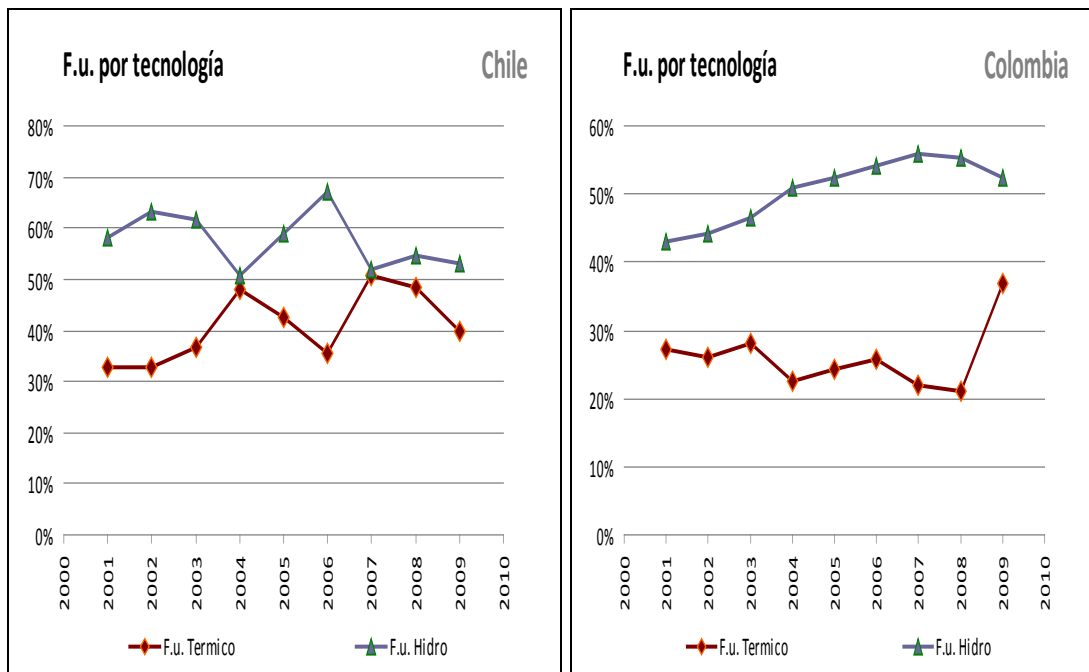
Un comportamiento opuesto se tiene tanto en Colombia como en Chile, países en los que la utilización de las instalaciones térmicas ha descendido hasta 2005 en Chile y desde 1997 en Colombia, tal como puede observarse en la siguiente gráfica. Sin embargo durante el último fenómeno de El Niño, el factor en Colombia volvió a incrementarse, obligando incluso a originar una crisis de abastecimiento de gas.

Gráfico 3.1.2.4.9. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Chile y Colombia



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.4.10. Evolución del Factor de Utilización Medio casos: Chile y Colombia según centrales Hidro y Térmicas



Fuente: CIER, Anuarios Estadísticos

En concordancia con lo expresado, los países que muestran mayor atraso en el crecimiento de la potencia en relación al aumento de la generación son Guyana, República Dominicana, Grenada y Trinidad y Tobago, países en que el crecimiento de la generación supera en más de tres puntos porcentuales al aumento de la capacidad.

**Cuadro 3.1.2.4.2. Tasas ordenadas según diferencias entre el crecimiento de la potencia y la generación por países y subregiones en LA y C
Período 1990-2009
(%a.a.)**

País - Región / Año	Tasa Pot.	Tasa Gen	Dif Gen-Pot
Guyana	1.9%	7.5%	-5.5%
Rep. Dominicana	4.5%	8.6%	-4.1%
Grenada	3.3%	7.1%	-3.8%
Trinidad Y Tobago	1.0%	4.3%	-3.3%
Jamaica	1.3%	4.0%	-2.7%
Venezuela	1.5%	4.1%	-2.6%
Guatemala	4.8%	7.2%	-2.4%
Panamá	3.1%	5.2%	-2.1%
Perú	4.7%	6.4%	-1.7%
C - Área Andina	2.4%	4.0%	-1.6%
Suriname		1.5%	-1.5%
Argentina	3.3%	4.7%	-1.4%
Barbados	1.8%	3.2%	-1.3%
El Salvador	3.8%	4.9%	-1.2%
Centro América	4.6%	5.6%	-1.0%
A - Caribe	2.5%	3.4%	-1.0%
Paraguay	2.9%	3.8%	-0.9%
Bolivia	5.3%	6.1%	-0.8%
E - América Del Sur	3.1%	3.9%	-0.8%
Brasil	3.0%	3.6%	-0.6%
América Latina Y Caribe	3.0%	3.5%	-0.5%
D - Área Del Sur	3.4%	3.9%	-0.5%
Cono Sur	4.1%	4.5%	-0.4%
Ecuador	4.7%	4.9%	-0.2%
Honduras	5.6%	5.7%	-0.2%
Colombia	2.4%	2.4%	-0.1%
Costa Rica	5.5%	5.3%	0.2%
Nicaragua	4.9%	4.6%	0.3%
B - Mesoamérica	2.8%	2.3%	0.5%
México	2.4%	1.7%	0.7%
Haití	0.8%	-0.2%	1.0%
Cuba	2.3%	1.3%	1.0%
Chile	8.1%	6.1%	2.0%
Uruguay	2.2%	0.0%	2.3%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Los países con mayor peso en la generación (Brasil, México, Venezuela y Argentina), muestran una situación más equilibrada entre el crecimiento de la potencia y la generación. Incluso presentan, en algún caso, tendencias opuestas. Venezuela es el país con mayor desfase, donde la generación creció 2.6% más que la potencia. En el otro extremo está México, país en el cual el crecimiento acumulado de la potencia superó en 0,7% puntos porcentuales a la generación. Brasil tuvo también un crecimiento parejo de ambos indicadores pero con mayor dinamismo en la generación que superó por 0,6% al crecimiento de la potencia.

En términos generales son pocos los países de la región en los que la potencia instalada creció por sobre la energía generada. La lista la encabeza Uruguay seguido por Chile, Cuba, Haití y México. El caso de Haití es destacable pues si bien la potencia instalada creció levemente, fue el único país de la región en que

disminuyó la generación de energía, en gran parte asociado a las severas condiciones en las que quedó el servicio eléctrico después del Huracán de 2008.

En algunos casos los períodos de sequía generaron y/o agudizaron situaciones de crisis de abastecimiento (por ejemplo: Chile en 1999, Brasil en 2001, Argentina en 2004, Perú en 2008 y 2009 y Colombia en 2009), episodios que condujeron a la revisión de la eficacia de las modalidades de generación, con un aumento del factor de utilización total (y de las plantas térmicas en particular). Asociado a ello estuvo un creciente consumo de combustibles, entre los que se destacó el GN (aunque en el caso de Argentina, con limitaciones), y los derivados líquidos, en muchos países crecientemente importados.

En general puede ser afirmado que la tendencia a utilizar el sistema en un límite más próximo a puntos críticos pero manejables, o trasladables a otras cadenas de energía puede tener lecturas diversas. Por un lado como signo de retraso de inversiones a las que pueden o no atribuirse problemas de insuficiencia o inadecuación de señales de precios derivadas de los marcos regulatorios y políticos. Por otro, y muy al margen de la adecuación de estas señales de precios para inducir la expansión, a una búsqueda de mayor rentabilidad sobre los activos, simultánea a reformas que a su vez garanticen una mayor rentabilidad. Sin embargo también estas tendencias pueden atribuirse a la inadecuación del papel del Estado sea este regulador o empresario. Ninguna conclusión al respecto es posible más que el remarcar los hechos, entre los cuales se destaca que la expansión ha ido asociada en muchos casos a mecanismos de subastas donde la competencia ya no se da en el mercado sino por el mercado y en no pocas ocasiones con programas de participación público privada (Ver Informe II)

3.1.2.5. Margen de Reserva

El margen de reserva es un indicador, complementario al del factor de utilización de la plantas, así como de los índices de crecimiento de la potencia y la generación, cuyos análisis deberían permitir una aproximación a la situación del parque generador con respecto al crecimiento de la demanda y sus características.

Un relevamiento de la información disponible en el SIIE de OLADE, permitió elaborar el siguiente cuadro con los márgenes de reserva por Subregión y país.

**Cuadro 3.1.2.5.1. argen de reserva (*)
Potencia instalada menos demanda máxima sobre demanda máxima**

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe								
Barbados	74%	47%	33%	36%	31%	-7,9%	-0,6%	-4,5%
Cuba								
Grenada	80%		111%			3,4%		
Guyana	130%		38%			-11,6%		
Haiti			60%					
Jamaica	55%	47%						
Rep.Dominicana	108%	122%	64%	92%		-5,1%		
Suriname			-27%					
Trinidad Y Tobago	57%		62%			0,8%		
B - Mesoamérica								
Costa Rica	29%	34%	52%	41%		6,2%		
El Salvador	54%	54%	45%	42%		-1,7%		
Guatemala	82%	13%	47%	52%	42%	-5,3%	-1,5%	-3,5%
Honduras	56%	48%	31%	47%		-5,9%		
México	28%	35%	44%	34%		4,7%		
Nicaragua	37%	27%	56%	34%		4,2%		
Panamá	92%	49%	61%	39%		-4,1%		
C - Área Andina								
Bolivia			87%	65%				
Colombia	47%			54%				
Ecuador	45%	40%	61%	43%		3,2%		
Perú	56%	56%	96%	58%		5,6%		
Venezuela	126%	81%	70%	45%		-5,7%		
D - Área Del Sur								
Argentina	114%	82%	76%	59%		-3,9%		
Brasil	36%			42%				
Chile	48%		102%	94%		7,9%		
Paraguay	1107%	774%		448%				
Uruguay	67%		45%	37%		-3,9%		
E - América Del Sur								
América Latina Y Caribe								
Centro América								
Cono Sur								

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.
(*) Obtenida a partir de = (Potencia instalada - demanda máxima)/demanda máxima.

Vale mencionar que un estudio anterior de CIER⁴³, indicaba que al 2005, en todas las regiones existía suficiente capacidad de reserva teórica con márgenes cercanos al 60% en los países del MERCOSUR y la CAN y del 30% en los países de Centroamérica y México. De todos modos (se adelantaba), que en general la reserva efectiva ante situaciones hídricas secas en la mayor parte de los países ya no era holgada debido a que una parte importante de la reserva de generación no era firme, ya que correspondía a centrales hidráulicas que no tenían capacidad significativa de embalse.

Por lo tanto, su producción dependía en forma directa de los aportes hidráulicos existentes en cada momento y ello hacía que en periodos secos parte de la oferta

⁴³ CIER, Informe Situación Energética Regional Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región Edición 2007.

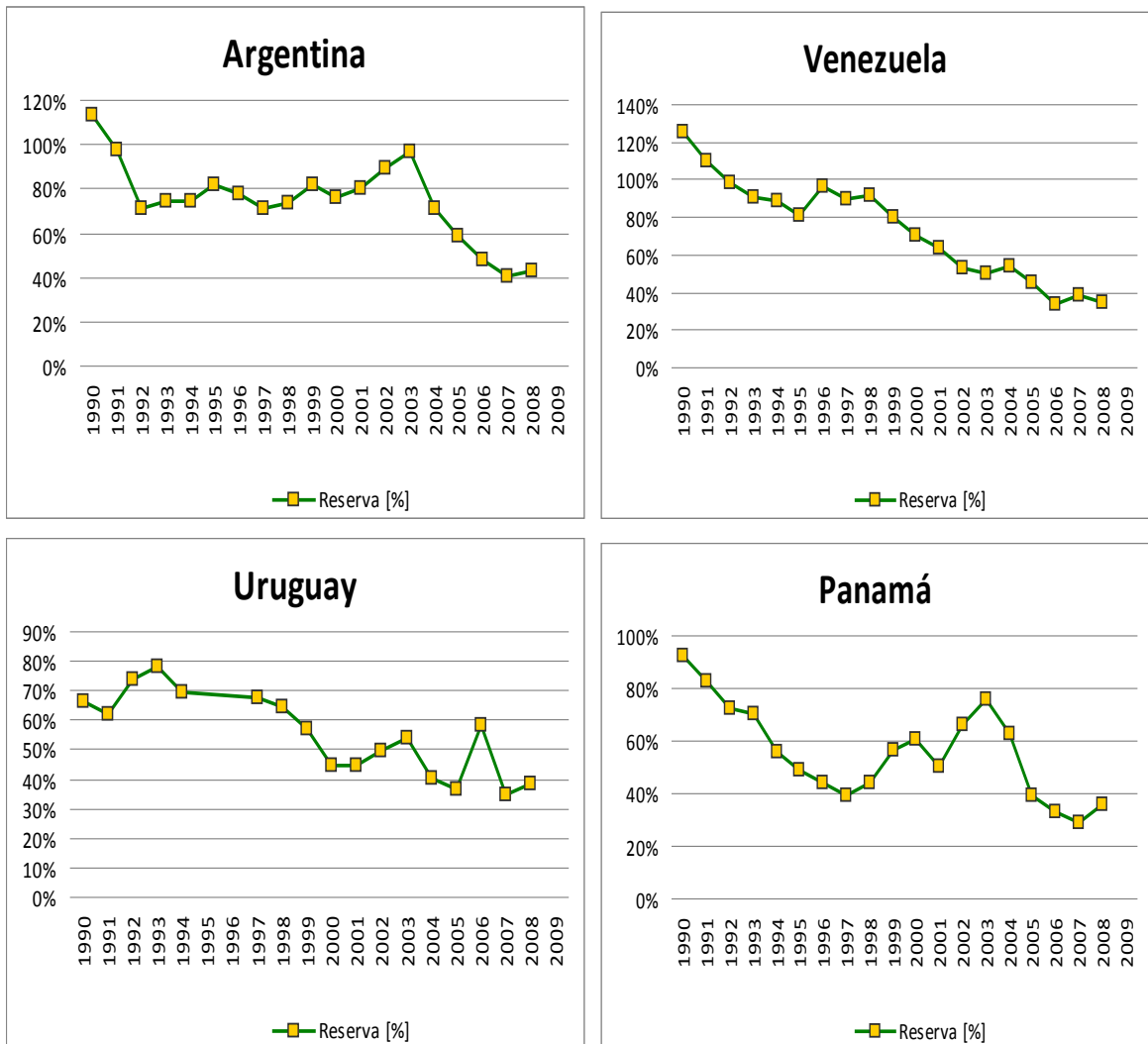
hidráulica no estuviera disponible complicando el normal abastecimiento de la demanda. Así mismo se mencionaba que, con independencia de la reserva de generación existente, el cambio producido en los precios de petróleo, gas y carbón en esos los últimos años y las crisis económicas sufridas por los países de América Latina, se había afectado el normal ingreso de generación en el área. Es por ello que ya en ese momento, la mayor parte de los países de la región presentaba desafíos al normal suministro e ingreso de generación para satisfacer el incremento de demanda que había surgido con la reactivación económica. En esa dirección se observaba, que los Estados habían tomado mayor protagonismo para lograr este objetivo, en su función de regulador y también en su función de inversor.

A 2009, se puede observar que son contados los casos de países que han aumentado o mantenido su margen de reserva en los últimos años. En cierta medida es razonable, ya que en líneas generales, se ha visto un corrimiento en términos de potencia instalada a parques más térmicos, por lo que debería esperarse un descenso del margen de reserva por la menor incertidumbre operativa que presenta el sistema, aunque también en algunos casos, podría estar asociado a la caída de inversiones en la incorporación de nueva potencia. Sin embargo la menor incertidumbre operativa de los sistemas térmicos requiere de un respaldo confiable y firme de la oferta de gas, o en su defecto de GNL o Líquidos.

En muchos países (Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y aún México) dicha confiabilidad mostró no estar asegurada por falta tanto de estos combustibles como por la de infraestructura de transporte, lo que obligó a soluciones costosas y aptas para el corto plazo si lo que se buscara fuesen alcanzar menores costos de generación.

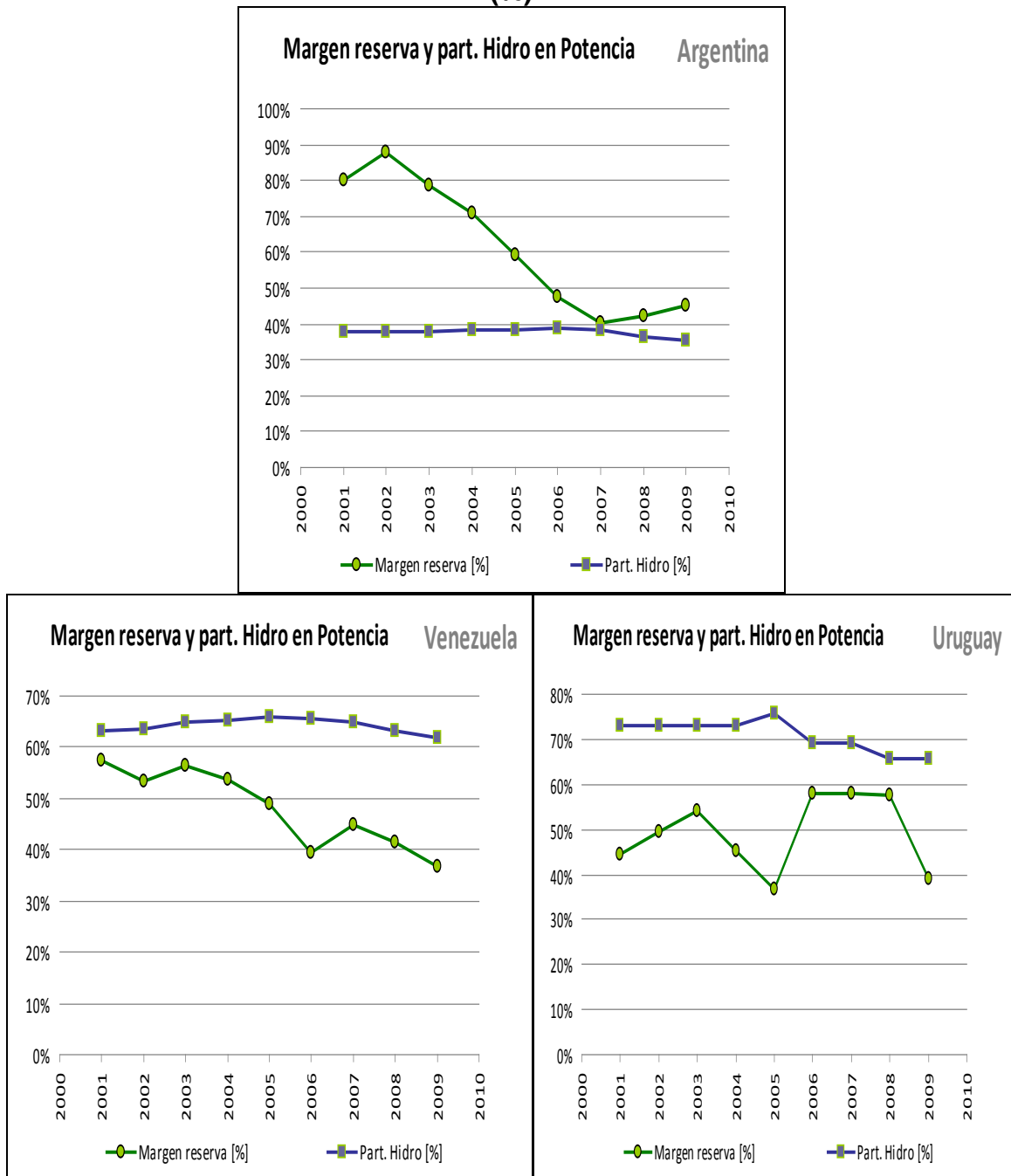
Entre los países que más notablemente disminuyeron sistemáticamente la reserva (hasta 2009) se encuentran Argentina, Venezuela (ver gráfico siguiente), Panamá y Uruguay. La importante componente hidroeléctrica de estos países implica que un margen de reserva del orden del 40% se encuentra en el límite mínimo para garantizar la seguridad de abastecimiento.

Gráfico 3.1.2.5.1. Evolución de margen de reserva (%)

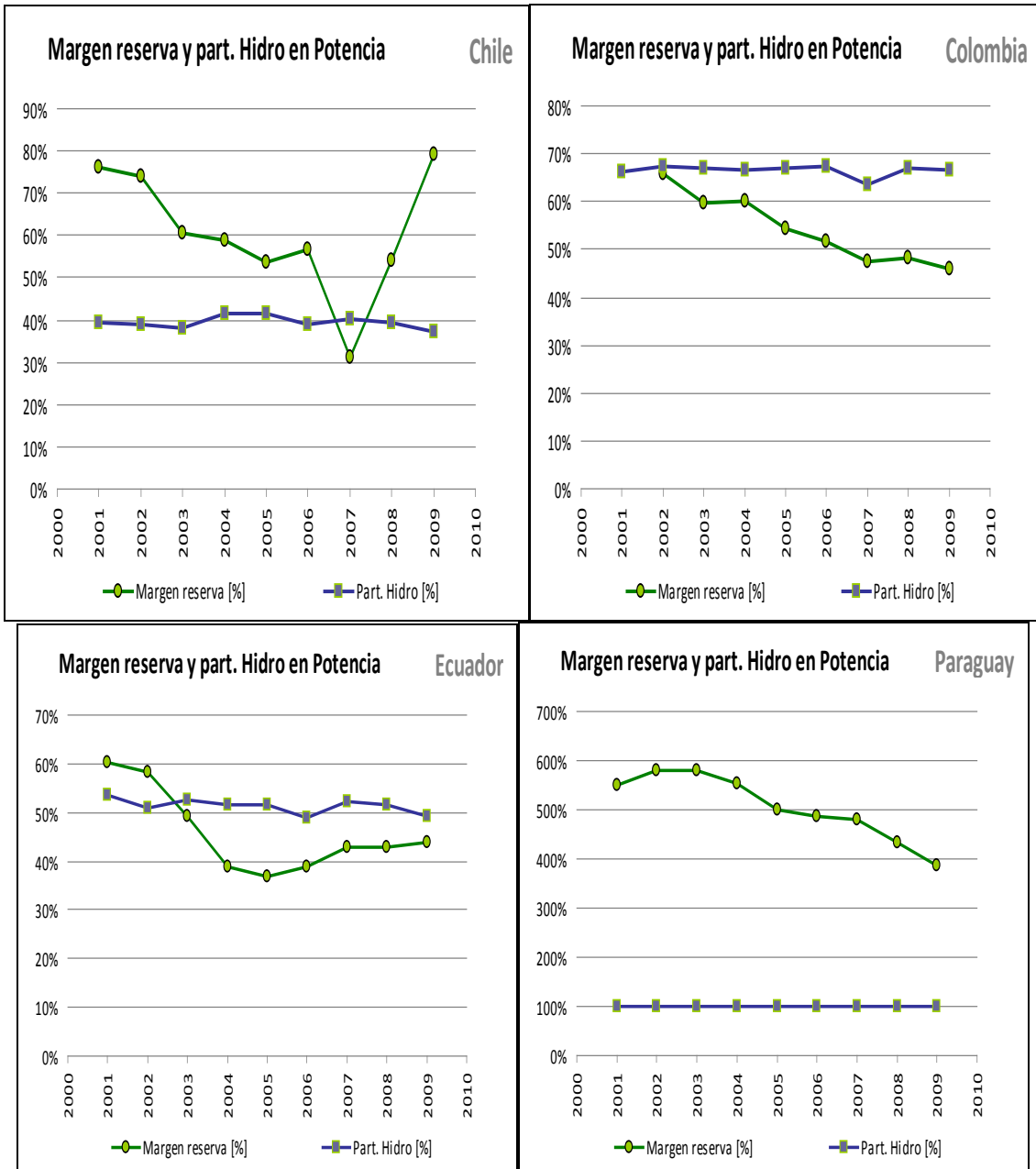


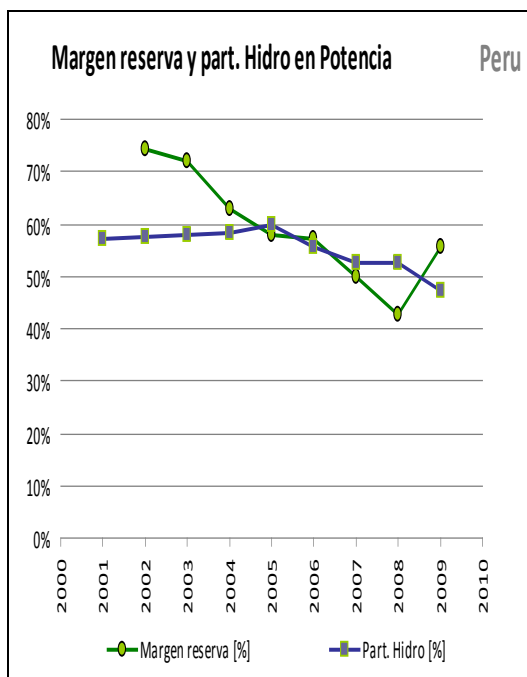
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.5.2. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas (%)



Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía





Fuente: CIER, Información Estadísticas

Vale mencionar que en Venezuela, a fin de modificar la situación de atraso de inversiones, sumada a extensos períodos de sequía, se iniciaron diferentes acciones. Entre ellas se instalaron más de 1500 equipos de generación con capacidad entre 1 y 2.5 MW los cuales fueron agrupados en más de 100 emplazamientos ubicados en toda la geografía nacional. Así durante 2010, se pusieron en funcionamiento más de 1.200 MW⁴⁴.

En el caso de Bolivia se observa una tendencia decreciente en el margen de reserva desde 2003 a 2009. Luego ⁴⁵ a finales de 2010 y parte de 2011, se registraron períodos de déficit en la oferta para abastecer adecuadamente la demanda del SIN, razón por la cual se operó con niveles de reserva menores a los requeridos en las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM). Las razones principales se deben al crecimiento de la demanda, la no concretización del proyecto Ciclo Combinado y la mayor cantidad de indisponibilidades forzadas en el parque generador.

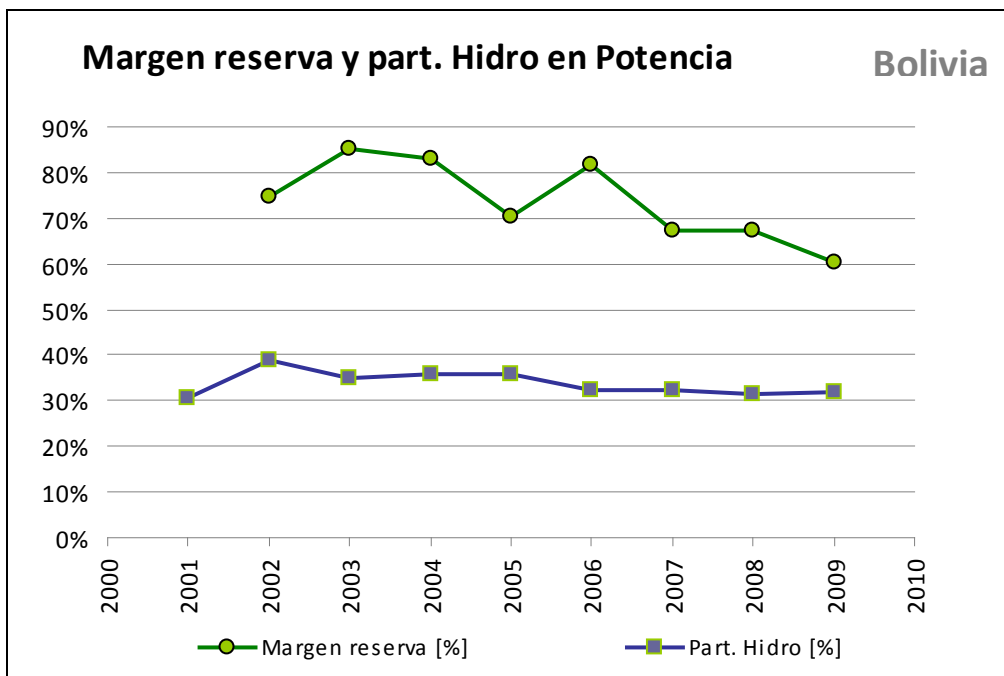
Según la elaboración de la información provista por CIER se puede ver que en la mayor parte de los países del Área Andina y del Área del Sur, el margen de reserva del sistema ha descendido incluso sin haber existido una disminución de la participación hidroeléctrica en la matriz de generación. El caso de Perú podría ser una excepción donde sí se manifiesta un retroceso en la participación hidroeléctrica pero la disminución del margen de reserva es más fuerte aún. El caso de Brasil es único en tanto se observa un aumento del margen de reserva acompañado de una disminución de la participación hidroeléctrica. Es muy posible que esta situación

⁴⁴ Dentro del plan mencionado se encuentran: La Raisa, El Sitio y Guarenas (Miranda), en conjunto con las Barcazas, Picure y Tocoa (Vargas), totalizando 2500 MW en construcción. La construcción del parque termoeléctrico en el Zulia, representa 210 MW, de los que ya están en servicio 500MW. En la Región Andina, la Hidroeléctrica La Vueltoza, del Complejo Fabricio Ojeda, presentó un 85 por ciento de avance (540 MW). Al cierre del año 2010 se arrancó con un plan extraordinario de rehabilitación de máquinas, lo que permitió recuperar más de 90 MW de la capacidad indisponible. <http://www.corpoelec.gob.ve>

⁴⁵ CIER, " Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico". Trabajo CIER 08. Regulación. Septiembre, 2011.

haya estado fuertemente determinada por la crisis del año 2001 o “Crise do Apagão”, una de las mas graves de todo el continente.

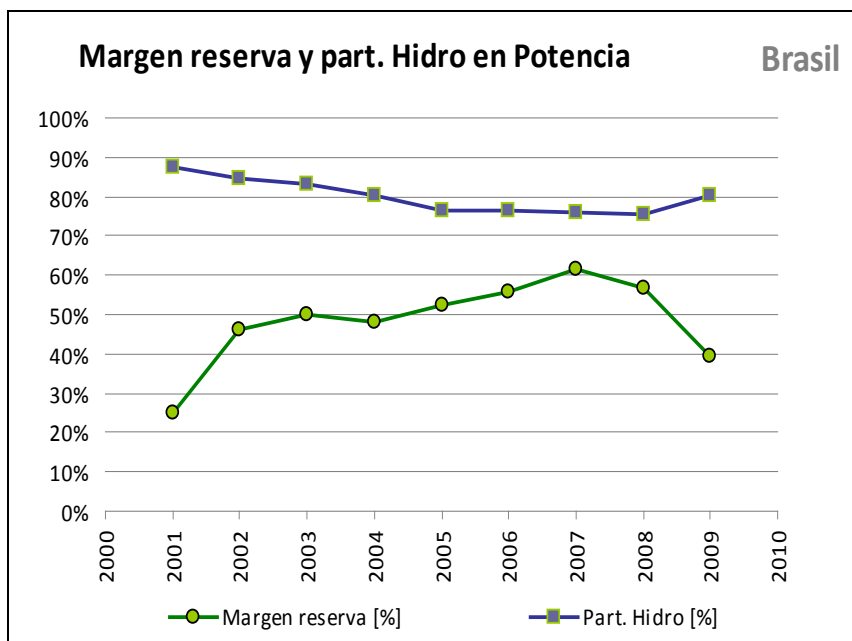
Gráfico 3.1.2.5.3. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas en Bolivia (%)



FUENTE: CIER.

Para Brasil, se puede apreciar a partir de los valores obtenidos la situación previa a la crisis de racionamiento de 2001, asociada a condiciones hidrológicas bajas y con un ajustado margen de reserva. Este último pudo recuperarse hasta 2007, para luego volver a decaer, según se observa en el gráfico siguiente.

Gráfico 3.1.2.5.4. Evolución de margen de reserva y participación de las hidroeléctricas en Brasil (%)

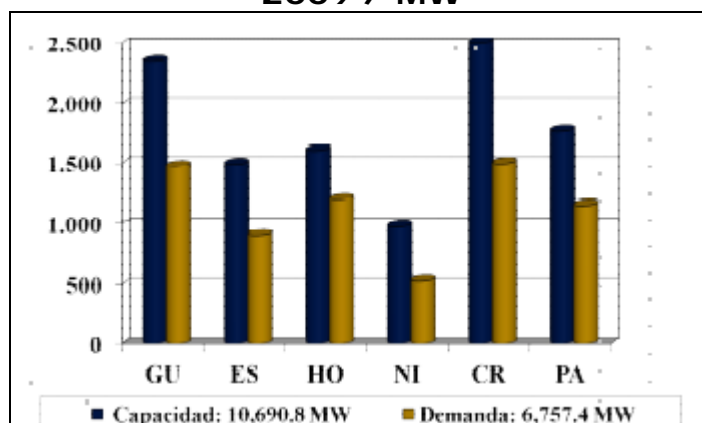


Fuente: CIER, Información Estadísticas.

La adopción de drásticas medidas de uso racional de la energía, prohibición de equipamiento de consumo de baja calidad energética y concientización de la población ayudaron a elevar el margen de reserva (junto con la incorporación de máquinas térmicas de respaldo) luego del racionamiento. La demanda eléctrica residencial recuperó los valores previos a la crisis luego de transcurridos cinco años.

El Gráfico siguiente ilustra sobre los márgenes entre la demanda y la oferta que presentan los sistemas eléctricos de América Central.

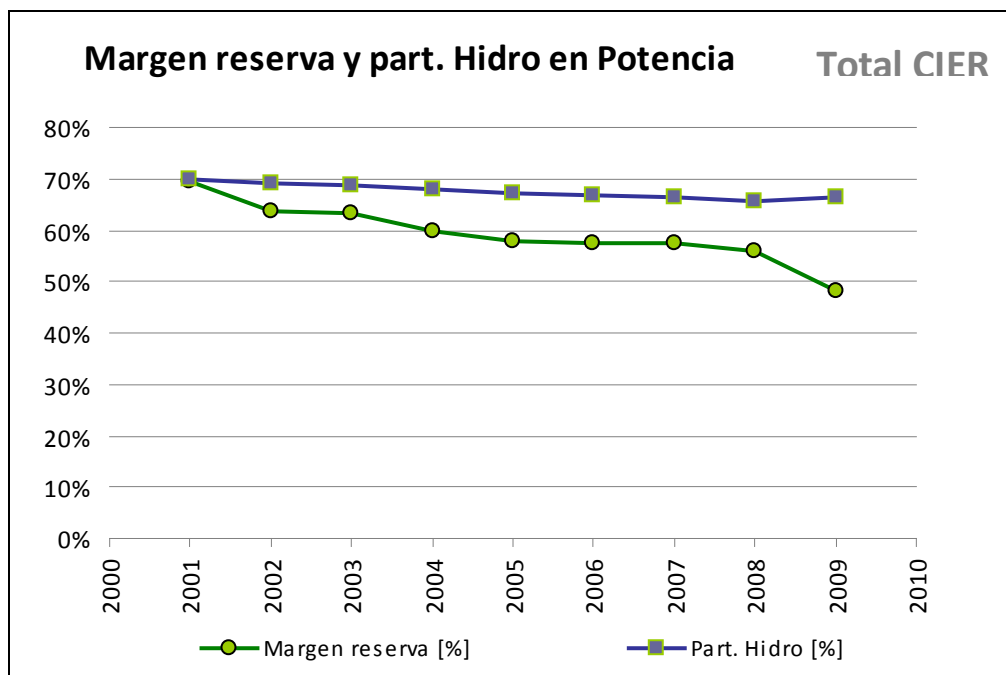
Gráfico 3.1.2.5.5. América Central. Capacidad instalada y demanda máxima 2009 / MW



Fuente: ICE.

El descenso del margen de reserva total (ideal), suponiendo la interconexión total y la simultaneidad de las cargas máximas se ilustra para los países CIER en el gráfico 3.1.2.5.6.

Gráfico 3.1.2.5.6. Margen de reserva total (ideal), suponiendo la interconexión total y la simultaneidad de las cargas máximas para el total de los países analizados por CIER



Fuente: CIER, Estadísticas.

Se hace necesario reflexionar así también, de modo acotado, respecto al impacto que el incremento de la generación eólica y solar va a tener sobre indicadores como el margen de reserva y el factor de utilización. Siguiendo con el caso de Brasil puede observarse que si bien la eólica alcanza sólo el 1.3% de la capacidad instalada a principios del año 2012⁴⁶; representa el 3.8% de los proyectos en construcción y el 19.2% de los proyectos asignados o licitados. Esta penetración esperable también en muchos de los sistemas de la región, va dificultar el análisis histórico de los indicadores, arrojando por un lado menores factores de utilización, y por otro requiriendo mayores márgenes de reserva.

3.1.2.6. Eficiencia en generación

Otro aspecto relevante que hace a las características de la evolución de la oferta eléctrica regional, está asociada a la eficiencia media en la generación expresada en kcal (de combustibles sin contar hidroenergía ni energía geotérmica) / kWh generados totales.

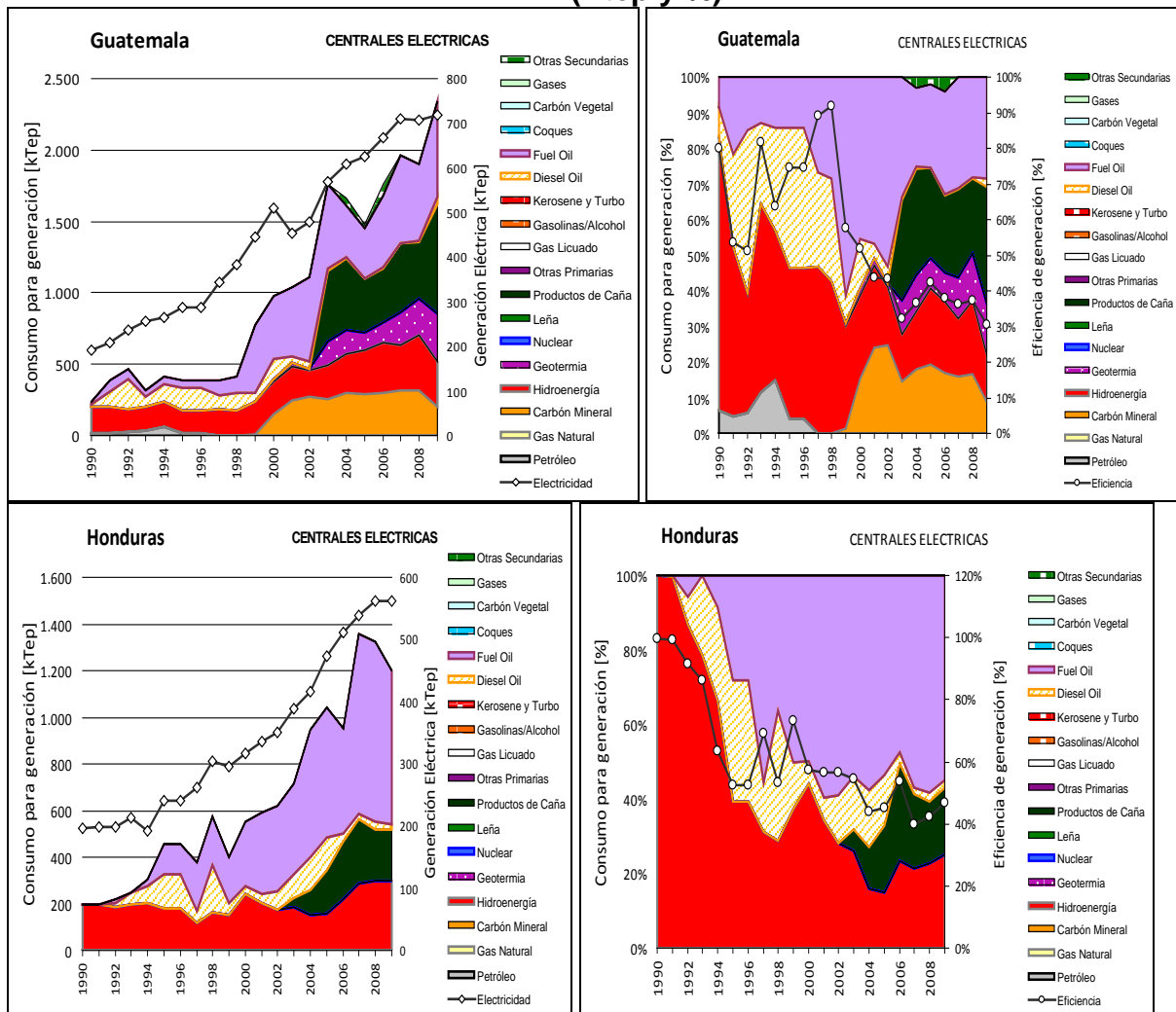
Se observa que como producto de la evolución descrita, la eficiencia media de generación ha decaído (o el consumo específico ha aumentado), debido fundamentalmente al descenso de la componente hidroeléctrica, como así también a cambios estructurales en términos de sustitución de combustibles., aunque seguramente su evolución se ha visto amortiguada, debido a la penetración de tecnologías más eficientes de generación térmica (TG y CC) incorporadas desde inicios de los 1990's.

⁴⁶ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

El consumo específico medio de la Región alcanzó las 1767 kcal/kWh (2009), los consumos más altos se encuentran en Suriname y Trinidad y Tobago, con valores que superan las 3200 kcal/kWh. Los consumos específicos más bajos se encuentran en Costa Rica, Brasil, y El Salvador que no superan las 330 kcal/kWh. Obviamente estos valores están asociados fundamentalmente al porcentaje que ocupa la hidroelectricidad que por ejemplo en los primeros dos países es nulo.

Cabe decir que entre años extremos casi se ha duplicado el consumo específico en generación, pasando de 863 a 1767 kcal/kWh, creciendo a una tasa del 3.8% a.a. El mayor incremento se dio en Mesoamérica en donde el consumo creció con una tasa del 7.6 % a.a entre 1990-2009 por el impacto de México. Por otra parte en particular en Guatemala y Honduras, se observan las caídas de la eficiencia, asociadas en ambos países a un mayor consumo de FO y Caña para generar.

Gráfico 3.1.2.6.1. Consumos de energía para generar y Eficiencia (Ktep y %)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La subregión en la que menos ha decrecido este indicador es en el Caribe debido principalmente al predominio de un parque térmico en el cual las sustituciones en Dominicana por GN y los comportamientos de Cuba y Trinidad y Tobago marcan la tendencia.

Cuadro 3.1.2.6.1. Eficiencia en generación total (kcal térmicas / kWh Totales)

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	2,656	2,573	2,092	2,549	2,032	-2.4%	-0.3%	-1.4%
Barbados	2,636	2,466	2,236	2,226	2,676	-1.6%	2.0%	0.1%
Cuba	2,657	2,664	1,986	3,065	1,462	-2.9%	-3.4%	-3.1%
Grenada	2,501	2,524	1,830	1,776	1,755	-3.1%	-0.5%	-1.8%
Guyana	3,605	1,993	1,399	1,067	1,028	-9.0%	-3.4%	-6.4%
Haiti	1,452	1,067	1,116	988	1,232	-2.6%	1.1%	-0.9%
Jamaica	2,894	2,505	1,842	1,995	2,244	-4.4%	2.2%	-1.3%
Rep. Dominicana	2,268	2,121	1,803	1,829	2,002	-2.3%	1.2%	-0.7%
Suriname	2,468	2,372	2,324	3,465	3,498	-0.6%	4.6%	1.9%
Trinidad Y Tobago	2,947	3,017	2,964	3,173	3,240	0.1%	1.0%	0.5%
B - Mesoamérica	1,700	1,696	1,835	1,829	1,814	0.8%	-0.1%	0.3%
Costa Rica	30	483	10	65	179	-10.0%	37.1%	9.9%
El Salvador	205	1,350	956	759	323	16.6%	-11.4%	2.4%
Guatemala	249	663	1,237	1,426	2,030	17.4%	5.7%	11.7%
Honduras		997	842	1,615	1,374		5.6%	
Mexico	1,874	1,803	1,976	2,002	2,004	0.5%	0.2%	0.4%
Nicaragua	1,172	1,558	1,967	1,774	1,923	5.3%	-0.3%	2.6%
Panama	484	936	865	640	946	6.0%	1.0%	3.6%
C - Área Andina	769	691	722	753	920	-0.6%	2.7%	0.9%
Bolivia	1,519	1,996	1,233	1,899	1,748	-2.1%	4.0%	0.7%
Colombia	632	642	620	461	557	-0.2%	-1.2%	-0.7%
Ecuador	586	988	675	1,054	869	1.4%	2.9%	2.1%
Peru	285	333	383	664	951	3.0%	10.6%	6.5%
Venezuela	929	700	834	828	1,042	-1.1%	2.5%	0.6%
D - Área Del Sur	418	361	443	472	468	0.6%	0.6%	0.6%
Argentina	1,818	1,494	1,422	1,253	1,300	-2.4%	-1.0%	-1.7%
Brasil	104	122	204	262	214	7.0%	0.5%	3.9%
Chile	1,305	637	1,067	1,003	1,135	-2.0%	0.7%	-0.7%
Paraguay	1	0	0	0	0	-20.7%	-11.1%	16.3%
Uruguay	124	157	178	328	771	3.6%	17.7%	10.1%
E - América Del Sur	510	448	510	543	587	0.0%	1.6%	0.7%
América Latina Y Caribe	863	798	880	882	862	0.2%	-0.2%	0.0%
Centro América	279	905	825	938	1,059	11.4%	2.8%	7.3%
Cono Sur	1,092	828	873	845	927	-2.2%	0.7%	-0.9%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Otro indicador (aproximado) de la eficiencia en generación lo constituye el consumo específico térmico expresado en kcal de combustible por kWh generado. La generación térmica es estimada, tal como se hizo anteriormente descontando la hidroeléctrica a partir de su consumo con una eficiencia del 85%. En este caso se descontó también la generación geotérmica, a partir del consumo consignado en BEN, con una eficiencia del 10%.

Este indicador está asociado a la mejora tecnológica térmica y a la sustitución por combustibles de mayor calidad como factores de eficiencia en el consumo.

A partir de este indicador es posible detectar la mejora de eficiencia térmica en gran parte de los países. La introducción del Gas Natural en conjunto con las TG, y los ciclos combinados debe haber modificado drásticamente la eficiencia media térmica de los sistemas.

Si bien para el promedio de la región se observa una constancia del indicador, se observan a nivel de subregiones y países, importantes descensos, pero también retrocesos. Es particularmente notable el caso de Argentina, donde de eficiencias de un 27% se llega a un orden del 44% en 2009. Colombia es otro ejemplo en este sentido que pasa de un 25% a un 32% de eficiencia.

En Brasil no puede apreciarse el efecto, pues es tan importante la generación hidroeléctrica (al igual que en Paraguay) que el error que se comete realizando la estimación de la generación térmica a partir de una eficiencia media y el consumo de hidroenergía es muy grande.

El cuadro siguiente ilustra sobre la evolución de este indicador

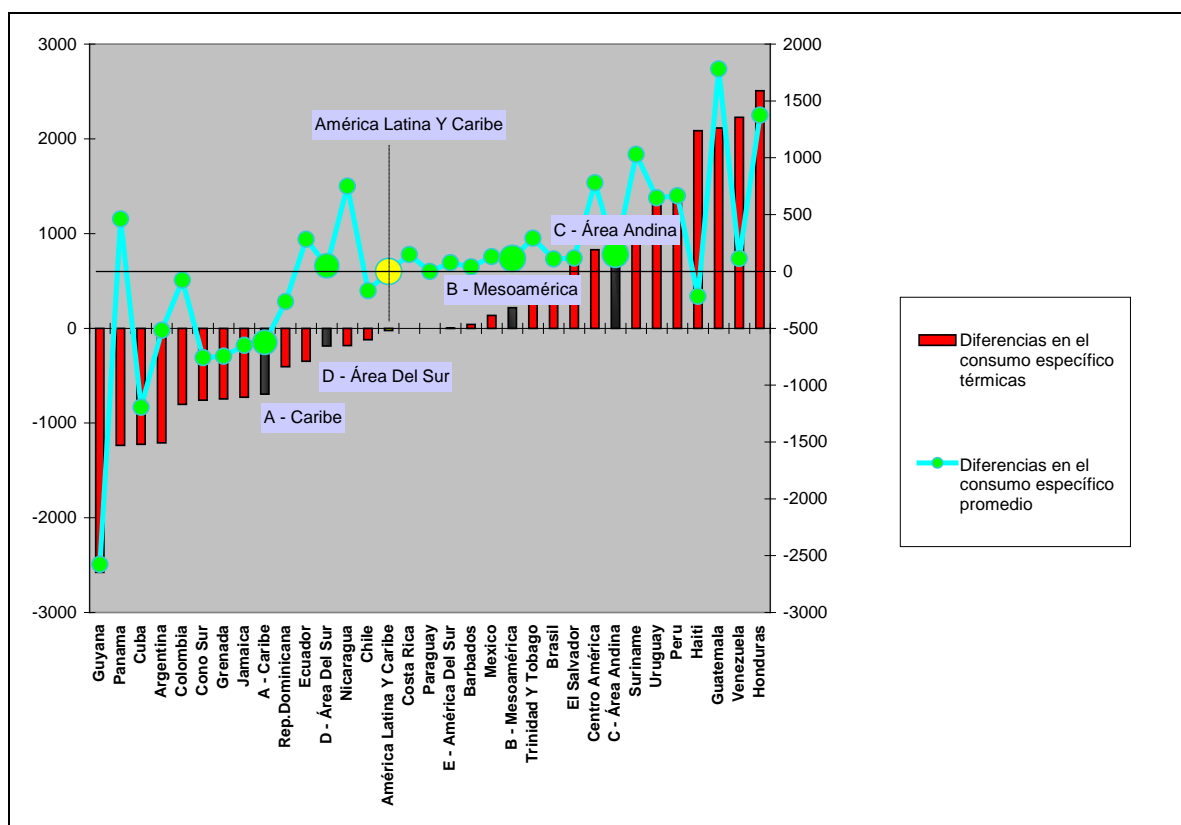
Cuadro 3.1.2.6.2. Eficiencia en generación térmica - ESTIMADA (kcal térmicas / kWh térmicos)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	2,807	2,764	2,206	2,760	2,113	-2.4%	-0.5%	-1.5%
Barbados	2,636	2,466	2,236	2,226	2,676	-1.6%	2.0%	0.1%
Cuba	2,676	2,683	2,000	3,081	1,451	-2.9%	-3.5%	-3.2%
Grenada	2,501	2,524	1,830	1,776	1,755	-3.1%	-0.5%	-1.8%
Guyana	3,605	1,993	1,399	1,067	1,028	-9.0%	-3.4%	-6.4%
Haiti				8,682	2,086			
Jamaica	3,036	2,615	1,897	2,079	2,309	-4.6%	2.2%	-1.4%
Rep. Dominicana	2,690	2,553	2,085	2,285	2,284	-2.5%	1.0%	-0.9%
Suriname	2,468	2,372	2,324	3,465	3,498	-0.6%	4.6%	1.9%
Trinidad Y Tobago	2,947	3,017	2,964	3,220	3,240	0.1%	1.0%	0.5%
B - Mesoamérica	2,257	2,180	2,372	2,363	2,474	0.5%	0.5%	0.5%
Costa Rica		1,949						
El Salvador		3,610	2,106	2,068	793		-10.3%	
Guatemala	1,370	1,285	2,016	2,578	3,484	3.9%	6.3%	5.0%
Honduras		2,738	2,424	2,241	2,508		0.4%	
Mexico	2,280	2,168	2,371	2,395	2,416	0.4%	0.2%	0.3%
Nicaragua	2,584	2,218	2,241	2,170	2,401	-1.4%	0.8%	-0.4%
Panamá	3,050	3,160	3,333	1,401	1,814	0.9%	-6.5%	-2.7%
C - Área Andina	2,516	2,254	2,532	3,364	3,362	0.1%	3.2%	1.5%
Bolivia				3,276	2,628			
Colombia	3,464	2,854	2,671	2,490	2,662	-2.6%	0.0%	-1.4%
Ecuador	2,262	2,342	2,089	2,582	1,914	-0.8%	-1.0%	-0.9%
Peru	1,298	1,322	1,418	2,564	2,721	0.9%	7.5%	4.0%
Venezuela	2,109	1,836	2,364	4,258	4,336	1.1%	7.0%	3.9%
D - Área Del Sur	1,688	1,525	1,529	1,570	1,502	-1.0%	-0.2%	-0.6%
Argentina	3,155	2,743	2,282	2,008	1,947	-3.2%	-1.7%	-2.5%
Brasil	577	664	942	1,094	930	5.0%	-0.1%	2.5%
Chile	2,231	1,583	1,823	2,241	2,110	-2.0%	1.6%	-0.3%
Paraguay								
Uruguay	1,935	2,866	1,803	2,015	3,292	-0.7%	6.9%	2.8%
E - América Del Sur	1,941	1,752	1,764	1,924	1,943	-1.0%	1.1%	0.0%
América Latina Y Caribe	2,155	2,020	2,061	2,167	2,131	-0.4%	0.4%	-0.1%
Centro América	1,455	2,376	2,395	2,057	2,284	5.1%	-0.5%	2.4%
Cono Sur	2,778	2,424	2,071	2,063	2,019	-2.9%	-0.3%	-1.7%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

La evolución entre años extremos de la serie se presenta en el gráfico siguiente elaborado con los valores estimados en los dos cuadros precedentes (Cuadro 3.1.2.6.1 y Cuadro 3.1.2.6.2)

Gráfico 3.1.2.6.2. Diferencias en la eficiencia media y térmica entre los valores de 1990 y 2009 por países, subregiones y región



Fuente: estimaciones propias datos de los cuadros 3.1.2.6.1 y 3.1.2.6.2.

Varias conclusiones pueden ser extraídas:

- En Caribe y en el Área del Sur se observa una mejora del rendimiento de las térmicas con importantes descensos en Guyana, Panamá, Cuba, Grenada y Jamaica dentro de la primera subregión la que, al tener un parque predominantemente térmico incide también en un descenso del consumo específico medio o su equivalente, un mayor rendimiento. En el Área del Sur el fuerte impacto de Argentina y Chile se refleja en una leve mejora a pesar de la importancia del descenso de Argentina. Sin embargo el retroceso hidráulico implica que estas ganancias de eficiencia no incidan en la media. En Brasil se registra un leve incremento del consumo específico de las térmicas el que no obstante incide muy débilmente sobre la media debido al peso de las hidroeléctricas. En el caso de Uruguay, por el contrario la pérdida de eficiencia térmica junto al retroceso hidro implican un incremento significativo en el rendimiento medio.
- En Mesoamérica se produce tanto una leve pérdida de eficiencia en las térmicas que junto al retroceso de las hidro implican una leve desmejora del rendimiento medio. Sin embargo en Centroamérica se registra una pérdida de

- eficiencia de las térmicas que es significativo, con la excepción de El Salvador donde la incidencia de la Geotermia ha incidido seguramente en su resultado.
- En el Área Andina, el resultado global es altamente complejo. Por una parte en Colombia se produce un fuerte aumento del rendimiento de las térmicas, pero empeora en Perú y en Venezuela, lo que junto al retroceso de las hidro empeora levemente el rendimiento medio. Lamentablemente los datos de Bolivia se hallan discontinuados en el SIEE, pero se observa también una mejora en el rendimiento al igual que en el caso de las térmicas de Ecuador, el que no obstante retrocede debido al menor aporte de la hidroelectricidad.
 - El resultado neto para ALyC es neutro a pesar de las importantes variaciones registradas a nivel de países.

3.1.2.7. Emisiones de CO₂

Asociadas a factores mencionados como por ejemplo: estructura de generación, tipo de combustible, eficiencia, etc. se pueden calcular las emisiones de CO₂ y relacionarlas con la generación de Servicio Público (total incluyendo hidro y contabilizando emisiones de biomásas) de tal manera de determinar un indicador de la evolución del impacto ambiental del sector eléctrico en términos de GEI, aunque no de un análisis más completo del ciclo de vida, tarea que no se ha realizado para la región en su conjunto aún o de la que no se dispone de información como para estimarla.

Según se observa en el cuadro siguiente a nivel regional las emisiones específicas han mantenido un valor casi constante (alrededor de 225 kg de CO₂/kWh). Sin embargo el valor absoluto de emisión específica es extremadamente bajo en comparación con los valores promedio mundiales. Los países fuertemente dependientes del Fuel Oil presentan guarismos iguales o peores a aquellos de países fuertemente carbono/intensivos, como Polonia o China que rondan los 800 – 1000 kg CO₂/MWhe generado.

Cuadro 3.1.2.7.1. Emisiones (*) Específica de CO₂ / kWh generado (kg/kWh)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	776	742	595	726	562	-2,6%	-0,6%	-1,7%
Barbados	800	750	678	681	819	-1,6%	2,1%	0,1%
Cuba	825	827	617	943	454	-2,9%	-3,4%	-3,1%
Grenada	733	739	536	520	514	-3,1%	-0,5%	-1,9%
Guyana	1.099	604	420	319	309	-9,2%	-3,4%	-6,5%
Haiti	441	313	331	291	363	-2,8%	1,0%	-1,0%
Jamaica	889	767	570	608	686	-4,3%	2,1%	-1,4%
Rep.Dominicana	702	662	564	562	595	-2,2%	0,6%	-0,9%
Suriname	723	695	681	1.015	1.025	-0,6%	4,6%	1,9%
Trinidad Y Tobago	613	628	617	660	674	0,1%	1,0%	0,5%
B - Mesoamérica	522	523	527	530	505	0,1%	-0,5%	-0,2%
Costa Rica	10	166	34	35	98	13,0%	12,5%	12,8%
El Salvador	121	444	360	320	213	11,5%	-5,7%	3,0%
Guatemala	77	199	403	529	756	18,0%	7,2%	12,8%
Honduras		300	260	530	458		6,5%	
Mexico	574	555	563	569	535	-0,2%	-0,6%	-0,4%
Nicaragua	398	504	619	557	596	4,5%	-0,4%	2,1%
Panama	148	283	263	198	291	5,9%	1,1%	3,6%
C - Área Andina	193	171	177	185	233	-0,9%	3,1%	1,0%
Bolivia	333	421	258	453	370	-2,5%	4,1%	0,6%
Colombia	170	175	152	118	147	-1,1%	-0,4%	-0,8%
Ecuador	180	301	206	297	249	1,4%	2,1%	1,7%
Peru	85	99	112	170	219	2,8%	7,7%	5,1%
Venezuela	222	156	196	195	266	-1,2%	3,5%	1,0%
D - Área Del Sur	99	86	113	102	108	1,3%	-0,5%	0,5%
Argentina	309	264	263	231	264	-1,6%	0,0%	-0,8%
Brasil	36	42	68	55	39	6,6%	-6,0%	0,4%
Chile	475	244	342	308	395	-3,2%	1,6%	-1,0%
Paraguay								
Uruguay	38	48	55	100	231	3,8%	17,3%	10,0%
E - América Del Sur	124	108	128	123	141	0,3%	1,1%	0,7%
América Latina Y Caribe	239	222	239	229	222		-0,8%	-0,4%
Centro América	98	287	276	330	385	10,9%	3,8%	7,5%
Cono Sur	235	172	193	187	232	-1,9%	2,1%	-0,1%

(*) Emisiones en kg/MWh considerando la biomasa y la generación total del SP

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

A Nivel de Subregiones, Caribe tiene el nivel de emisiones específicas mayor, en donde la generación térmica prevalece con FO, luego GN, y DO. En orden decreciente le siguen: Mesoamérica, Área Andina, y Área del Sur. Determinando en parte esos valores, y en ese orden, la participación de la hidroelectricidad alcanza el 11%, 22%, 73%, y 72% respectivamente.

En Mesoamérica, Guatemala, presenta el más alto valor de emisiones específicas, 50% por encima de la media subregional (756 kg/kWh en 2009). Si bien el valor mencionado es alto, es importante aclarar que una parte importante está asociada a residuos de caña.

En la subregión Andina, el país con mayores emisiones específicas es Bolivia cuya generación térmica (66% del total) se realiza con GN y DO. En el Área Sur, Chile

presenta los valores más altos de emisiones específicas. En su evolución, Chile había logrado disminuirlas permanentemente hacia mediados de los 2000', sin embargo la creciente participación del Carbón, Diesel Oil, Coques y Fuel Oil, en reemplazo del GN han determinado el cambio de la tendencia.

Dado que la importancia relativa de las variaciones en las emisiones son un producto complejo de la evolución de la generación de la de los consumos específicos se adelantan seguidamente datos estimados de emisiones totales debidas a centrales de SP y AP, junto con un ordenamiento de los datos en el gráfico.3.1.2.7.1.

**Cuadro 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de SP
En Cg..**

CENTRALES ELECTRICAS [Gg]	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	17483	17485	18030	26957	24106	0.3%	3.3%	1.7%
Barbados	431	483	510	605	801	1.7%	5.1%	3.3%
Cuba	10925	9471	8472	13287	7658	-2.5%	-1.1%	-1.9%
Grenada	40	65	72	86	104	5.9%	4.3%	5.1%
Guyana	164	201	200	168	181	2.0%	-1.1%	0.5%
Haití	243	155	181	162	195	-2.9%	0.8%	-1.2%
Jamaica	1785	1854	1881	2430	2892	0.5%	4.9%	2.6%
República Dominicana	1690	2517	3286	5674	6932	6.9%	8.6%	7.7%
Surinam	80	85	89	145	150	1.1%	6.0%	3.4%
Trinidad y Tobago	2124	2654	3338	4400	5193	4.6%	5.0%	4.8%
B - Mesoamérica	66932	84519	115128	108619	99126	5.6%	-1.6%	2.1%
Costa Rica	35	808	233	291	909	20.8%	16.3%	18.7%
El Salvador	255	1363	1253	1393	1119	17.2%	-1.2%	8.1%
Guatemala	172	665	2385	3847	6317	30.1%	11.4%	20.9%
Honduras	0	840	955	2911	2996		13.5%	
México	65553	78992	107759	97645	83921	5.1%	-2.7%	1.3%
Nicaragua	527	871	1356	1504	1851	9.9%	3.5%	6.8%
Panamá	389	980	1187	1028	2014	11.8%	6.1%	9.0%
C - Área Andina	20850	23341	27732	34727	52537	2.9%	7.4%	5.0%
Bolivia	630	1186	973	2226	2147	4.4%	9.2%	6.7%
Colombia	5761	7313	6404	5819	7858	1.1%	2.3%	1.6%
Ecuador	1145	2536	2185	3583	3927	6.7%	6.7%	6.7%
Perú	813	1294	2059	4053	6788	9.7%	14.2%	11.8%
Venezuela	12500	11012	16110	19046	31818	2.6%	7.9%	5.0%
D - Área del Sur	30668	33881	56831	57937	68387	6.4%	2.1%	4.3%
Argentina	14021	16561	21308	22336	28440	4.3%	3.3%	3.8%
Brasil	7631	10901	22124	19753	15923	11.2%	-3.6%	3.9%
Chile	8730	6115	12984	15084	22341	4.0%	6.2%	5.1%
Paraguay	4	3	1	0	0	15.2%	10.9%	13.2%
Uruguay	283	301	413	764	1683	3.9%	16.9%	9.8%
E - América del Sur América Latina y Caribe	51762	57509	84852	92977	121256	5.1%	4.0%	4.6%
Centro América	1378	5527	7369	10974	15205	18.2%	8.4%	13.5%
Cono Sur	23037	22980	34707	38184	52464	4.2%	4.7%	4.4%

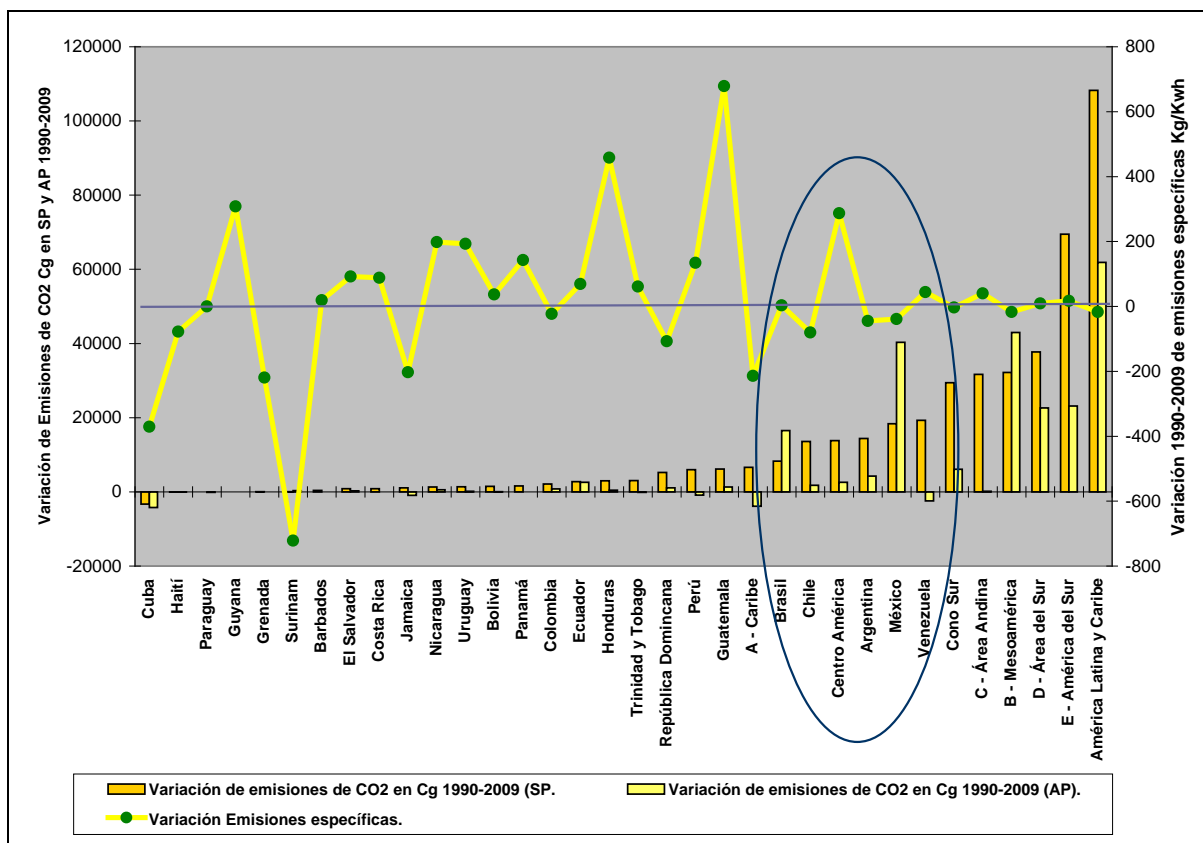
Fuente: SIIE-OLADE, archivo de trabajo Emisiones SP-AP-Total.xls

**Cuadro 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de Autoproducción
En Gg.**

AUTOPRODUCTORES [Gg]	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	8790	9579	11252	8176	4906	2.5%	-8.8%	-3.0%
Barbados	0	2	10	12	16		4.6%	-
Cuba	5189	2229	2641	2461	956	-6.5%	10.7%	-8.5%
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	354	383	389	360	371	0.9%	-0.5%	0.2%
Haití	61	0	0	0	0			
Jamaica	917	3897	4016	1582	0	15.9%		
República Dominicana	1432	2229	3219	2678	2499	8.4%	-2.8%	3.0%
Surinam	636	735	796	947	984	2.3%	2.4%	2.3%
Trinidad y Tobago	201	104	182	136	80	-1.0%	-8.7%	-4.7%
B - Mesoamérica	1386	2298	3154	25028	44340	8.6%	34.1%	20.0%
Costa Rica	27	51	44	215	0	4.9%		
El Salvador	299	321	635	472	564	7.8%	-1.3%	3.4%
Guatemala	554	1430	1346	981	1892	9.3%	3.9%	6.7%
Honduras	0	0	8	516	445		55.8%	
México	0	0	541	21651	40342		61.5%	
Nicaragua	331	370	466	863	903	3.5%	7.6%	5.4%
Panamá	176	126	113	331	193	-4.3%	6.1%	0.5%
C - Área Andina	6632	5576	3595	4262	6785	-5.9%	7.3%	0.1%
Bolivia	74	112	137	147	148	6.3%	0.9%	3.7%
Colombia	1012	1556	857	1043	1807	-1.7%	8.6%	3.1%
Ecuador	0	0	34	762	2590		61.9%	
Perú	1951	1963	1166	1357	1088	-5.0%	-0.8%	-3.0%
Venezuela	3594	1946	1402	954	1153	-9.0%	-2.2%	-5.8%
D - Área del Sur	8713	12436	17556	25205	31344	7.3%	6.7%	7.0%
Argentina	3289	3206	5148	6870	7548	4.6%	4.3%	4.5%
Brasil	5278	6975	11017	15916	21825	7.6%	7.9%	7.8%
Chile	0	2079	1377	2410	1772		2.8%	
Paraguay	96	135	0	0	0			
Uruguay	50	41	15	9	199	11.2%	33.0%	7.6%
E - América del Sur	16335	19130	22336	30774	39485	3.2%	6.5%	4.8%
América Latina y Caribe	25520	29889	35558	62671	87376	3.4%	10.5%	6.7%
Centro América	1386	2298	2613	3377	3998	6.5%	4.8%	5.7%
Cono Sur	3435	5461	6540	9289	9519	6.6%	4.3%	5.5%

Fuente: SIIE-OLADE, archivo de trabajo Emisiones SP-AP-Total.xls

Gráfico 3.1.2.7.1. Evolución de las Emisiones de CO2 atribuibles al conjunto de las centrales de SP y emisiones totales de CO2 atribuibles a generación eléctrica



Fuente: SIIE-OLADE, archivo de trabajo Emisiones SP-AP-Total.xls

Estos datos permiten como primera aproximación ponderar la importancia relativa del tema ambiental en cada país y región, dado el posible trade off entre matrices más limpias y costos de la energía para países cuyo consumo por habitante es aún bajo y cuyas poblaciones están sujetas a bajos ingresos.

Nótese que la responsabilidad del incremento de emisiones en el total de la región de México, a partir del crecimiento de la AP representa 35% del total de emisiones frente a un 2% para Caribe, 19% para toda la región Andina y 35% para toda el Área del Sur.

3.1.2.8. Comercio Internacional de EE

A continuación se realiza un breve detalle de los intercambios de electricidad que cada subregión y país han concretado a fin de satisfacer el abastecimiento propio y vecino.

Se presentan las exportaciones e importaciones en GWh, y como indicador de la magnitud de esos intercambios se los presenta además, como porcentajes sobre la demanda final de electricidad más las pérdidas eléctricas. Todos estos valores han sido obtenidos de los balances energéticos.

Los cuadros siguientes resumen los porcentajes obtenidos. En general se observan escasos ejemplos de niveles de intercambio, a pesar que la Región tiene importantes potenciales, aprovechando la complementariedad hidroeléctrica de distintas cuencas y la escasa capacidad de embalse de algunas áreas, según fuera confirmado por CIER, en diversos trabajos, en especial en 01 y CIER 15.

Se observa que en Caribe no se registran intercambios. En Mesoamérica, México, cuyos mayores intercambios son con los EUA⁴⁷, y en menor medida con Guatemala (con capacidad por 200 Mw), presenta importaciones decrecientes en todo el período, y con mayor intensidad entre 2000-2009. Por su parte las exportaciones han seguido la tendencia contraria, representada por un aumento del 25.7 % a.a. entre 2000-2009.

El resto de los países de la subregión muestra diferentes sentidos de flujos de intercambio. El Salvador, y Honduras presentan un perfil importador, aunque con mayor fuerza en la primera década de análisis, ya que en 2000, alcanzaron más del 16% (de importaciones netas) de la demanda interna. Costa Rica y Guatemala presentan un perfil medio exportador en todo el período. Vale mencionarse que los seis países que conforman el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica se encuentran interconectados por la denominada Red de Transporte Regional (RTR) en 230 kV, y vincula los nodos frontera de cada país. Los mayores niveles de intercambio se lograron en 2004, para luego ir decreciendo paulatinamente⁴⁸. Sin embargo se espera que se revierta esta tendencia y que hacia el final de las obras de interconexión alcancen los límites técnicos de 300 MW. Al 31/07/2011, el grado de avance de las obras del SIEPAC es importante, según puede observarse en el cuadro siguiente

Cuadro 3.1.2.8.1. Porcentajes de avance de las obras del SIEPAC

	Avance Global
31/07/2011	Línea
	%
GTM	93,0%
SLV	99,8%
HND	99,9%
NIC	99,5%
CRI	65,9%
PAN	100,0%
TOTAL	89,1%

Fuente: http://www.eprsiepac.com/avance_del_proyecto_menu.htm

⁴⁷ El sistema interconectado de Baja California (norte) se encuentra ligado con la red occidental de EUA, el Western Electricity Coordinating Council (WECC), por medio de dos enlaces de transmisión a 230 kV. Esto ha permitido a CFE realizar exportaciones e importaciones de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

⁴⁸ Efectivamente, las crecientes importaciones de los combustibles en los mercados nacionales y el aumento de los precios del petróleo han determinado incrementos en los precios de la energía en los mercados nacionales, produciendo efectos adversos sobre el funcionamiento del MER. Los dos mercados históricamente compradores (Honduras y El Salvador) redujeron al mínimo sus importaciones, lo que significó una drástica reducción de las transacciones existentes en el MER. CIER, 2006. "Informe Situación Energética Regional".

En el Área Andina⁴⁹ los intercambios se dan entre Colombia y Perú como exportadores, hacia Ecuador con el objetivo de que el uso de combustibles líquidos para generación térmica sea reemplazado por energía térmica producida mayoritariamente, utilizando como recurso primario el gas natural y la hidroelectricidad abundantes en Perú y Colombia. Se observan importaciones relevantes en 2005, cuando los flujos representaron casi el 13% de la demanda de Ecuador, y el 3.6% de la de Colombia. Los intercambios con Perú han sido pequeños⁵⁰. También se observan intercambios puntuales entre Venezuela (importadora), y Colombia que en 2009 que alcanzan los 282 GWh. En el caso de Bolivia, se observan pequeños intercambios con Argentina a nivel fronterizo⁵¹

En el Área del Sur, las mayores exportaciones se presentan de Paraguay a Brasil. Efectivamente, son importantes los volúmenes comercializados entre Paraguay y Brasil proveniente del proyecto binacional de Itaipú y entre Paraguay y Argentina por Yacyretá⁵².

Brasil exporta a Argentina (casi 1000 GWh) y Uruguay (500 GWh). Por su parte Argentina exporta a Chile más de 1300 GWh, representando esta cifra en 2009, aproximadamente el 1.4% de la demanda de ese país; y a Uruguay casi 1000 GWh, representando aproximadamente el 17% de su demanda.

Si bien hasta el año 2000 las compras de electricidad de Uruguay fueron marginales, a partir dicho año la variabilidad hidrológica importante sufrida tanto por el Río Negro como por el Río Uruguay, sumado a la persistente disminución del margen de reserva, configuraron una situación importación procedente de Brasil que se afianzaría a futuro con la terminación de la línea de 500 kV en construcción entre ambos países.

Como resultado de estos análisis, se observa que prácticamente la totalidad de los países tienen abastecimiento propio, salvo algunos intercambios en la subregión de Mesoamérica que están explicitados con alguna variabilidad principalmente entre Panamá, Costa Rica y Honduras. En el Área Andina puede notarse el cambio de deficitario a excedentario en energía eléctrica de Colombia a partir de 2005, tendencia opuesta a la que presenta Ecuador, principal destino de las exportaciones Colombianas.

⁴⁹ En Agosto 2011, entre Ecuador, Perú y Colombia, se establecieron marcos regulatorios en la CAN, para facilitar la venta de energía eléctrica mutua. durante una reunión de cancilleres de países miembros de la Comunidad Andina (CAN). Ecuador está orientando su perfil hacia la exportación de excedentes de nueva oferta hidroeléctrica que estaría encaminando con financiamiento chino.

⁵⁰ Vale mencionarse que en dirección contraria a esa tendencia, durante agosto y septiembre de 2011, Perú debió importar energía de Ecuador (2.7 GWh). La instalación de central térmica en Trujillo logró suplir los 48 megavatios (MW) que requerían los grandes consumidores del norte del país. Tras la culminación del racionamiento de electricidad que afectó durante semanas a grandes consumidores del norte del país –entre ellos las mineras-, ya no fue necesario importar para afrontar la escasez en el mercado nacional debido a la baja producción de las hidroeléctricas por la falta de lluvias.

⁵¹ En diciembre 2011, ENDE, está evaluando un proyecto de integración con Brasil del que se importarían 40MW, a fin de reducir el uso de diésel en la generación de Bolivia. El proyecto habría sido discutido en la cumbre de bautismo de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y del Caribe (Celac). El proyecto consiste en que la termoeléctrica aislada que tiene ENDE en San Matías aproveche el gasoducto que va hacia Cuiabá para generar mayores volúmenes de energía, la que sería inyectada a la moderna red de transporte de Brasil para luego ser reinsertada a las poblaciones fronterizas de Beni y Pando. El proyecto permitiría el abastecimiento de poblaciones que no están conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) como Cobija o Guayamerín, lugares desde donde pueden realizarse conexiones a otras poblaciones como Riberalta.

⁵² Vale mencionarse que fortaleciendo los vínculos mencionados, Argentina y Paraguay dan impulso al proyecto auxiliar de Yacyretá, que comprende la construcción de una central sobre el brazo Aña Cuá, de Yacyretá, y la instalación de 5 turbinas generadoras de casi 55 megavatios cada una (en total 273 MW) con las cuales se estima una generación media anual de 1.900 a 2.100 GWh/año, lo que representa aproximadamente la ampliación del 10% con respecto a la oferta del complejo hidroeléctrico binacional.

Además se aprecia claramente la reversión de Uruguay de país exportador de electricidad a partir del año 2000 a importador, Así como Argentina y Brasil que son netos importadores de electricidad proveniente de Paraguay. Chile está revirtiendo la tendencia importadora que consolidó desde fines de los años '90 de energía eléctrica de Argentina, situación estrechamente vinculada con las restricciones de Gas Natural analizadas previamente.

Cuadro 3.1.2.8.2. Total importaciones y Exportaciones (GWh)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09	Pais - Reg	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe									A - Caribe								
Barbados									Barbados								
Cuba									Cuba								
Grenada									Grenada								
Guyana									Guyana								
Haiti									Haiti								
Jamaica									Jamaica								
Rep.Dominicana									Rep.Domir								
Suriname									Suriname								
Trinidad Y Tobago									Trinidad Y								
B - Mesoamérica	1.072	1.536	2.554	652	809	9,1%	-12,0%	-1,5%	B - Mesoam	2.458	2.298	1.689	1.851	1.653	-3,7%	-0,2%	-2,1%
Costa Rica	289	180	22	81	151	-22,9%	24,2%	-3,4%	Costa Rica	126	151	531	70	134	15,5%	-14,2%	0,3%
El Salvador	11	30	808	322	208	53,6%	-14,0%	16,7%	El Salvado	9	65	112	38	79	28,7%	-3,8%	12,1%
Guatemala	9	65	123	23	37	29,9%	-12,4%	7,8%	Guatemala	11	30	827	335	94	54,0%	-21,5%	11,9%
Honduras	3	12	281	58	0	57,3%	-57,9%	-15,8%	Honduras	337	30	4	2		-35,3%		
Mexico	575	1.164	1.070	87	346	6,4%	-11,8%	-2,6%	Mexico	1.946	1.944	195	1.292	1.249	-20,5%	22,9%	-2,3%
Nicaragua	66		116	25	2	5,8%	-37,3%	-17,4%	Nicaragua			1	8	1		1,1%	
Panama	119	85	135	55	64	1,3%	-7,9%	-3,2%	Panama	29	78	18	106	95	-4,8%	20,5%	6,5%
C - Área Andina	211	383	94	1.740	1.402	-7,8%	35,0%	10,5%	C - Área A	2	3	43	1.792	1.793	36,1%	51,3%	43,1%
Bolivia	11	13	16			4,0%			Bolivia	2	3	6			12,0%		
Colombia	200	370	78	16	21	-9,0%	-13,6%	-11,2%	Colombia			37	1.768	1.077		45,5%	
Ecuador				1.724	1.120				Ecuador				16	21			
Peru									Peru				8	63			
Venezuela					260				Venezuela					633			
D - Área Del Sur	29.321	37.876	54.103	50.870	51.635	6,3%	-0,5%	3,0%	D - Área D	27.426	35.823	54.305	48.933	48.915	7,1%	-1,2%	3,1%
Argentina	2.682	2.343	7.250	8.018	8.601	10,5%	1,9%	6,3%	Argentina	32	220	6.023	4.140	2.445	68,7%	-9,5%	25,6%
Brasil	26.539	35.344	44.335	39.112	40.748	5,3%	-0,9%	2,3%	Brasil	7		7	160	1.080		75,1%	30,4%
Chile			1.190	2.152	819		-4,1%		Chile								
Paraguay	48			2					Paraguay	24.797	35.371	47.332	43.792	45.125	6,7%	-0,5%	3,2%
Uruguay	51	188	1.328	1.585	1.468	38,5%	1,1%	19,3%	Uruguay	2.589	233	942	841	265	-9,6%	-13,1%	-11,3%
E - América Del Sur	29.531	38.259	54.197	52.609	53.037	6,3%	-0,2%	3,1%	E - Améric	27.427	35.826	54.348	50.725	50.708	7,1%	-0,8%	3,3%
América Latina Y Carib	30.603	39.794	56.751	53.261	53.846	6,4%	-0,6%	3,0%	América L	29.886	38.125	56.036	52.576	52.360	6,5%	-0,8%	3,0%
Centro América	497	372	1.484	565	463	11,6%	-12,1%	-0,4%	Centro Am	512	354	1.494	560	404	11,3%	-13,5%	-1,2%
Cono Sur	2.781	2.531	9.768	11.758	10.888	13,4%	1,2%	7,4%	Cono Sur	27.419	35.823	54.298	48.773	47.835	7,1%	-1,4%	3,0%

Fuente: SIEE-OLADE

Cuadro 3.1.2.8.3. Evolución de las Importaciones / Demanda (%) Evolución de las Exportaciones / Demanda (%)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09	Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe									A - Caribe								
Barbados									Barbados								
Cuba									Cuba								
Grenada									Grenada								
Guyana									Guyana								
Haiti									Haiti								
Jamaica									Jamaica								
Rep. Dominicana									Rep. Dominicana								
Suriname									Suriname								
Trinidad Y Tobago									Trinidad Y Tobago								
B - Mesoamérica	0,9%	1,0%	1,2%	0,3%	0,3%	3,2%	-14,2%	-5,4%	B - Mesoamérica	1,9%	1,4%	0,8%	0,9%	0,8%	-8,7%	0,9%	-4,2%
Costa Rica	8,0%	3,8%	0,4%	1,0%	1,6%	-26,6%	18,2%	-8,0%	Costa Rica	3,6%	3,1%	7,7%	0,8%	1,4%	7,8%	-16,9%	-4,7%
El Salvador	0,5%	0,9%	19,3%	6,7%	4,0%	43,4%	-15,9%	11,4%	El Salvador	0,4%	2,1%	3,2%	0,9%	1,5%	22,4%	-8,1%	6,9%
Guatemala	0,4%	1,9%	2,3%	0,3%	0,4%	19,5%	-17,2%	0,5%	Guatemala	0,5%	0,9%	14,0%	4,6%	1,1%	39,6%	-24,4%	4,4%
Honduras	0,2%	0,4%	7,1%	1,0%	0,0%	46,5%	-60,1%	-20,9%	Honduras	14,8%	1,1%	0,1%	0,0%		-38,4%		
Mexico	0,5%	0,9%	0,6%	0,0%	0,2%	0,8%	-13,7%	-6,4%	Mexico	1,7%	1,4%	0,1%	0,8%	0,8%	-24,5%	25,7%	-3,9%
Nicaragua	4,7%		5,0%	0,9%	0,1%	0,7%	-39,4%	-20,8%	Nicaragua			0,1%	0,3%	0,0%		-2,8%	
Panama	4,3%	2,4%	2,9%	1,0%	1,0%	-4,1%	-11,4%	-7,6%	Panama	1,1%	2,3%	0,4%	2,0%	1,4%	-9,8%	14,9%	1,2%
C - Area Andina	0,2%	0,3%	0,1%	0,9%	0,6%	-11,0%	30,0%	6,5%	C - Area Andina	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,8%	31,1%	45,4%	37,7%
Bolivia	0,5%	0,4%	0,4%			-2,4%			Bolivia	0,1%	0,1%	0,2%			4,6%		
Colombia	0,6%	0,8%	0,2%	0,0%	0,0%	-11,2%	-15,4%	-13,2%	Colombia			0,1%	3,6%	2,0%		41,7%	
Ecuador				12,7%	6,8%				Ecuador				0,1%	0,1%			
Peru									Peru				0,0%	0,2%			
Venezuela					0,2%				Venezuela					0,5%			
D - Area Del Sur	9,3%	9,3%	10,3%	8,5%	7,5%	1,1%	-3,5%	-1,1%	D - Area Del Sur	8,9%	9,1%	10,8%	8,6%	7,7%	2,0%	-3,7%	-0,7%
Argentina	5,4%	3,5%	8,3%	7,5%	6,9%	4,3%	-2,0%	1,3%	Argentina	0,1%	0,3%	7,4%	4,3%	2,3%	59,2%	-12,4%	20,0%
Brasil	10,9%	11,7%	11,6%	9,2%	8,4%	0,6%	-3,6%	-1,4%	Brasil	0,0%		0,0%	0,0%	0,3%	-4,2%	70,6%	25,9%
Chile			3,0%	4,1%	1,4%		-8,3%		Chile								
Paraguay	2,1%			0,0%					Paraguay	91,3%	89,1%	88,5%	85,6%	82,1%	-0,3%	-0,8%	-0,6%
Uruguay	1,1%	3,1%	17,0%	19,2%	16,7%	32,0%	-0,2%	15,6%	Uruguay	35,2%	3,7%	12,5%	11,0%	3,6%	-9,8%	-12,8%	-11,3%
E - América Del Sur	6,9%	7,0%	7,9%	6,6%	5,8%	1,4%	-3,4%	-0,9%	E - América Del Sur	6,6%	6,7%	8,2%	6,7%	5,9%	2,3%	-3,6%	-0,6%
América Latina Y Caribe	5,3%	5,4%	6,1%	4,9%	4,4%	1,4%	-3,6%	-1,0%	América Latina Y Caribe	5,3%	5,3%	6,2%	5,3%	4,8%	1,6%	-2,8%	-0,5%
Centro América	3,5%	1,9%	5,6%	1,6%	1,2%	4,8%	-16,0%	-5,6%	Centro América	3,6%	1,8%	5,6%	1,7%	1,0%	4,4%	-17,2%	-6,5%
Cono Sur	3,8%	2,4%	6,9%	6,7%	5,4%	6,3%	-2,8%	1,9%	Cono Sur	27,9%	26,8%	30,2%	23,9%	21,1%	0,8%	-3,9%	-1,5%

Fuente: SIEE-OLADE

3.1.2.9. Pérdidas del BEN

A continuación se presenta un cuadro con la estimación de porcentaje de pérdidas (técnicas y no técnicas) de electricidad consignadas en los BEN sobre la oferta interna de energía eléctrica, definida como la generación del servicio público descontado el consumo propio menos el saldo de balanza comercial (exportaciones menos importaciones).

Cuadro 3.1.2.9. Evolución del porcentaje de pérdidas (%)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	19%	24%	21%	14%	13%	0.8%	-5.1%	-2.1%
Barbados								
Cuba	18%	23%	19%	18%	16%	0.5%	-1.7%	-0.6%
Grenada	13%	9%	13%	14%	9%	0.1%	-4.0%	-1.9%
Guyana	37%	37%	38%	24%	24%	0.1%	-4.9%	-2.3%
Haiti	34%	53%	9%	39%	37%	-12.8%	17.6%	0.5%
Jamaica	18%	17%	17%	21%	10%	-0.5%	-5.8%	-3.0%
Rep. Dominicana	41%	44%	41%	8%	15%	0.1%	-10.6%	-5.1%
Suriname								
Trinidad Y Tobago								
B - Mesoamérica	14%	16%	16%	23%	26%	1.0%	5.8%	3.2%
Costa Rica	8%	8%	3%	10%	11%	-8.5%	14.2%	1.6%
El Salvador	16%	14%	12%	18%	12%	-2.9%	0.1%	-1.5%
Guatemala	15%	14%	29%	21%	16%	6.9%	-6.3%	0.4%
Honduras	23%	29%	19%	25%	21%	-2.2%	1.2%	-0.6%
Mexico	14%	16%	16%	23%	29%	1.1%	7.2%	3.9%
Nicaragua	18%	31%	31%	32%	28%	5.4%	-1.1%	2.3%
Panama	26%	22%	21%	18%	13%	-2.2%	-4.8%	-3.5%
C - Área Andina	21%	23%	24%	23%	20%	1.2%	-2.2%	-0.4%
Bolivia	17%	23%	19%	21%	18%	1.3%	-0.4%	0.5%
Colombia	24%	23%	25%	21%	21%	0.7%	-2.1%	-0.6%
Ecuador	23%	23%	25%	27%	24%	0.7%	-0.3%	0.2%
Peru	20%	24%	13%	12%	9%	-4.4%	-3.9%	-4.2%
Venezuela	20%	23%	26%	27%	22%	2.6%	-2.1%	0.3%
D - Área Del Sur	15%	16%	16%	18%	17%	1.2%	0.7%	0.9%
Argentina	20%	18%	16%	26%	16%	-1.9%	-0.2%	-1.1%
Brasil	14%	16%	17%	17%	19%	2.3%	0.8%	1.6%
Chile	11%	12%	8%	9%	9%	-3.5%	2.0%	-0.9%
Paraguay	15%	18%	24%	33%	33%	4.8%	3.4%	4.1%
Uruguay	22%	19%	18%	22%	19%	-1.9%	0.4%	-0.8%
E - América Del Sur	16%	18%	18%	20%	18%	1.1%	-0.1%	0.5%
América Latina Y Caribe	16%	18%	18%	20%	19%	1.0%	0.9%	1.0%
Centro América	17%	17%	17%	19%	15%	0.2%	-1.3%	-0.5%
Cono Sur	18%	17%	14%	21%	15%	-2.0%	0.5%	-0.9%

Fuente: SIEE-OLADE

Puede observarse que la situación es sumamente despareja, tanto a nivel de subregiones como a nivel de países. La subregión del Caribe presenta altos valores de pérdidas, asociadas a la precariedad de gran parte de los sistemas de transmisión y distribución. Tal es el caso de Haití, y Guyana. Los niveles de pérdidas de Cuba, Grenada, Jamaica y República Dominicana están en un rango más cercano al normal.

La subregión de Mesoamérica presentaba niveles razonables de pérdidas, aunque crecientes hacia los últimos años del período en estudio. Se destaca México con una tendencia creciente importante, junto a Nicaragua lo que revelaría posiblemente un agravamiento de la situación social.

Tanto el Área Andina como el Área del Sur presentan niveles intermedios. Es notorio y destacable el caso de Chile y de Perú, tanto por sus valores absolutos como por su evolución, en el otro extremo está Paraguay, Ecuador, y Venezuela en los que se han detectado retrasos en la infraestructura de distribución y transporte.

3.1.2.10. Pérdidas y Calidad de Servicio. Indicadores Proyecto CIER 06

En los estudios que ha llevado a cabo CIER en Proyecto CIER 06, de Calidad de los servicios de la distribución, cuyo objetivo es el desarrollo e implementación de un sistema de indicadores de calidad del servicio eléctrico en la distribución con cobertura del producto, de la parte comercial y de satisfacción del cliente. En el marco de ese estudio se relevan los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas de las diferentes empresas distribuidoras. Anualmente se desarrolla y publica en la web de la CIER, el "Informe Ejecutivo" de los Indicadores de Calidad de Servicio de las Empresas Distribuidoras.

El **indicador de Pérdidas** de energía de CIER, está definido como la relación entre la suma de energías generadas y compradas menos la vendida, y la suma de energías generada y comprada.

$$P (\%) = \frac{\text{En.ingresada} - \text{En.salida}}{\text{En.ingresada}} \times 100$$

donde:

En.ingresada = (Eg + Ea + Ec)

En.salida = (Ev + Is)

con:

Eg = energía autogenerada.

Ea = energía comprada a los autoprodutores.

Ec = energía comprada a otras empresas.

Ev = energía vendida a consumidores.

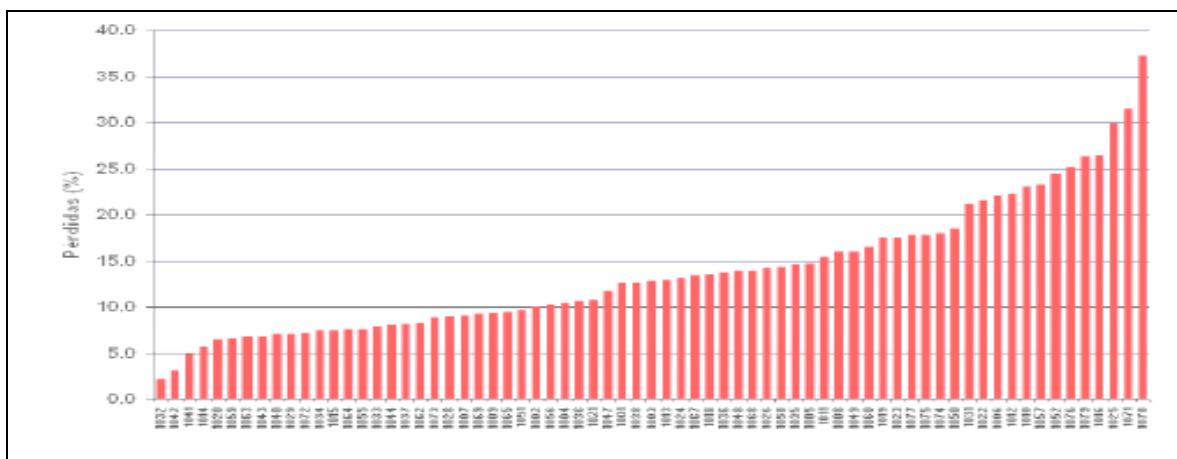
Is = energía vendida a otras empresas.

En este caso se retoman los resultados sobre pérdidas obtenidos en el año 2005, que contaba con los resultados de una muestra que incluía a las empresas participantes en el proyecto CIER, y además otras empresas brasileñas pertenecientes a ABRADDEE (Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica). Con el conjunto ampliado, el número de empresas de la muestra ha sido de 79, con un universo considerado en 78 millones de clientes. También se presentan los resultados CIER 06, para el año 2010.

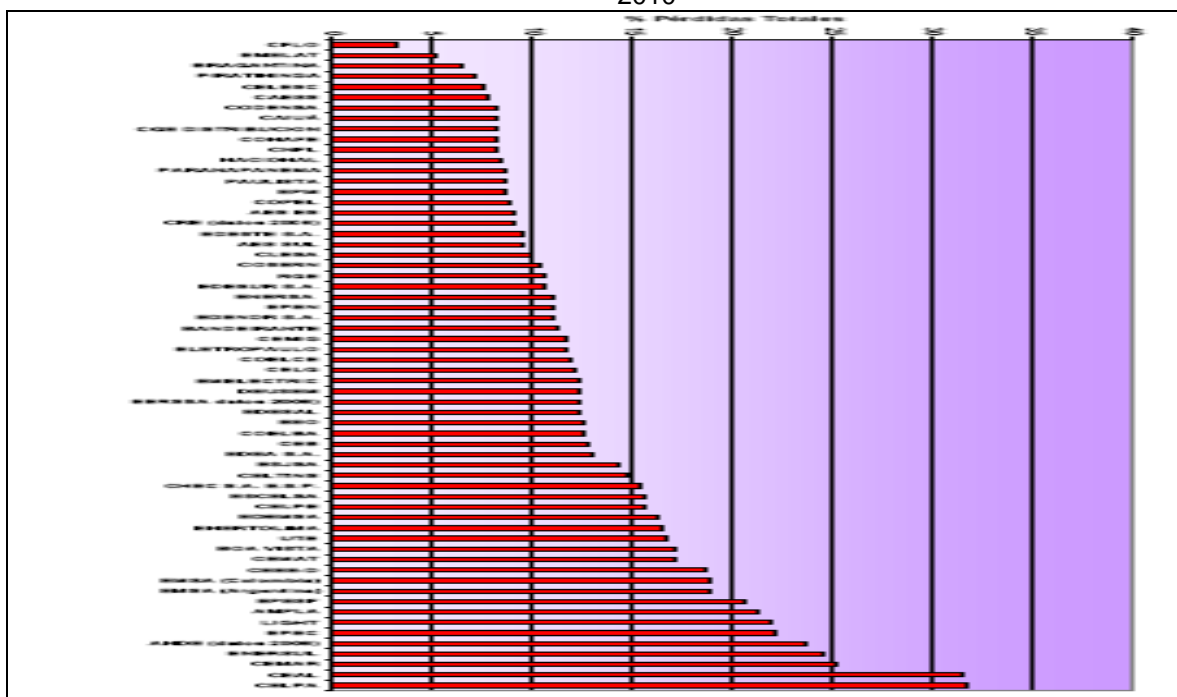
Salvando las diferencias de las muestras utilizadas y comparando ambos gráficos, puede apreciarse una fuerte dispersión en los niveles de pérdidas de distintas empresas de la región, que en algunos casos alcanzan valores muy elevados. La

sola observación de las magnitudes podría indicar que el valores medio del año 2010, se encuentran aproximadamente al mismo nivel que los correspondientes al año 2005

Gráfico 3.1.2.10.1. Pérdidas Totales por empresa (%)
2005



2010



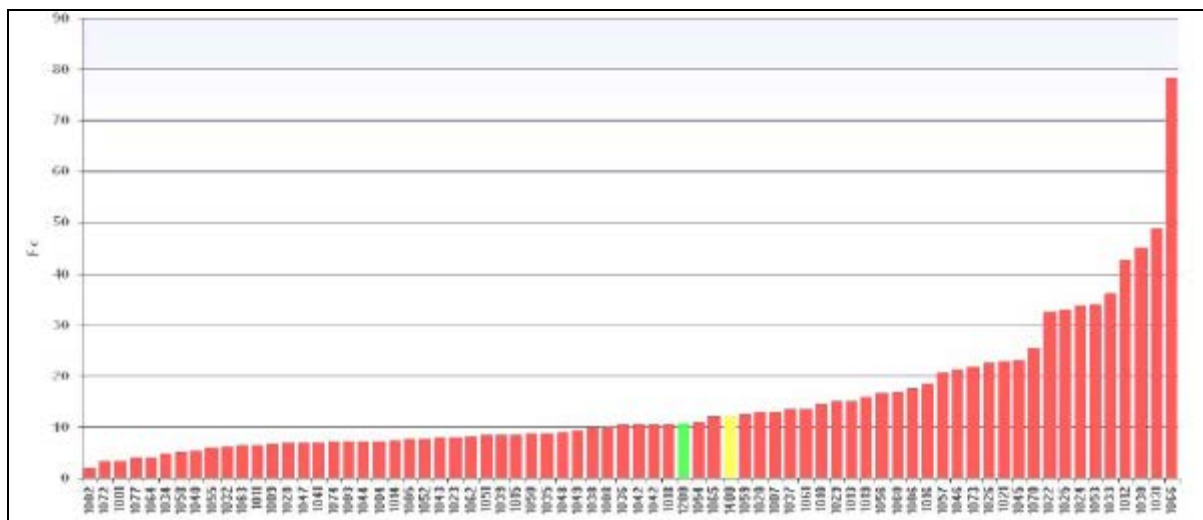
Fuente: CIER 06, Años 2005 y 2006

En cuanto a los niveles de **Calidad de Servicio**, obtenidos a partir de los estudios anuales del Proyecto CIER 06, a continuación se presentan algunos de los resultados obtenidos en los años 2005 y la evolución de la media CIER entre 2000 y 2009, para los indicadores definidos por CIER, más relevantes⁵³.

⁵³ Es importante señalar que CIER recomienda para comparar índices de diferentes empresas se tengan en cuenta las siguientes características: densidad de km de red por cliente o KVA (similares en densidad); km de red de MT/ cliente o KVA instalado y la composición del mercado urbano rural; y tecnología de las redes es aérea o subterránea.

En el Gráfico siguiente se muestra la frecuencia media de interrupción de las distintas empresas, desde el punto de vista del consumidor, y a continuación su evolución reciente, en la que se observan valores decrecientes con el tiempo.

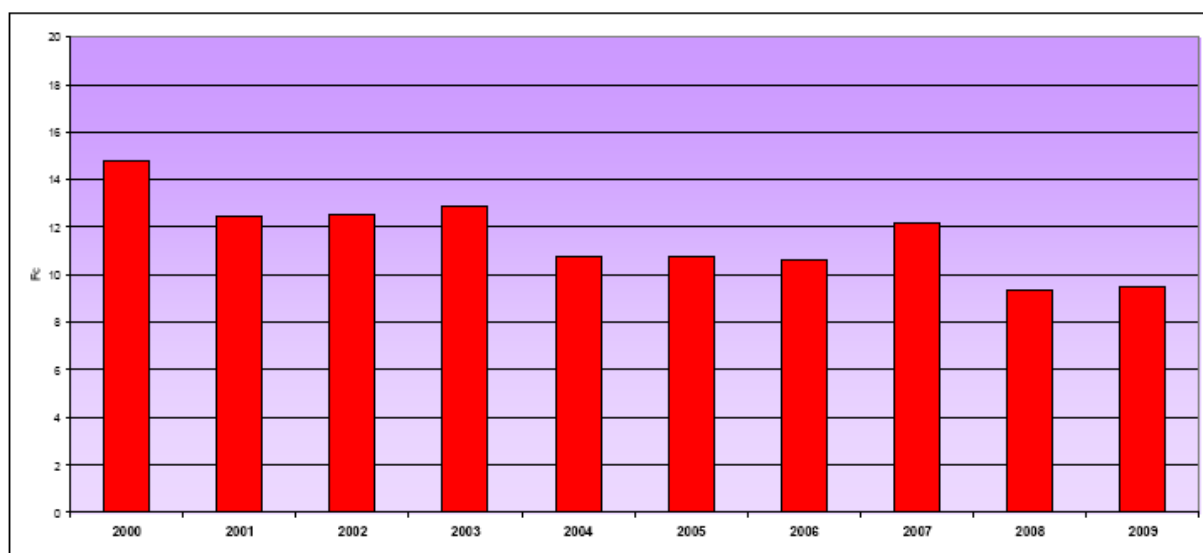
Gráfico 3.1.2.10.2. Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) CIER, total de incidencias



Fuente: Proyecto CIER 06. 2005

Nota: En verde indicador Tc CIER y en amarillo Indicador Tc de Brasil

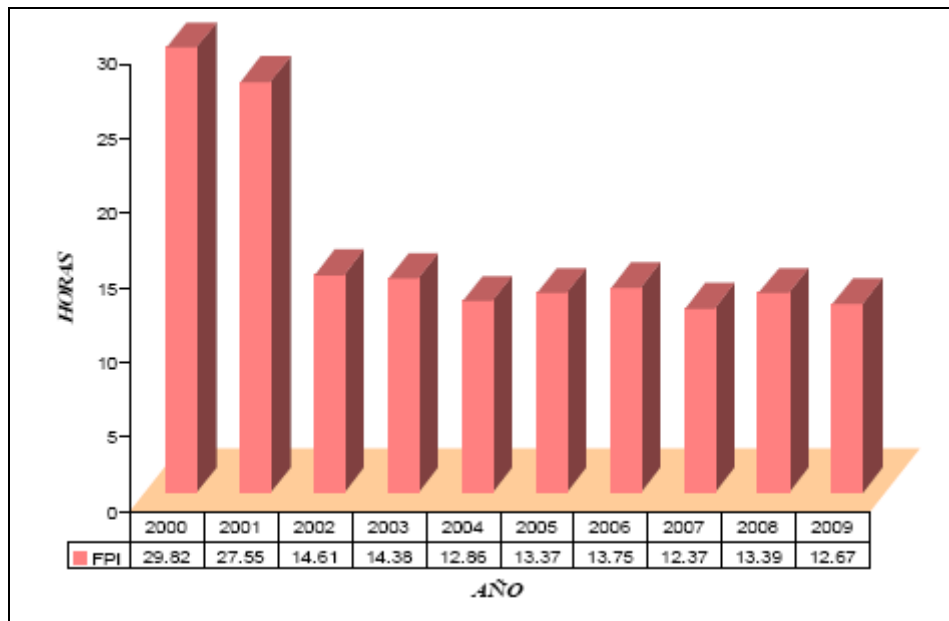
Gráfico 3.1.2.10.3. Evolución de la Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) CIER



Fuente: Proyecto Cier 06. Indicadores de Calidad de Servicios en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica. Sumario Ejecutivo Para Divulgación Abierta. Informe De Resultados – Año 2010. (Con Datos Del Año 2009). Abril/2011

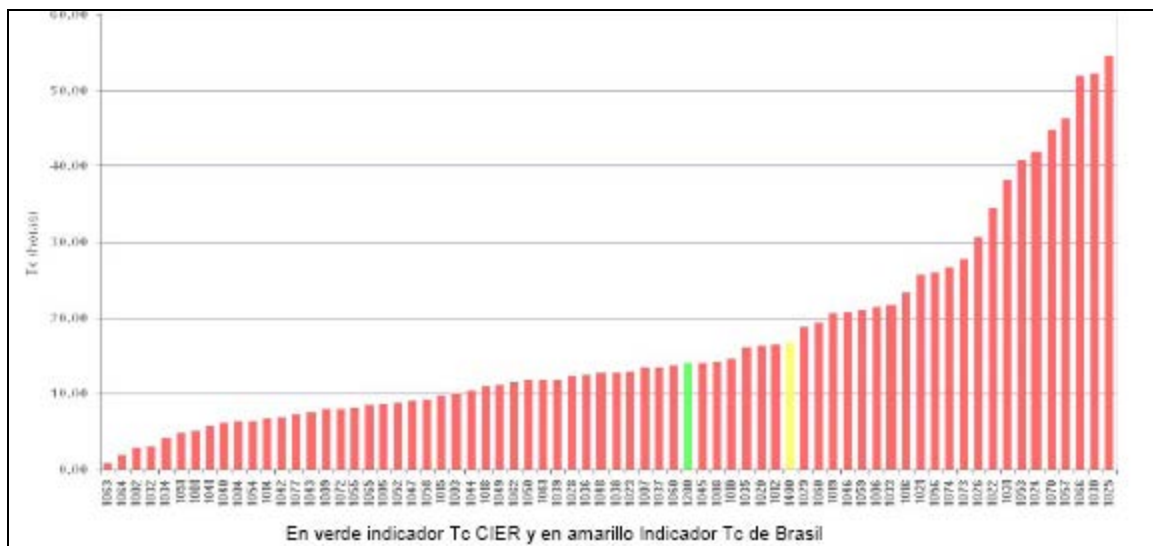
El Gráfico siguiente ilustra sobre la Frecuencia promedio de Interrupciones correspondientes a la Empresa ICE de Costa Rica. Se observan valores decrecientes, aunque con valores por encima de la media de la muestra CIER.

Gráfico 3.1.2.10.4. ICE-Costa Rica. Frecuencia promedio interrupciones (2000 – 2009)



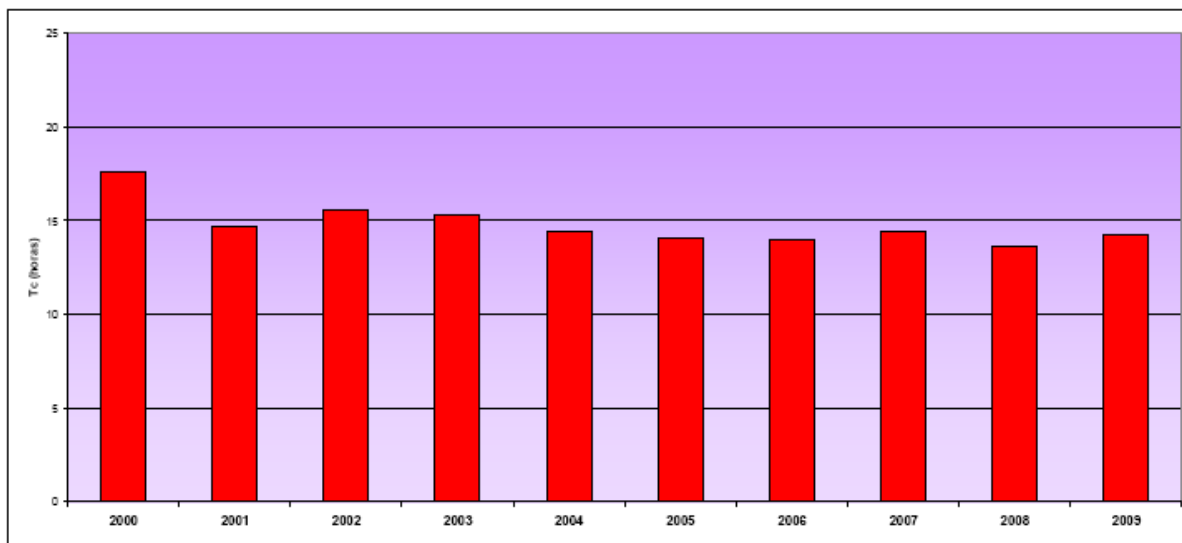
En el Gráfico siguiente se presentan los resultados para el Tiempo total de interrupción, por consumidor, y a continuación su evolución reciente, en la que también se observan valores decrecientes con el tiempo

Gráfico 3.1.2.10.5. Tiempo total de interrupción por cliente (Tc) total de incidencias



Fuente: Proyecto CIER 06. 2005

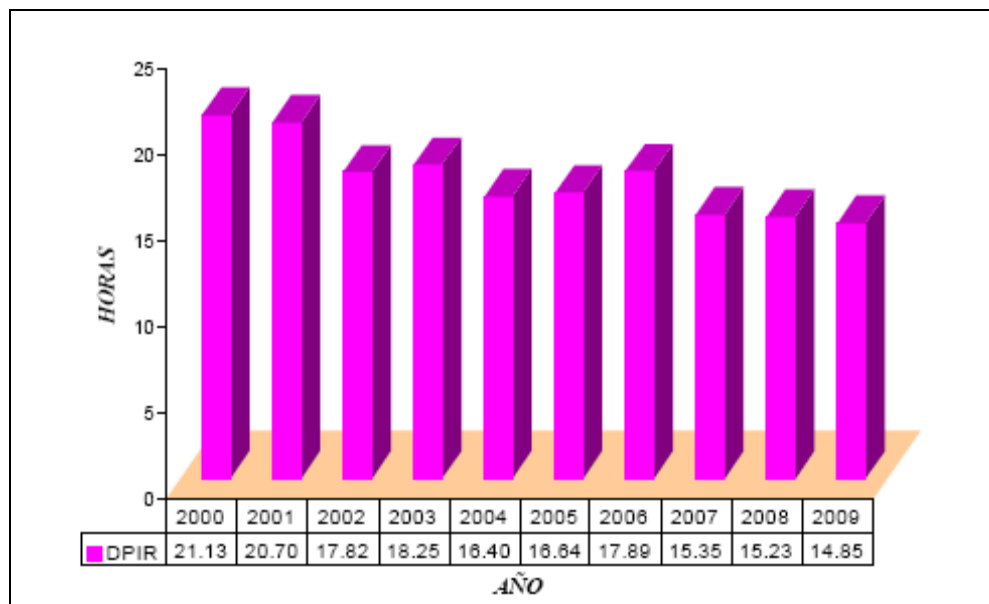
Gráfico 3.1.2.10.6. Evolución del Tiempo total de interrupción por cliente (Tc). Media CIER



Fuente: Proyecto Cier 06. Indicadores de Calidad de Servicios en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica. Sumario Ejecutivo Para Divulgación Abierta. Informe De Resultados – Año 2010. (Con Datos Del Año 2009). Abril/2011

El Gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de la duración promedio de las interrupciones de la Empresa ICE de Costa Rica. Se observan valores marcadamente decrecientes, con valores tendiendo a la media de la muestra CIER.

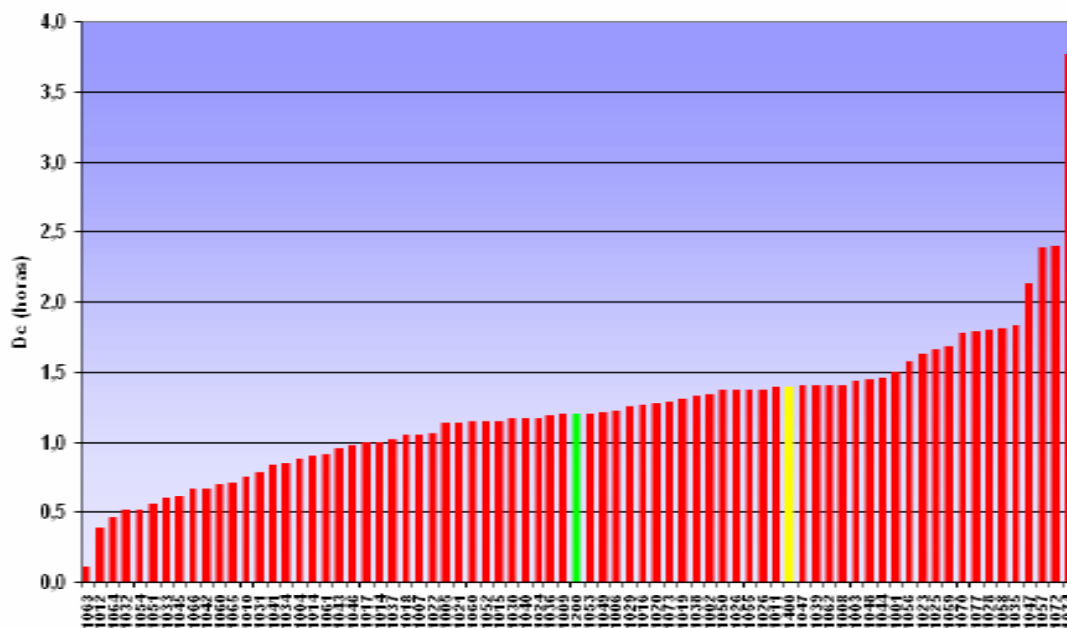
Gráfico 3.1.2.10.7. ICE-Costa Rica. Duración promedio interrupciones En la red (2000 – 2009)



Fuente: ICE

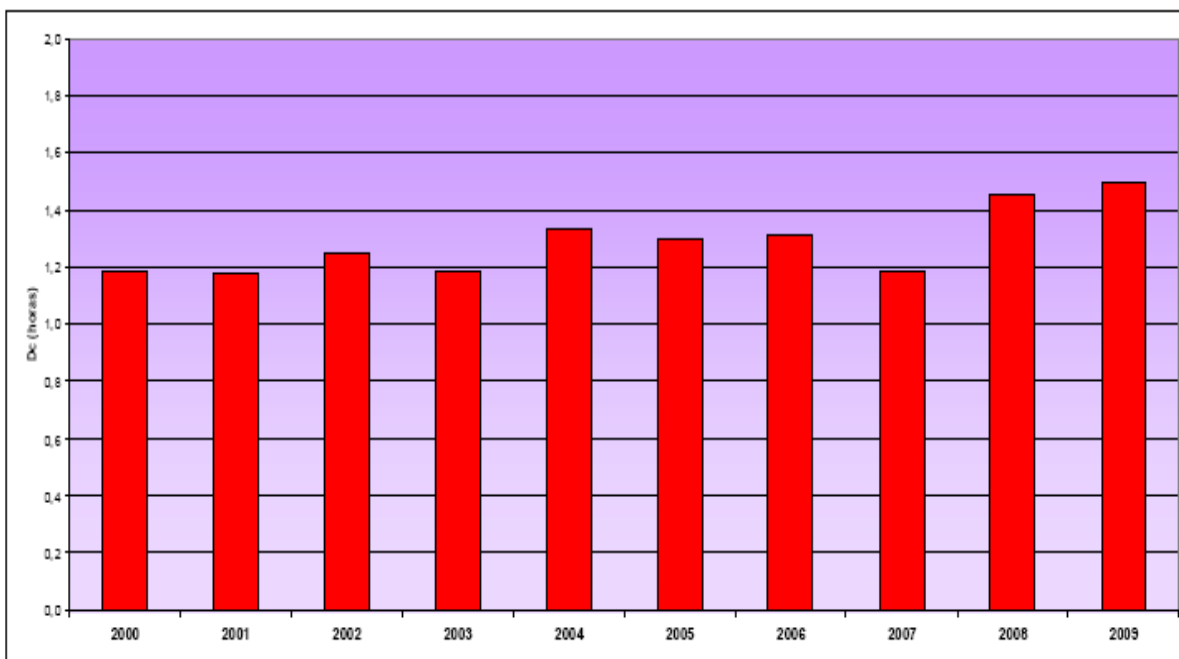
En el Gráfico siguiente se presentan los resultados para la Duración Media de las Interrupciones - Cliente (Dc)Total De Incidencias, y a continuación su evolución reciente, en la que se observan valores crecientes con el tiempo

Gráfico 3.1.2.10.8. Duración Media De Las Interrupciones Cliente (Dc)Total De Incidencias- Por prestador.



Fuente: Proyecto Cier 06. Indicadores de Calidad de Servicios en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica. Sumario Ejecutivo Para Divulgación Abierta. Informe De Resultados – Año 2010. (Con Datos Del Año 2009). Abril/2011

Gráfico 3.1.2.10.9. Evolución de la Duración Media de Las Interrupciones - Cliente (Dc). Media CIER



Fuente: Proyecto Cier 06. Indicadores de Calidad de Servicios en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica. Sumario Ejecutivo Para Divulgación Abierta. Informe De Resultados – Año 2010. (Con Datos Del Año 2009). Abril/2011

En cuanto a la **Calidad de servicio percibida por los clientes**, coordinó la realización de la 8ª Encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano. La encuesta fue ejecutada por el Instituto Innovare y realizada junto a los clientes de 39 distribuidoras asociadas y 3 invitadas en 8 países de América del Sur y 3 de América Central. La metodología de la investigación CIER fue desarrollada tomando como referencia la metodología Abradee, utilizada desde 1999 en Brasil. Dicha ronda de investigación fue realizada junto a 28.475 consumidores residenciales urbanos de 56 distribuidoras, siendo 20.175 en el universo de la investigación CIER y 8.525 en el universo de la investigación Abradee (Bracier).

La encuesta se puede dividir en dos partes:

◆ 1ª Parte - Encuesta de Importancia:

En ella se ordena la importancia de cada uno de los atributos dentro de sus respectivas áreas y la importancia de cada una de esas áreas en las cuales los atributos están agrupados.

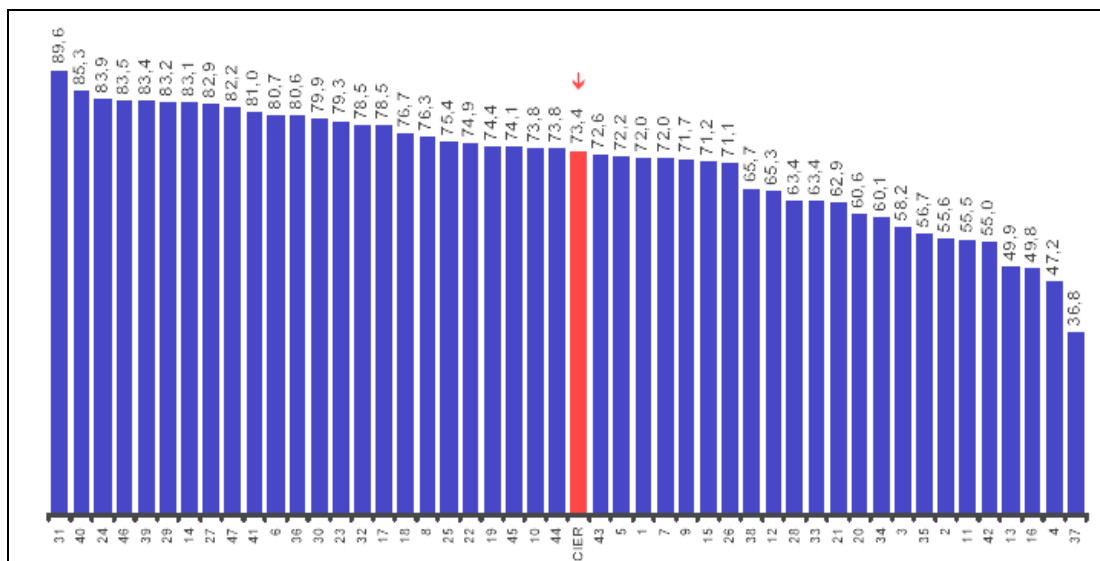
◆ 2ª Parte – Encuesta de Satisfacción:

En ella se obtienen las evaluaciones referentes a la satisfacción con los atributos de Calidad y Precio y a la fidelidad del cliente respecto a la distribuidora. Los índices se generan a través de la evaluación de 31 atributos. Los atributos se agrupan por similitud en áreas, que son: ◆ Área de Calidad Percibida, compuesta por: Suministro de Energía, Información y Comunicación con el Cliente, Factura de Energía,

Atención al Cliente e Imagen, 27 atributos; y Área de Valor Percibido, compuesta por Precio, 4 atributos.

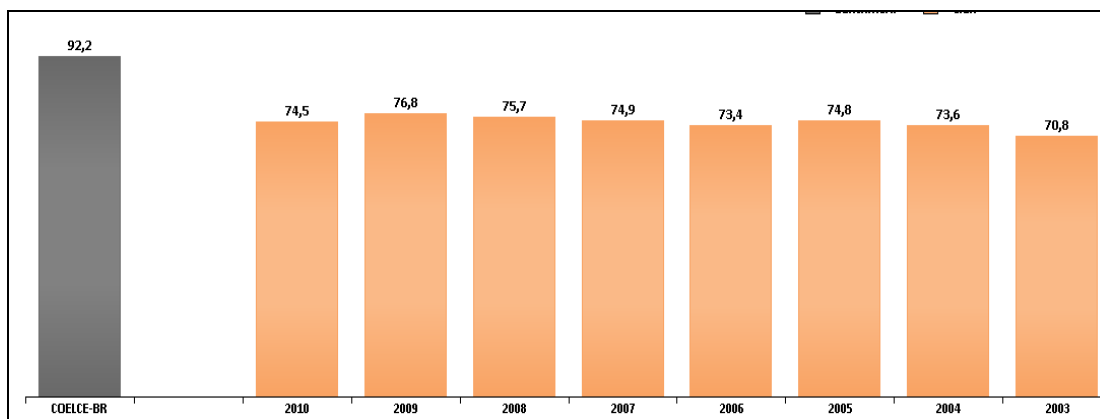
A los efectos de ilustrar la percepción de los clientes de las empresas participantes en la encuesta, que constituyen un subconjunto muy importante de las empresas de la región, en el Gráfico siguiente se muestran los resultados obtenidos con relación al ISCAL⁵⁴. A continuación se grafica la evolución creciente del ISCAL, (medio CIER) entre 2003 y 2010.

Gráfico 3.1.2.10.10. Índice de satisfacción con calidad percibida ISCAL - Año 2006



Fuente: CIER: Investigación de Satisfacción del Consumidor Residencial. Informe Comparativo de Índices entre Distribuidoras – SUMARIO EJECUTIVO. 2010

Gráfico 3.1.2.10.11. Evolución Histórica del ISCAL y Benchmark 2010



Fuente: CIER: Investigación de Satisfacción del Consumidor Residencial. Informe Comparativo de Índices entre Distribuidoras – SUMARIO EJECUTIVO. 2010

A modo de síntesis el análisis realizado indica que:

⁵⁴ El ISCAL es la expresión del resultado de la ponderación entre el total de clientes SATISFECHOS y MUY SATISFECHOS con cada atributo de calidad (los IDATs, obtenidos en la Encuesta de Satisfacción) y la importancia relativa de cada uno de ellos en el total global (resultados recolectados en la Encuesta de Importancia). Es decir que expresa el porcentaje de clientes que se consideran globalmente satisfechos o muy satisfechos con la calidad de suministro recibida de cada empresa.

- se observan reducciones favorables (2000-2009) de los indicadores (medios aproximados) como la Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc), y el Tiempo total de interrupción por consumidor (Tc),
- pero ha aumentado la Duración media de las interrupciones (Dc).
- Con respecto a la Calidad de servicio percibida por los clientes, se observa una evolución favorable (2003-2010) del ISCAL, aunque ha descendido levemente en 2010, respecto del año anterior.
- Teniendo en cuenta el peso de Brasil y la importancia de la crisis del apagón se considera grave el crecimiento de la duración media de las interrupciones porque podrían estar reflejando el conjunto de problemas de disminución de la holgura del sistema derivadas del retraso de las inversiones.

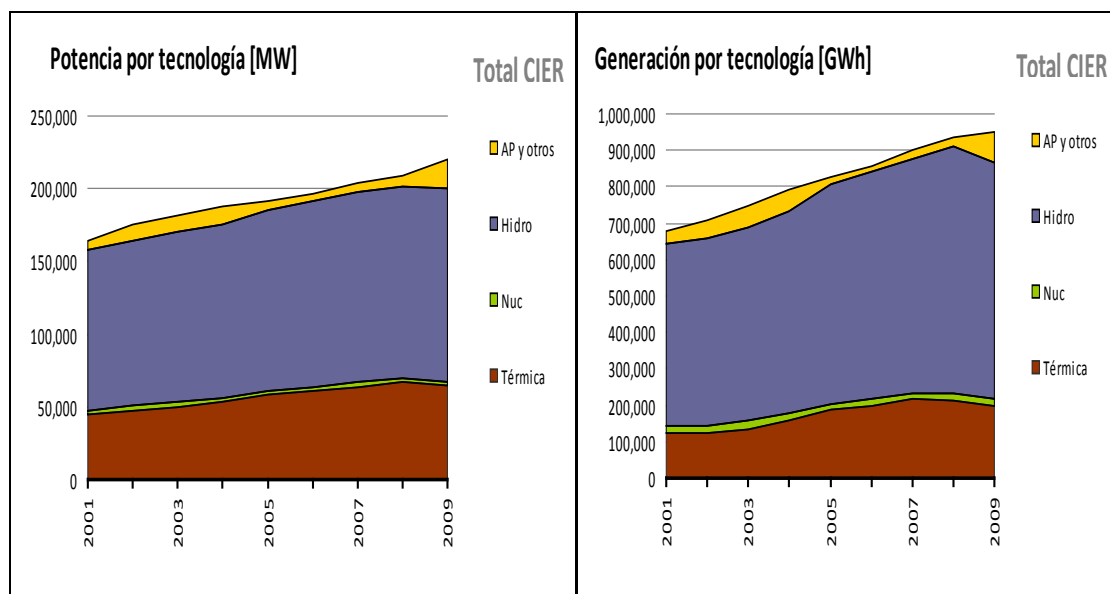
3.1.2.11. Autoproducción

En este apartado se analiza la evolución y participación de la Autoproducción como alternativa de abastecimiento, y también como porcentaje de la demanda eléctrica.

En general no se disponen de relevamientos completos sobre este tipo de producción, en general, porque está directamente asociada a inversiones privadas las que se emprenden cuando hay disponibilidad de combustibles alternativos (residuos), o procesos productivos con excedentes de vapor y/o electricidad, o dificultades en el abastecimiento del Servicio Público y/o señales favorables que las incentivan (altas remuneraciones para la energía generada, exenciones impositivas, etc.). En algunos países como por ejemplo México, se ha incluido en esta categoría a los Productores Independientes de Energía, que representan más del 24% de la potencia instalada del país.

En el área CIER se observa la evolución de la participación de la Autoproducción en la oferta de potencia instalada total, y en la generación total. Se observa el escaso porcentaje que ésta representa, con ciertos crecimientos asociados a las crisis eléctricas (2001-2003, y 2008-2009) de varios países de la región.

Gráfico 3.1.2.11.1. Países CIER. Participación de la Autoproducción en el total de la oferta eléctrica

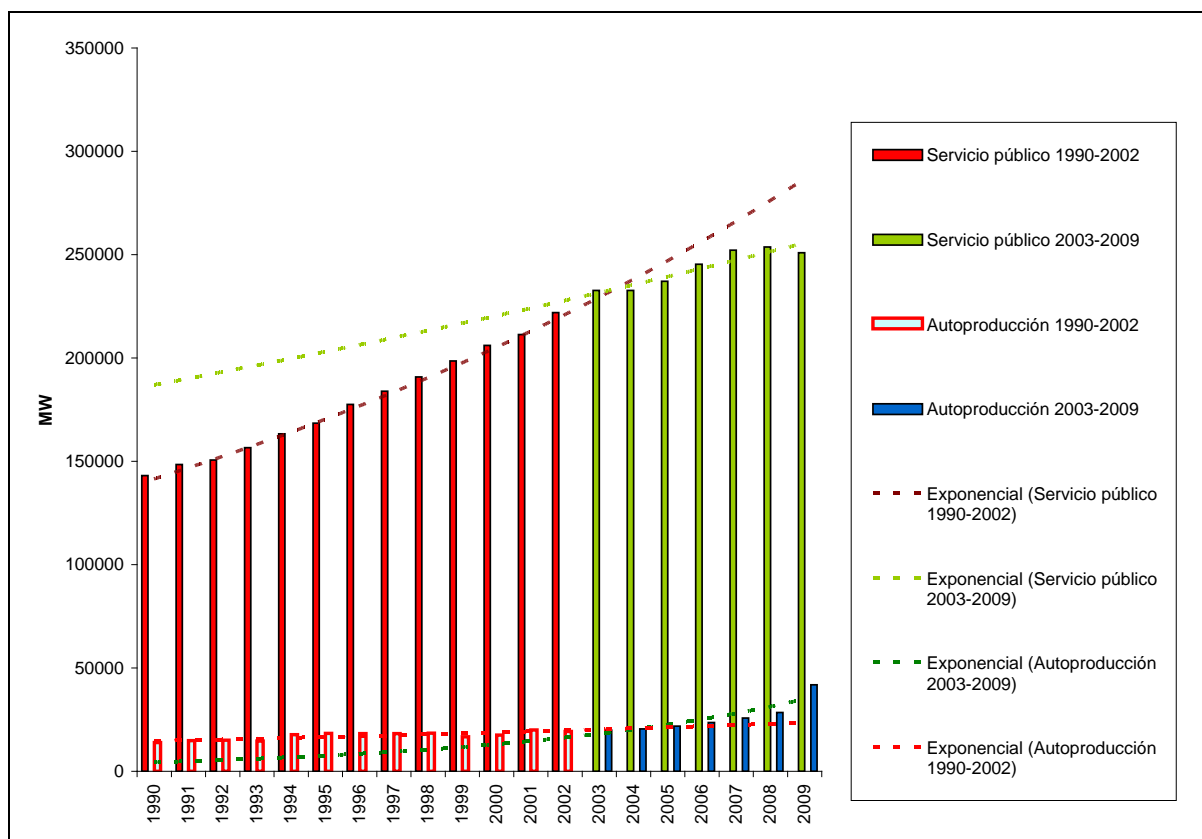


Fuente: CIER, Estadísticas

A continuación se presentan los valores obtenidos sobre la evolución de la potencia instalada, la energía generada, y la participación de la autoproducción en la demanda total a nivel de la Región, Subregiones y países.

Un análisis de la evolución reciente, indica que la autoproducción ha aumentado su potencia instalada casi triplicando en 2009, el valor de 1990 (13959 MW), creciendo a una tasa de casi el 6%a.a. entre esos años. Se observa por otro lado que el mayor incremento se da en la última década (10.9 %a.a.), en concordancia con las menores tasas de incorporación de potencia instalada del servicio público (0.3%a.a.). Como resultado de estas tendencias en 1990, la autoproducción representaba el 9 a 10% de la potencia instalada en servicio Público, y en 2009 pasó al 14%.

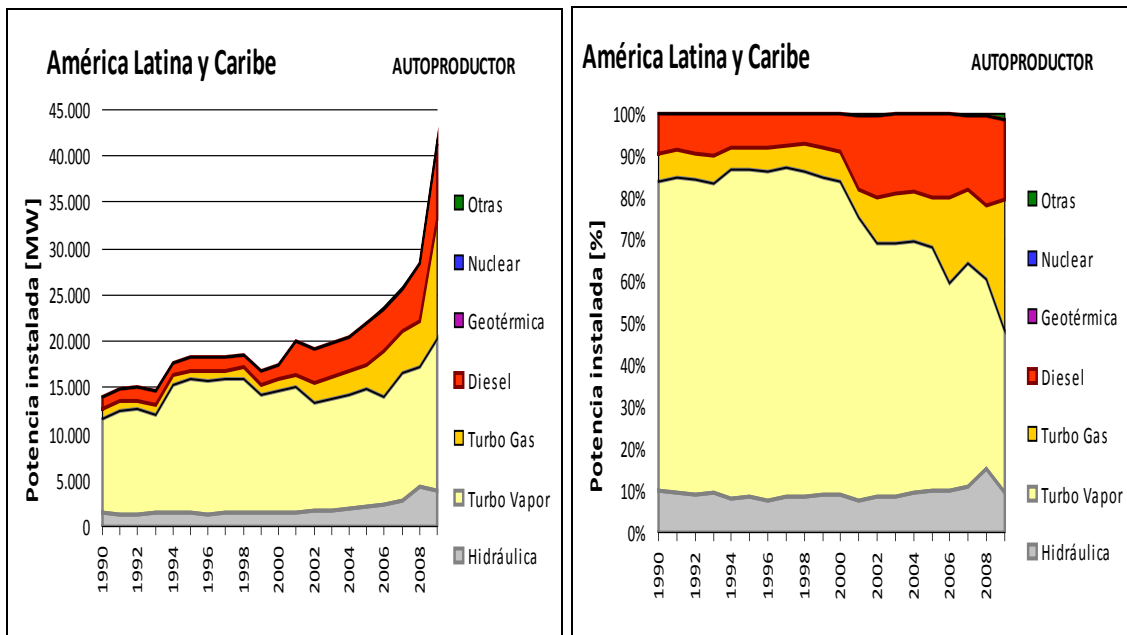
Gráfico 3.1.2.11.2. Potencia Instalada SP y AP: evolución 1990-2009 en MW



Fuente: Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

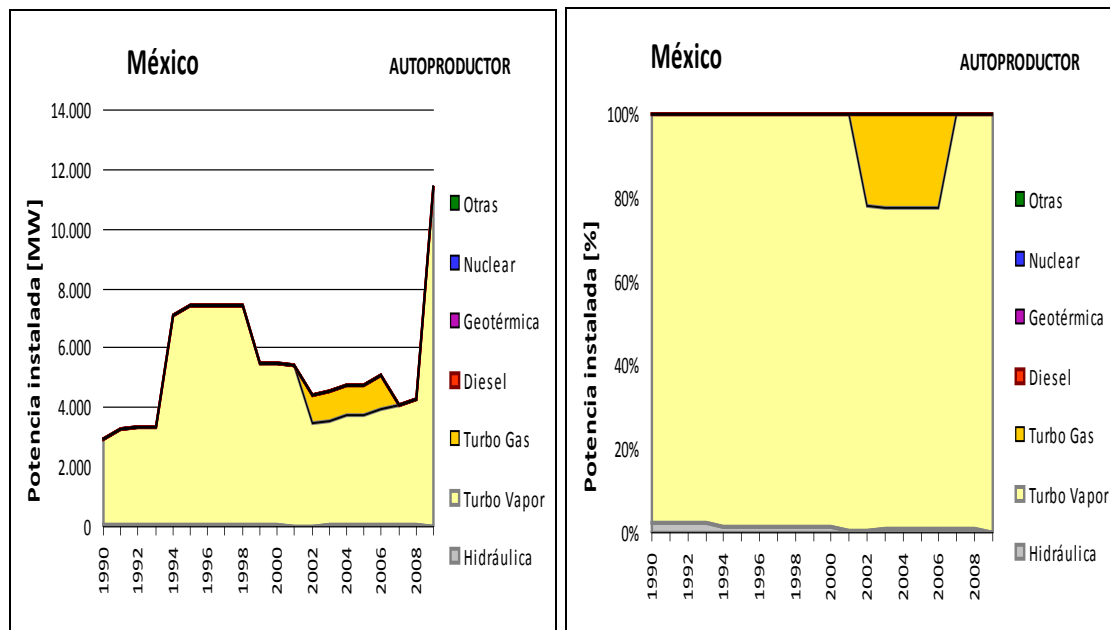
Efectivamente ante las necesidades de aumentar el nivel y la calidad de la oferta (también algunas crisis sectoriales mediante), y ante señales favorables otorgadas en algunos países hacia la venta de excedentes, así como también a la utilización de residuos productivos, se ha incrementado la autoproducción en algunas subregiones y países. Mesoamérica y el Area del Sur, son ejemplos de esas tendencias, con tasas de crecimiento entre años extremos del 7.6% a.a. y del 7.5% a.a., respectivamente. En Mesoamérica, se destacan por su tasas: El Salvador, Guatemala; y Honduras, y por su valor absoluto, México. En el Área Sur, se destaca Brasil por sus niveles. Así ambas subregiones pasaron a representar del 67% (1990), al 89% (2009) de la potencia total de autoproducción de la Región. Siendo Brasil y México, los países con mayor peso en el total, aunque debe considerarse que estarían incluyendo en la categoría de autoprodutores, productores independientes de energía.

Gráfico 3.1.2.11.3. Potencia Instalada LAC en autoproducción (MW)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Gráfico 3.1.2.11.4. Potencia Instalada México en autoproducción (MW)



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Cuadro 3.1.2.11.1. Potencia instalada Autoproducción (MW)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	1.653	1.703	1.946	3.748	1.259	1,6%	-4,7%	-1,4%
Barbados								
Cuba	825	877	850	677	547	0,3%	-4,8%	-2,1%
Grenada								
Guyana	60	60	170	170	170	11,0%		5,6%
Haití	23	23	23	23	23			
Jamaica			160	197	190		1,9%	
Rep. Dominicana	350	350	350	2.352				
Suriname	331	329	329	329	329	-0,1%		0,0%
Trinidad Y Tobago	64	64	64					
B - Mesoamérica	3.078	7.753	5.751	5.330	12.431	6,5%	8,9%	7,6%
Costa Rica	12	63						
El Salvador	15	16	16	62	187	0,6%	31,5%	14,2%
Guatemala	39	159	193	136	375	17,5%	7,6%	12,7%
Honduras	14	14	3	34	76	-15,8%	46,0%	9,3%
México	2.968	7.465	5.511	4.782	11.457	6,4%	8,5%	7,4%
Nicaragua	30	36	28	127	122	-0,8%	17,8%	7,7%
Panamá				189	215			
C - Área Andina	2.989	2.871	2.646	2.250	3.290	-1,2%	2,5%	0,5%
Bolivia	107	108	88	112	126	-2,0%	4,1%	0,8%
Colombia	496	361	361	43	43	-3,1%	-21,0%	-12,0%
Ecuador	151	151	368	231	724	9,3%	7,8%	8,6%
Perú	1.315	1.342	920	1.019	1.259	-3,5%	3,5%	-0,2%
Venezuela	920	910	910	846	1.138	-0,1%	2,5%	1,1%
D - Área Del Sur	6.239	5.976	7.147	10.579	24.841	1,4%	14,8%	7,5%
Argentina	1.800	1.633	1.748	2.499	3.781	-0,3%	9,0%	4,0%
Brasil	3.289	3.587	4.739	7.056	19.881	3,7%	17,3%	9,9%
Chile	1.080	693	597	1.024	1.179	-5,8%	7,9%	0,5%
Paraguay	30							
Uruguay	40	63	63		162	4,6%		
E - América Del Sur	9.619	9.236	10.292	13.327	28.630	0,7%	12,0%	5,9%
América Latina Y Caribe	13.959	18.303	17.490	21.906	41.820	2,3%	10,2%	5,9%
Centro América	110	288	240	548	974	8,1%	16,9%	12,2%
Cono Sur	2.950	2.389	2.408	3.523	4.960	-2,0%	8,4%	2,8%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En cuanto a la evolución de la generación de autoproducción, se observan tasas más altas que las de potencia instalada, lo cual indica su efectiva utilización. Por su parte, su participación en la demanda de energía eléctrica regional (consumo + pérdidas del BEN) ha crecido de un 5% a un 14%. Si bien su crecimiento promedio en el período fue del 9.5% a.a., se destaca el crecimiento del período 2000/2009 con más del 14.3% a.a. (4.3 puntos por encima del crecimiento de la Potencia instalada)

Cuadro 3.1.2.11.2. Generación de Autoproducción (GWh)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	5.018	7.186	9.140	8.655	7.239	6,2%	-2,6%	1,9%
Barbados	0	3	36	42	46		2,6%	
Cuba	1.779	1.012	1.301	802	850	-3,1%	-4,6%	-3,8%
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	158	235	421	116	137	10,3%	-11,7%	-0,7%
Haiti	45	0	0	0	0			
Jamaica	450	2.902	3.304	3.427	1.268	22,1%	-10,1%	5,6%
Rep.Dominicana	1.291	1.677	2.715	2.800	3.453	7,7%	2,7%	5,3%
Suriname	1.183	1.279	1.317	1.430	1.471	1,1%	1,2%	1,2%
Trinidad Y Tobago	112	78	45	39	14	-8,7%	-12,2%	-10,3%
B - Mesoamérica	299	472	2.071	49.464	79.724	21,3%	50,0%	34,2%
Costa Rica	0	0	0	0	0			
El Salvador	53	200	343	480	521	20,5%	4,8%	12,8%
Guatemala	88	67	128	548	688	3,8%	20,5%	11,4%
Honduras	0	0	1	52	12		27,1%	
Mexico	0	0	1.336	47.402	78.133		57,2%	
Nicaragua	74	69	96	352	347	2,6%	15,3%	8,5%
Panamá	84	136	167	630	23	7,1%	-19,7%	-6,6%
C - Área Andina	9.917	7.962	6.475	8.112	11.610	-4,2%	6,7%	0,8%
Bolivia	241	189	189	322	631	-2,4%	14,3%	5,2%
Colombia	2.294	1.917	1.992	1.529	2.453	-1,4%	2,3%	0,4%
Ecuador	0	0	0	1.345	2.575			
Peru	4.256	3.081	1.595	1.699	2.023	-9,3%	2,7%	-3,8%
Venezuela	3.126	2.775	2.700	3.217	3.928	-1,5%	4,3%	1,2%
D - Área Del Sur	16.015	22.411	35.081	52.436	76.622	8,2%	9,1%	8,6%
Argentina	4.004	4.361	7.921	9.225	14.381	7,1%	6,9%	7,0%
Brasil	11.904	14.920	25.005	39.623	57.010	7,7%	9,6%	8,6%
Chile	0	2.919	2.114	3.546	4.421		8,5%	
Paraguay	22	141	0	0	0			
Uruguay	85	70	42	42	810	-6,8%	39,0%	12,6%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	27.273	31.887	43.294	62.093	89.840	4,7%	8,4%	6,5%
Centro América	299	472	735	2.062	1.591	9,4%	9,0%	9,2%
Cono Sur	4.111	7.491	10.076	12.813	19.612	9,4%	7,7%	8,6%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

**Cuadro 3.1.2.11.3. Autoproducción / Demanda total (%)
(demanda interna)**

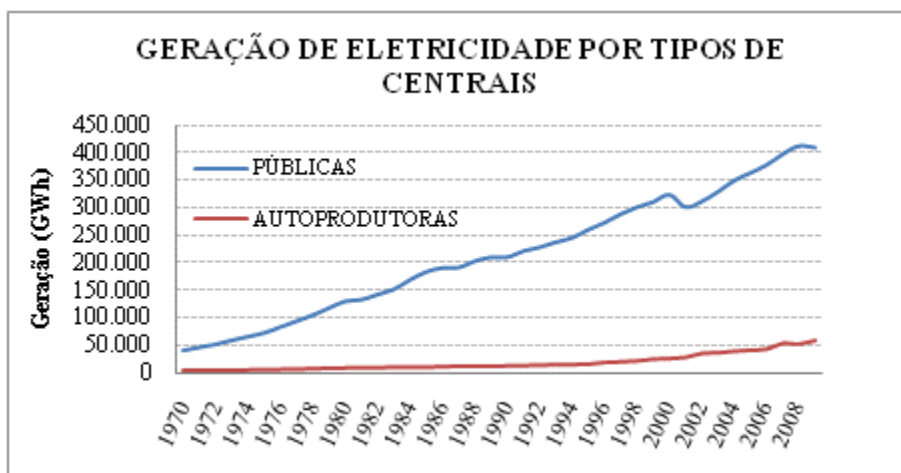
Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09
A - Caribe	19%	25%	24%	20%	15%	2,6%	-5,2%	-1,2%
Barbados		0%	5%	5%	5%		0,1%	
Cuba	13%	9%	9%	6%	5%	-3,1%	-6,5%	-4,7%
Grenada								
Guyana	51%	43%	48%	19%	20%	-0,6%	-9,5%	-4,9%
Haiti	8%							
Jamaica	18%	55%	50%	47%	23%	10,6%	-8,2%	1,2%
Rep. Dominicana	32%	32%	33%	22%	24%	0,3%	-3,6%	-1,6%
Suriname								
Trinidad Y Tobago	3%	2%	1%	1%	0%	-12,5%	-15,7%	-14,0%
B - Mesoamérica	0%	0%	1%	20%	30%	14,8%	46,3%	28,8%
Costa Rica								
El Salvador	3%	6%	8%	10%	10%	12,5%	2,4%	7,6%
Guatemala	4%	2%	2%	7%	8%	-4,5%	14,0%	3,9%
Honduras			0%	1%	0%		20,5%	
Mexico			1%	23%	35%		53,8%	
Nicaragua	5%	4%	4%	13%	11%	-2,3%	11,5%	4,0%
Panamá	3%	4%	4%	11%	0%	1,4%	-22,8%	-10,9%
C - Área Andina	9%	6%	4%	4%	5%	-7,5%	2,7%	-2,8%
Bolivia	12%	6%	5%	6%	10%	-8,4%	8,2%	-0,8%
Colombia	7%	4%	5%	3%	5%	-3,8%	0,2%	-1,9%
Ecuador				10%	16%			
Peru	31%	19%	8%	7%	6%	-12,6%	-2,9%	-8,1%
Venezuela	6%	4%	3%	3%	3%	-5,1%	0,3%	-2,6%
D - Área Del Sur	5%	6%	7%	9%	11%	2,8%	5,8%	4,2%
Argentina	8%	7%	9%	9%	12%	1,1%	2,8%	1,9%
Brasil	5%	5%	7%	9%	12%	2,9%	6,7%	4,7%
Chile		11%	5%	7%	7%		3,7%	
Paraguay	1%	3%						
Uruguay	2%	1%	1%	1%	9%	-11,2%	37,2%	9,1%
E - América Del Sur	6%	6%	6%	8%	10%	0,0%	5,0%	2,3%
América Latina Y Caribe	5%	5%	6%	11%	14%	0,4%	10,8%	5,2%
Centro América	2%	2%	3%	6%	4%	2,7%	4,2%	3,5%
Cono Sur	6%	7%	7%	7%	10%	2,5%	3,5%	3,0%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

Entre las subregiones se destaca la participación de la autoproducción en la demanda de Caribe (15%), Mesoamérica (30%) así como del Área del Sur (11%). En la primera subregión se observa una tendencia decreciente en la participación, lo que podría estar asociado a mejoras en los servicios públicos de Jamaica y República Dominicana. En Mesoamérica, la participación de la autoproducción en la demanda es creciente, y está directamente asociada a México que representa el 44% de la demanda total, en donde la tendencia es creciente. En ese sentido merece ser destacado que a partir de inicios de los 90', en México comienzan a incorporarse los PIE, que como se dijo en su gran mayoría lo hacen con TV quemando GN, recurso cuyas reservas se han ido agotando a tasas muy elevadas a pesar del éxito de PEMEX en incrementar la producción justamente para proveer de gas a las centrales térmicas. Así el país, pasa de representar el 3% de la generación total autoproducida en la Región a un 45%, en 2009.

En el Area Sur, se destacan las tasas de crecimiento de la generación en autoproducción de Uruguay, Brasil, y Argentina. Brasil, además presenta importantes valores absolutos, con una creciente participación de la AP en la demanda total del país (12% en 2009), aunque con participaciones decrecientes en la Región y en la subregión.

Gráfico 3.1.2.11.5. Brasil: generación por tipo de centrales



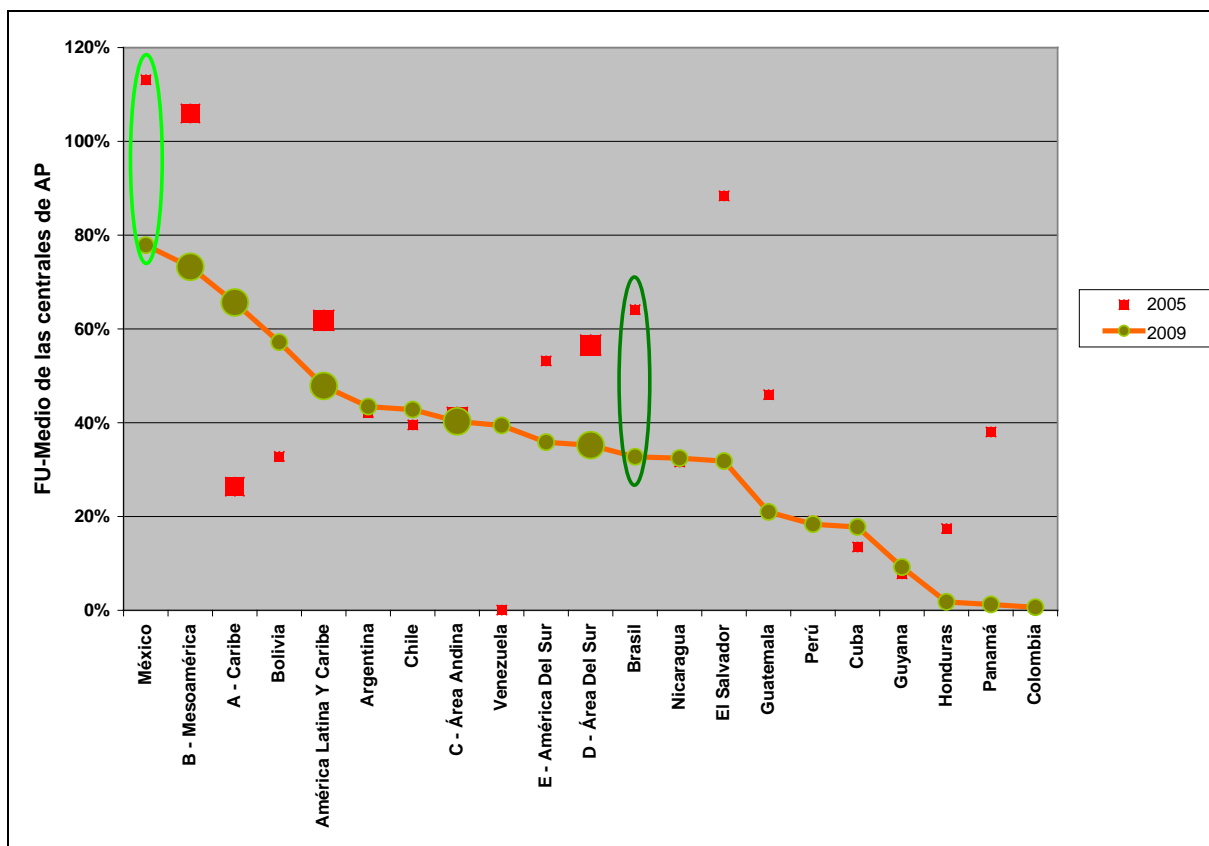
Fuente: ¿???

Es de destacar que el grado de utilización de las centrales de Autoproducción revela también el carácter de respaldo o no de dicho tipo de generación.

Un cálculo con los datos disponibles -que seguramente son incompletos debido a la dificultad de los países de llevar un registro estadístico- muestra el alto grado del FU en México pero también en las regiones donde mas ha crecido o es importante respecto a la demanda.

La siguiente gráfica muestra este cálculo para 2005 y 2009, donde se acusa el impacto de la crisis económica de 2009 especialmente en México.

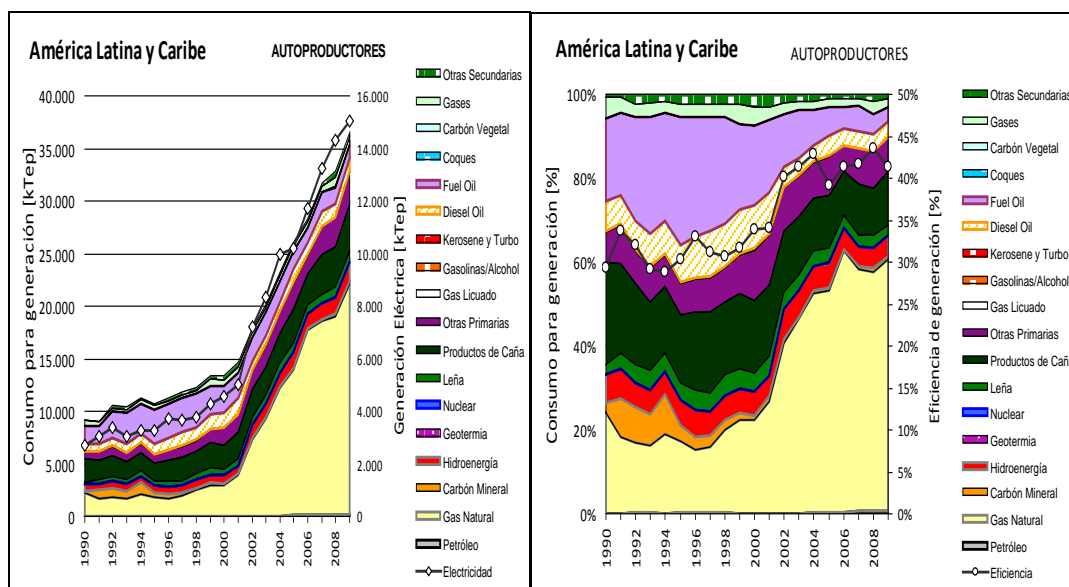
Gráfico 3.1.2.11.6. Estimación del Factor Medio de Utilización de la capacidad instalada en Autoproducción



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE, archivo de trabajo 00 - Base de datos EE.xls.

En cuanto a los combustibles utilizados para autogenerar, se observa que es creciente la participación del GN en detrimento del FO. Los productos de caña y otras primarias como por ejemplo residuos agrícolas y forestales, mantienen su participación en la evolución total, aunque es sabido que se disponen importantes potenciales aun no utilizados en la región.

Gráfico 3.1.2.11.7. Estructura del Consumo de Energía para la Generación de Autoproducción (kTep y %)



Fuente: SIEE, OLADE

3.1.2.12. Las redes de transmisión

A continuación se presenta un resumen con la evolución de las longitudes de líneas de transmisión de los distintos países, latinoamericanos ordenadas por rangos de tensión elaborada en base a información CIER.

De acuerdo a la metodología propuesta por CIER⁵⁵, se ha calculado para cada rango de tensión un índice que permite comparar las longitudes ponderadas por nivel de tensión por unidad de demanda de energía anual, medida en GWh, para cada sistema, lo que da una idea de los requerimientos que tuvo cada país de líneas de transmisión para el suministro de energía.

En general se supone que aquellos sistemas para los que este índice es alto, tienen participación de centrales hidráulicas y/o centrales en boca de pozo de GN (alejadas de las demandas), y/o líneas radiales que vinculan demandas de diferente porte.

La evolución reciente de los Km-equiv/Twh medios de América del Sur, indica su disminución (-2.9% a.a 2002-2009), debida al fuerte crecimiento de la demanda (casi 4% a.a. 2002-2009) y al menor crecimiento de la infraestructura de transmisión (0.9%a.a.).

Ello estaría relacionado con el aumento del consumo por habitante (crecimiento vertical), con el avance de las urbanizaciones, y posiblemente con la incorporación de centrales térmicas cerca de los centros de consumo (un ejemplo dramático de esto se ha dado por ej. en Lima con la llegada del gas de Camisea y el rápido incremento de la demanda).

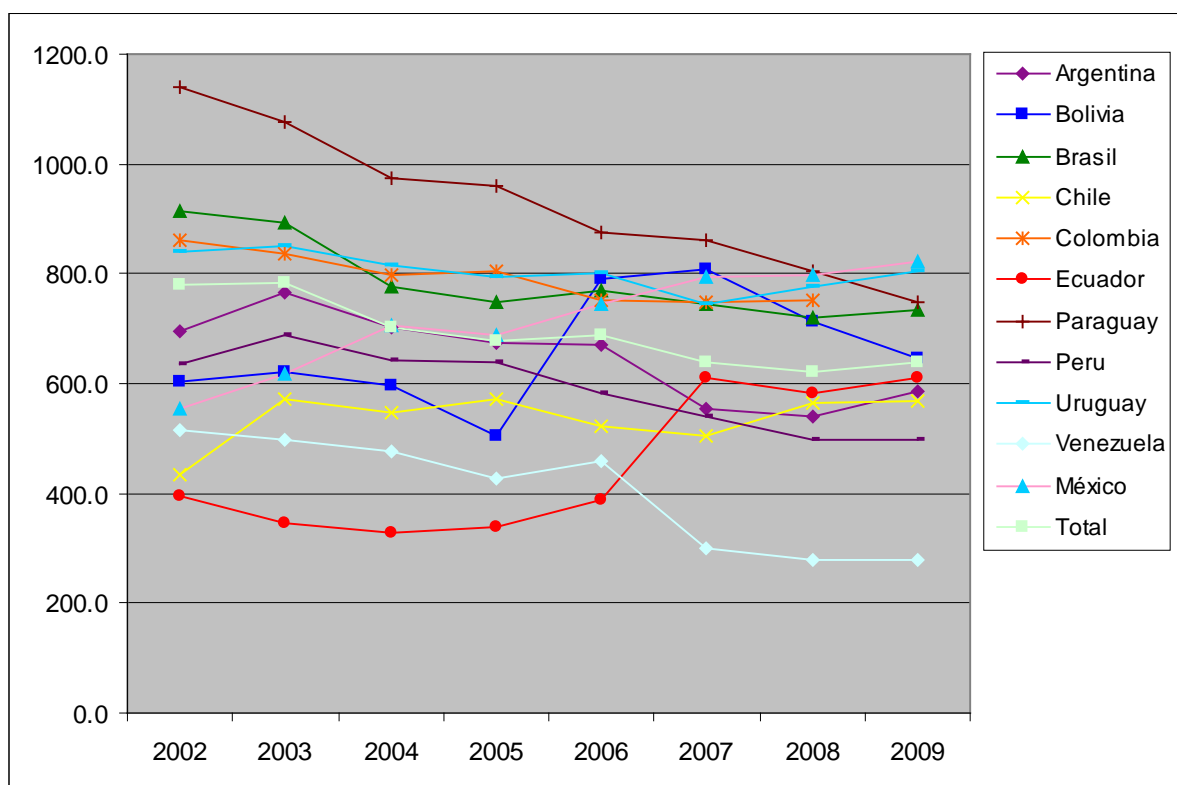
⁵⁵ Mercados Energéticos. CIER, Informe Sectorial Energético. Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región. Edición 2007. Se afectó a las líneas de hasta 150 KV, de 151 a 245 KV, de entre 246 KV hasta 449 kV y de más de 449 kV por el coeficiente 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

Se observa que todos los países menos Bolivia, Chile, y Ecuador, presentan valores decrecientes, pero todos superan los 500 kmequiv/TWh. Paraguay tiene el valor más alto del índice en el año 2002, ello estaría asociado fundamentalmente a la extensión del sistema de alta tensión vinculado a las dos centrales binacionales. Posteriormente con el crecimiento de la demanda, el indicador de Paraguay quedó por debajo de los indicadores de Colombia, México y Uruguay, que poseen sistemas de transmisión más maduros y entramados.

Un cálculo similar ⁵⁶, indicaba que, en 2005 para sistemas europeos, los valores del índice se hallaban en el entorno de los 300 kmequiv/TWh y en los Estados Unidos de Norteamérica, con un valor menor aún y próximo a los 200 kmequiv/TWh.

En el trabajo mencionado (CIER, op.cit, 2007), se concluía que la relación entre densidades de más de 500 Km/ TWh y de 300 o 200 km /TWh demostraba que “la región Latinoamericana requiere de tres a cuatro veces más km de transmisión por unidad de demanda: Esto indica que las inversiones en transmisión son mucho más importantes en Latinoamérica que en Europa y EEUU, por lo cual su regulación y planificación es un tema crítico en la región.

Gráfico 3.1.2.12.1. América del Sur. Longitud equivalente media de Línea de Transmisión (km)

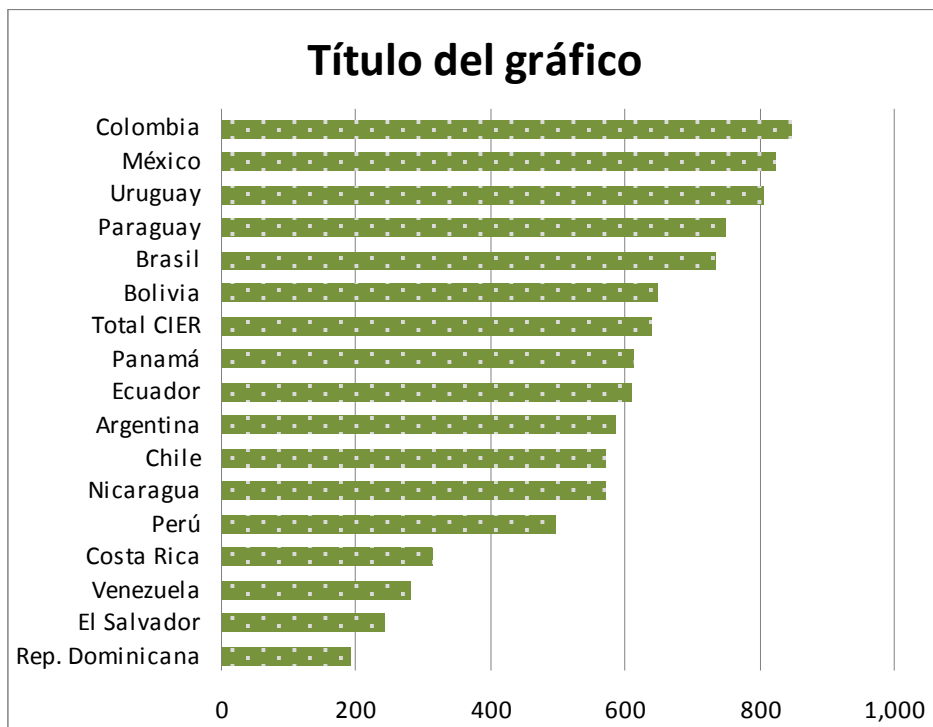


Fuente: CIER-Estadísticas

⁵⁶ CIER, op. Cit, 2007.

Un análisis del año 2009 indica los índices para los países del Sur y Centroamérica. Es evidente que los países con menores extensiones presentan indicadores más bajos, aunque esta no es una condición necesaria, ya que Uruguay presenta un índice mayor que Brasil, con una superficie muy por debajo es éste.

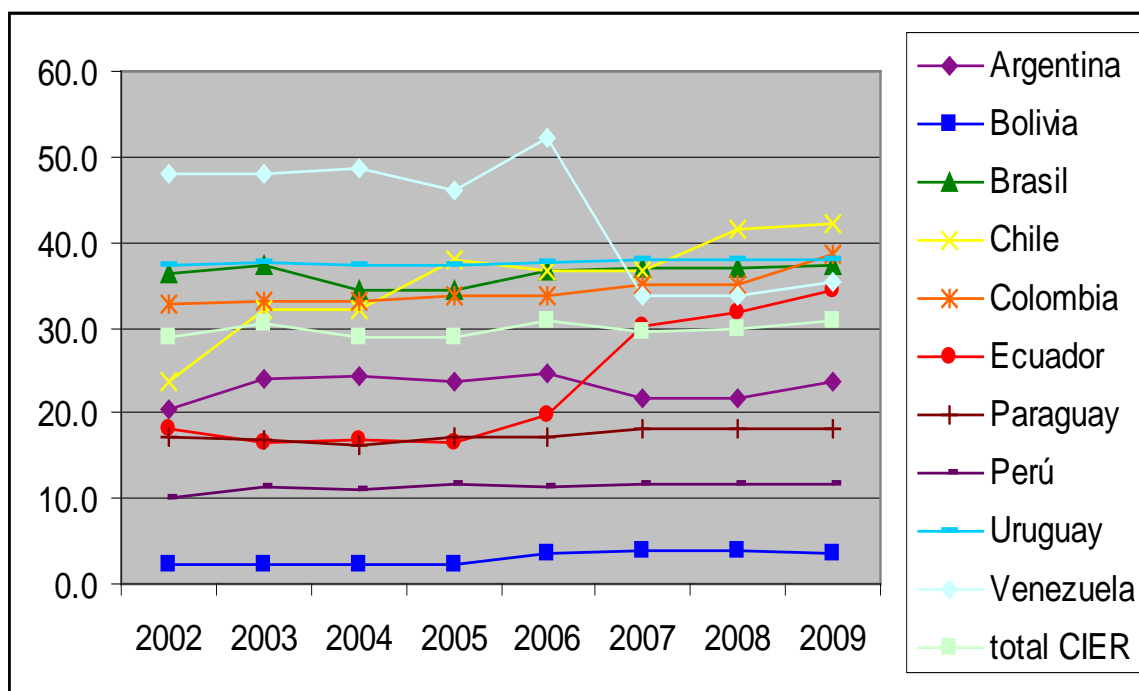
Gráfico 3.1.2.12.2-



Fuente: Elaborado con datos de CIER.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de los km de líneas equivalentes por superficie del cada país (densidad de líneas/km²). Se observan que Bolivia presenta el valor más bajo, y que Venezuela ha descendido aproximándose a niveles medios de la Región CIER.

Gráfico 3.1.2.12.3. Evolución del Índice de Densidad km línea equivalente/superficie país



Fuente: CIER, Anuarios Estadísticos

3.2. Resumen y Principales Conclusiones

A continuación se presentan un resumen de los principales análisis realizados en este capítulo, y en forma simultánea, una caracterización sintética de los mercados eléctricos de la región. Como respaldo de esta última, se presentan tres cuadros que reúnen en forma cualitativa, para todos los países de la región, los principales indicadores y sus tendencias (2000-2009), asociados a la demanda y la oferta eléctrica, de la Región, las subregiones y los países que conforman LAC (ver cuadros 3.2.1 y 3.2.2 partes I y II al final de la sección).

Dentro del texto desarrollado en estos cuadros, se incorporan los valores (o símbolos) convencionales asignados a los diferentes indicadores, y a sus tasas de crecimiento, los que permiten justificar los principales resultados presentados. La explicación de los criterios se relaciona con el tratamiento de cada uno de los distintos aspectos considerados y que fueron expuestos en los puntos precedentes.

Con respecto a la demanda eléctrica de LAC, con más de 1073 TWh en 2009, representa casi el 5% del total mundial. Conforman esa demanda mercados de muy diferentes tamaños, entre los que se destacan por su relevante magnitud: Brasil (con casi 426 TWh), México (con casi 193 TWh), y Venezuela (con casi 99 TWh) representando respectivamente, el 40, 18, y 9.2 % de la demanda total de la Región. Por otra parte, se encuentran en la subregión Caribe (con 44TWh), muy pequeños mercados como por ejemplo Barbados (con menos de 1 TWh), y Haití (0.3 TWh); o Nicaragua (con 2.6 TWh) en Mesoamérica, lo que de por sí revela la dificultad del análisis y altísima complejidad regional.

En cuanto a la tendencia observada en la evolución de la demanda (2000-2009), se detectan diferentes signos y valores de las tasas de crecimiento. Si se realiza una clasificación de esas tasas de crecimiento según la siguiente convención:

Crecimiento de la demanda

Tasa (%)	Símbolo
-5,0% a -1,5%	↓ (muy bajo)
-1,5% a 0,0%	↘ (bajo)
0,0% a 2,0%	→ (constante)
2,0% a 4,5%	↗ (alto)
> 4,5%	↑ (muy alto)

se tiene que a nivel de la Región LA y C, la tasa de crecimiento fue del 3.1 % a.a., pero del 4.8% a.a. en el período 2003-2007. Un lapso que es importante considerar en tanto que, a pesar de la Crisis Mundial de 2009 a 2011 y las complejidades que implican las incertidumbre de 2012, muchos países presentan en sus prospectivas escenarios de crecimiento optimistas. Es decir, como quiera que se mire la región tuvo una elevada tasa de crecimiento del consumo eléctrico y el desafío de la inclusión social hará que sea difícil no enfrentar esta demanda creciente.

Es importante destacar al mismo tiempo que dichos niveles de crecimiento han estado fuertemente influenciados por el ritmo económico y político de cada país. A modo de ejemplo la reducción de la demanda en Argentina ocurrida en 2002 se debe a los efectos sobre la economía del país que produjo la crisis económica de fines de 2001⁵⁷, pero el elevado crecimiento posterior en este país y en la región andina fue impulsado por el nuevo contexto económico, pero también político, tanto como lo estuvo el caso de México en sentido inverso.

A nivel subregional, se observa que el Área Andina, presentó así la mayor tasa de crecimiento (muy alta) con un 4.8% a.a, destacándose Ecuador con el 8% a.a.

El Area Sur, que representa alrededor del 56.5% del total del consumo de la Región, presentó un crecimiento con una tasa alta del 3.1% a.a., similar a la media de LAC. Por su parte Brasil, ha evolucionado con una tasa alta, aunque inferior a la de la subregión, así ha disminuido su participación en casi un 7% (desde 1990), hasta alcanzar el 70.1% en 2009.

Con respecto al nivel de electrificación, se observa que la Región ha alcanzado en 2009, un porcentaje alto del 94%.

Para resumir la situación de este indicador en los diferentes países, y subregiones, componentes de la Región LAyC, se han adoptado las siguientes convenciones.

⁵⁷ CIER, Informe Situación Energética Regional Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región Edición 2007.

Nivel de electrificación

Rango	Calificación
Entre 30 y 50%	Muy bajo
Entre 50 y 80%	Bajo
Entre 80 y 90%	Medio
Entre 90 y 98 %	Alto
Más del 98%	Muy alto

Crecimiento del nivel de electrificación

Tasa (%)	Símbolo
Entre 0 y 0.005	→ (constante)
Entre 0.5 y 1,5	↗ (alto)
Más de 1,5	↑ (muy alto)

Según se observa en el cuadro de síntesis 3.2.1 los indicadores del porcentaje de población abastecida, muestran que la mayoría (23/26) de los países, presenta valores medios a muy altos, lo que estaría indicando los esfuerzos que se vienen realizando para la expansión del servicio eléctrico, pero también resultantes naturales del proceso de urbanización.

Por los niveles alcanzados, las tasas de crecimiento de la electrificación, según valores absolutos presentan niveles por debajo del crecimiento de la demanda. Barbados, Costa Rica, Argentina, Brasil y Uruguay muestran los porcentajes más elevados de población servida. Los porcentajes más bajos, corresponden a Nicaragua y Bolivia, aunque presentan los niveles más altos de crecimiento relativo. Haití presenta una situación particular por la cual no se puede incluir en el análisis medio del resto de los países.

A nivel del consumo por habitante, se observa un valor de la Región de más de 2100 kWh/ año, muy distante de los consumos que presentan algunos países desarrollados que en algunos casos multiplican por diez dichos valores. Para resumir la situación de los niveles de consumo por habitante, en los diferentes países, y subregiones, componentes de la Región LAC, se han adoptado los siguientes valores convencionales.

Nivel de consumo por habitante y tasa de Crecimiento del consumo (y consumo residencial) por habitante

Rango consumo/hab	Rango Consumo Residencial/hab	Calificación de los dos indicadores	Tasa (%)	Símbolo
Entre 0 y 500	Entre 0 y 250	Muy bajo	Entre -3 y -1	↓ (muy bajo)
Entre 500 y 1000	Entre 250 y 500	Bajo	Entre -1 y 0	↘ (bajo)
Entre 1000 y 2000	Entre 500 y 1000	Medio	Entre 0 y 1.5	→ (constante)
Entre 2000 y 3000	Entre 1000 y 2000	Alto	Entre 1.5 y 3	↗ (alto)
Más de 3000	Más de 2000	Muy alto	Más de 3%	↑ (muy alto)

En el cuadro 3.2.1 se observa también en todas las subregiones, menos en el Área Sur, un consumo por habitante de nivel Medio. Sólo 6 países presentan niveles Muy Altos de consumo por habitante, ellos son: Barbados, Suriname, Trinidad y Tobago; Venezuela, Argentina y Chile que superan los 3500 kWh/habitante. A su vez en su mayoría presentan tasas altas o muy altas de crecimiento. Los países con menores

consumos por habitante Bajos son: Nicaragua, Guatemala y Bolivia; y los tres presentan tasas altas de crecimiento.

Dado que los niveles medios de electrificación son altos, se espera a futuro que todos los países incrementen los consumos por habitante. Y de acuerdo a las tendencias recientes, es posible que dichos aumentos estén sustentados en general en incrementos de los consumos residenciales (y servicios), pero también por la de los sectores productivos que han mostrado elevados índices en los países que lograron reactivar su industria en un efecto que retroalimenta ingresos y urbanización..

Efectivamente, en todas las subregiones se ha observado, que la participación del sector industrial en el consumo total, ha decrecido. Acompañando estas tendencias, se han observado en general caídas en la Intensidad eléctrica del Sector Industrial. Excepciones de esta situación las constituyen pequeños países (con recientes desarrollos sectoriales), como Jamaica, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Bolivia y Colombia en los que se observan incrementos de la participación de los consumos eléctricos industriales. Por su parte, en estos países se observan tendencias crecientes en la Intensidad eléctrica del Sector Industrial. Sin embargo estas conclusiones referidas al decrecimiento de la demanda industrial se alteran cuando se comparan las contribuciones por períodos. Es de destacar que tanto en la subregión Andina como en la del Sur entre 2000 y 2009 la demanda de los sectores productivos fue superior a la registrada entre 1990 y 2000, lo que indica la necesidad de disponer de energía para lograr procesos de desarrollo e integración social a través de la producción. .

Algunas cuestiones puntuales, merecen ser mencionadas . En algunos países como por ejemplo Chile, si bien se observa una fuerte caída de la participación industrial en el consumo, ello estaría asociado al incremento de la actividad minera y a la nueva metodología (SIEE) de registro de sus consumos. En otros países (muy pocos) se observa que si bien la participación del consumo industrial ha decrecido, la Autoproducción (autoconsumo), se ha incrementado representando porcentajes importantes de la demanda. Es el caso de Jamaica, República Dominicana, y México entre otros. Sin embargo, si bien México presenta un 35% de demanda autoproducida, un porcentaje de la misma correspondería mas que al autoconsumo, a la Producción Independiente destinada a la venta en el Servicio Público.

Para obtener una rápida visión del rol de la autoproducción eléctrica en LAyC, subregiones y países (la Región autoproduce el 14% de su demanda eléctrica) se han adoptado los siguientes valores convencionales.

Autoproducción Eléctrica

Rango AP/Demanda (%)	Calificación	Tasas de crecimiento (% a.a.)	Símbolo
Entre 0 y 2 %	Muy bajo	Entre -2.3 y -1	↓ (muy bajo)
Entre 2 y 5	Bajo	Entre -1 y 0	↘ (bajo)
Entre 5 y 15	Medio	Entre 0 y 2	→ (constante)
Entre 15 y 25	Alto	Entre 2 y 10	↗ (alto)
Más de 25%	Muy alto	Más de 10	↑ (muy alto)

Cuadro 3.2.1. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la demanda

	Tamaño de mercado	Nivel electrificació		Consumo Total por habitante		Consumo Residencial por habitante		AP / Demanda total		Intensidad eléctrica del PIB		Intensidad eléctrica sector Industrial		
		Ev.	n	Ev.		Ev.		Ev.		Ev.		Ev.		
A - Caribe	44,7	↗	Bajo	→	Medio	↗	Bajo	↗	Medio	↘	Medio	↘	Medio	→
Barbados	1,0	↗	Muy alto	→	Muy alto	↗	Alto	↗	Bajo	→	Bajo	→	Muy bajo	↓
Cuba	15,2	→	Alto	→	Medio	↗	Medio	↑	Medio	↘	Medio	↓	Bajo	↓
Grenada	0,2	↑	Medio	→	Medio	↑	Medio	↑	Muy bajo	s/d	Medio	↗	Muy bajo	↗
Guyana	0,6	↓	Medio	→	Bajo	↓	Muy bajo	↓	Alto	↘	Medio	↓	Bajo	↓
Haiti	0,3	↑	Muy bajo	→	Muy bajo	↑	Muy bajo	↓	Muy bajo	s/d	Muy bajo	→	s/d	s/d
Jamaica	5,1	↓	Alto	↑	Alto	↓	Bajo	↘	Alto	↘	Medio	↓	Muy alto	↓
Rep.Dominicana	13,4	↑	Alto	↗	Medio	↑	Bajo	↓	Alto	↘	Medio	↗	Bajo	↑
Suriname	1,5	→	Medio	↗	Muy alto	→	Medio	→	Muy alto	↘	Muy alto	↓	Muy alto	↓
Trinidad Y Tobago	7,5	↗	Alto	→	Muy alto	↑	Muy alto	↑	Muy bajo	↓	Medio	↘	Muy alto	↓
B - Mesoamérica	227,4	↗	Alto	→	Medio	→	Medio	↗	Muy alto	↑	Bajo	→	Bajo	→
Costa Rica	8,4	↑	Muy alto	→	Alto	↑	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Medio	↘	Muy bajo	↓
El Salvador	4,7	↗	Alto	↗	Bajo	↗	Bajo	↗	Medio	↗	Bajo	→	Bajo	→
Guatemala	7,7	↑	Medio	↗	Bajo	↑	Muy bajo	↑	Medio	↑	Bajo	↑	Bajo	↑
Honduras	5,0	↑	Bajo	↑	Bajo	↑	Bajo	↗	Muy bajo	↑	Medio	→	Bajo	→
Mexico	193,2	↗	Alto	→	Alto	→	Medio	↗	Muy alto	↑	Bajo	→	Bajo	→
Nicaragua	2,6	↗	Bajo	↑	Bajo	↗	Muy bajo	↑	Medio	↑	Medio	→	Bajo	↓
Panama	5,8	↗	Medio	→	Medio	↗	Medio	↑	Muy bajo	↓	Medio	↘	Muy bajo	→
C - Área Andina	194,7	↗	Medio	↗	Medio	↗	Bajo	↗	Medio	↗	Medio	→	Medio	→
Bolivia	5,4	↑	Bajo	↑	Bajo	↑	Muy bajo	↗	Medio	↗	Medio	→	Medio	↗
Colombia	44,2	↗	Alto	↗	Medio	→	Bajo	↑	Bajo	→	Bajo	↘	Bajo	↘
Ecuador	16,1	↑	Alto	→	Medio	↑	Bajo	↑	Alto	s/d	Medio	→	Bajo	↗
Peru	30,2	↑	Bajo	↗	Medio	↑	Muy bajo	→	Medio	↘	Medio	→	Bajo	↘
Venezuela	98,9	↗	Alto	→	Muy alto	↗	Medio	↗	Bajo	→	Alto	→	Alto	↑
D - Área Del Sur	607,0	↗	Muy alto	→	Alto	↗	Medio	→	Medio	↗	Medio	↘	Medio	↘
Argentina	110,6	↗	Muy alto	→	Muy alto	↗	Medio	↗	Medio	↗	Medio	→	Bajo	↘
Brasil	425,7	↗	Muy alto	→	Alto	↗	Medio	→	Medio	↗	Medio	↘	Medio	→
Chile	56,5	↑	Alto	→	Muy alto	↑	Medio	↗	Medio	↗	Medio	→	Bajo	↓
Paraguay	6,7	↑	Alto	↑	Medio	↑	Bajo	↓	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Medio	↑
Uruguay	7,5	→	Muy alto	→	Alto	→	Medio	→	Medio	↑	Medio	↓	Muy bajo	↓
E - América Del Sur	803,8	↗	Alto	↗	Alto	↗	Medio	↗	Medio	↗	Medio	↘	Medio	→
América Latina Y Caribe	1.073,8	↗	Alto	↗	Alto	↗	Medio	↗	Medio	↑	Bajo	→	Medio	→
Centro América	34,2	↑	Medio	↗	Bajo	↗	Bajo	↗	Bajo	↗	Medio	→	Bajo	→
Cono Sur	181,3	↗	Muy alto	→	Muy alto	↗	Medio	↗	Medio	↗	Medio	→	Bajo	↓

Fuente: OLADE-SIEE. CIER.

En cuanto a la evolución de la Oferta de electricidad, se observan diferentes tendencias a nivel de subregiones y países. En el total regional la potencia instalada alcanzó (2009), aproximadamente 250 GW, y su evolución reciente indica una tasa del 2.2% a.a. (la tasa térmica 2.5%a.a.). Por su parte la generación asciende a más de 1100 TWh con una tasa de crecimiento del 4.4 %a.a. entre 2000-2009. En general la generación acompañó las tendencias de las potencias, aunque, según las tasas presentadas, a niveles de crecimiento por encima de ellas.

El análisis histórico indica la existencia de desajustes que estarían explicados a partir de la tendencia del parque de generación hacia una estructura más térmica, con un factor de utilización de las máquinas térmicas en general mayor que el hidroeléctrico necesitándose de este modo menos potencia para un mismo incremento de demanda.

Sin embargo no existe una correlación importante con los países que han mostrado el mayor corrimiento hacia estructuras térmicas. Tanto Honduras como Chile y Perú son ejemplo de lo mencionado, y sin embargo la evolución de la Potencia vs generación ha sido disímil. En el Cuadro siguiente de Indicadores de Oferta se observan que 22 países presentan niveles Medio/Muy Bajo del factor de utilización térmico, con tendencias decrecientes en 12 países.

Para otorgar un panorama cualitativo mediante la caracterización de la evolución de la potencia instalada total, térmica, y de la generación, en los diferentes países, y subregiones, se han adoptado los siguientes valores convencionales.

Evolución de indicadores de oferta eléctrica y sus calificaciones (I)

Tasa a.a. Potencia instalada	Tasa a.a. de Generación	% Térmico en Potencia total	Calificación de los tres indicadores	Tasa a.a. evolución Potencia térmica	calificación indicador evol pot térmica
Entre -5 y 0.5 %	Entre -5 y 0.5 %	Entre 0 y 25%	Muy bajo	Entre -16.0 y -2%	↓ (muy bajo)
Entre 0.5 y 1.5%	Entre 0.5 y 1.5%	Entre 25 y 40%	Bajo	Entre -2.0 y 0 %	↘ (bajo)
Entre 1.5 y 2.5%	Entre 1.5 y 2.5%	Entre 40 y 60%	Medio	Entre 0 y 0.5 %	→ (constante)
Entre 2.5 y 4%	Entre 2.5 y 4%	Entre 60 y 85%	Alto	Entre 0.5 y 1.5%	↗ (alto)
Más de 4 %	Más de 4 %	Más de 85%	Muy alto	Más del 1.5%	↑ (muy alto)

En el cuadro 3.2.2 se resumen los indicadores mencionados, y se observa que 11 países (entre los que se encuentra Brasil), presentan un crecimiento alto o muy alto de la potencia instalada, mientras, 19 países presentan tasas altas o muy altas del crecimiento de la generación (incluyendo Brasil, Argentina y Venezuela). Además vale mencionar que en 15 países la potencia instalada térmica supera el 60% del total, destacándose el Caribe, en el que todos sus países se encuentran en esa situación. En Mesoamérica se destaca México, y en el Área Sur: Argentina y Chile. De esos 15 países, 4 presentan tasas de crecimiento (2000-2009) de la potencia térmica altas o muy altas (valores para la Región), destacándose Jamaica, Honduras, Argentina y Chile.

Con respecto a la Potencia Hidroeléctrica, la Región presenta un 58 % de participación en la potencia instalada total con una tendencia decreciente alta. Es de destacar que esa potencia representa una utilización muy baja de los recursos disponibles en los países, el cuadro siguiente de indicadores de oferta, indica

cualitativamente los niveles de utilización logrados. Allí, puede verse que la mayoría de ellos, presenta niveles Bajo o Muy bajo de aprovechamiento.

Por otra parte, la potencia instalada aprovechando otras fuentes de energía, representa solamente el 3% de la potencia total, y no existe un relevamiento sistematizado y para todos los países de los recursos disponibles.

A fin de caracterizar estos porcentajes y sus tendencias recientes, a nivel de subregiones y países, se han adoptado los siguientes valores convencionales.

Evolución de indicadores de oferta eléctrica y sus calificaciones (II)

Part. Pot instalada hidro	Part. Pot instalada otras	Ev. Part. Pot instalada hidro	Ev. Part. Pot instalada otras	Calificación Indicadores
Entre 0 y 15%	Entre 0 y 2.5%	Entre -5 y -2%	Entre -15 y -5%	↓ (muy bajo)
Entre 15 y 30%	Entre 2.5 y 7.5%	Entre -2 y 0%	Entre -5 y 0%	↘ (bajo)
Entre 30.0 y 55%	Entre 7.5 y 15 %	Entre 0 y 0.5 %	Entre 0 y 1%	→ (constante)
Entre 55 y 85%	Entre 15 y 25%	Entre 0.5 y 8%	Entre 1 y 2%	↗ (alto)
Mas del 85.0%	Mas del 25.0%	Mas de 8.0%	Mas del 2.0%	↑ (muy alto)

En el Cuadro 3.2.2 se puede ver, complementando el análisis anterior, que sólo 6 países presentan potencias hidroeléctricas, superiores al 55% de la potencia instalada, entre ellos se encuentra Brasil, con un 87%, Paraguay, Costa Rica, Colombia, Venezuela y Uruguay. 17 países presentan tasas de crecimiento Hidroeléctrico constantes a muy bajas, incluyendo a Brasil.

Con respecto a las otras energías, Mesoamérica es la subregión con mayor porcentaje (7%) de aprovechamiento donde se destaca la generación de origen geotérmico.

Brasil, y Uruguay han incorporado recientemente parques eólicos, relevantes en relación a sus mercados.

En cuanto a los márgenes de reserva, se observan importantes caídas en algunos países, estando en algunos de ellos, asociadas al aumento de la participación térmica que requiere de menor respaldo. En otros casos parecería estar más asociado a la caída de las inversiones en la incorporación de nueva potencia. Entre los países que mas notablemente disminuyeron sistemáticamente la reserva (hasta 2009) se encuentran Argentina, Venezuela, Panamá y Uruguay. La importante componente hidroeléctrica de estos países implica que un margen de reserva del orden del 40% está en el límite mínimo para garantizar la seguridad de abastecimiento. Si a ello se suma una generalizada tendencia a la disminución de la capacidad de oferta de gas y líquidos, se comprende que la migración hacia parques térmicos sin una coordinación y planificación conjunta de otras cadenas de energía ha incrementado la vulnerabilidad de los sistemas y ha implicado un incremento notable en los costos, en especial, después de 2003.

Este es un tema que requiere de una mirada particularizada por país a partir de los datos presentados en este estudio a fin de detectar eventuales dificultades en la sostenibilidad de cada sistema, pero es un alerta para iniciar un programa de planificación mas integrada donde deberán hallarse mecanismos para lograr

acciones coordinadas en la expansión de distintas cadenas energéticas altamente interdependientes entre ellas y -dentro de ellas- en cada uno de sus eslabones. Sobre todo en aquellos países en los que además de las limitaciones en la disponibilidad en potencia instalada, se observan crecientes dependencias de los combustibles para generar, y más aún cuando dichos combustibles son importados como por ejemplo en los países del Caribe y algunos de Mesoamérica como Honduras que presenta elevada participación térmica, bajo margen de reserva (aunque creciente), con dependencia de importación de combustibles. Sin embargo en otros países como Argentina, México, Perú y Venezuela las tendencias del parque y la confiabilidad de suministro de combustibles aparece como temas críticos a pesar de la diversidad de sus marcos de regulación e institucional y también de la diversidad de sus políticas de precios (ver también Informe II).

A fin de caracterizar los porcentajes y tendencias recientes, correspondientes a la dependencia que presentan los sistemas eléctricos del gas natural y de los derivados de petróleo, así como también de sus importaciones se han adoptado los siguientes valores convencionales, y cuyos resultados se presentan en el cuadro de Indicadores de Oferta (II).

Dependencia del gas natural y de derivados de petróleo (%)

Nivel de Dependencia GN para gen (%)	Nivel de Importaciones de GN (%)	Nivel de Dependencia de derivados (%)	Nivel de Import . derivados (%)	Calificación Indicadores
Entre 0 y 5	Entre 0 y 5	Entre 0 y 5	Entre 0 y 5	Muy bajo
Entre 5 y 10	Entre 5 y 15	Entre 5 y 15	Entre 5 y 15	Bajo
Entre 10 y 15	Entre 15 y 35	Entre 15 y 35	Entre 15 y 35	Medio
Entre 15 y 40	Entre 35 y 60	Entre 35 y 60	Entre 35 y 60	Alto
Mas de 40	Mas de 60	Mas de 60	Mas de 60	Muy alto

Dependencia de las importaciones de gas natural y de derivados de petróleo (%)

Evolución Dependencia GN para gen. (%)	Evolución Importaciones de GN (%)	Evolución Dependencia de derivados (%)	Evolución Import . derivados (%)	Calificación Indicadores
Entre -20 y -2	Entre -100 y 5	Entre -20 y -4	Entre -20 y -4	↓ (muy bajo)
Entre -2 y 0	Entre -5 y 0	Entre -4 y 0	Entre -4 y 0	↘ (bajo)
Entre 0 y 2	Entre 0 y 2	Entre 0 y 5	Entre 0 y 5	→ (constante)
Entre 2 y 5	Entre 2 y 50	Entre 5 y 20	Entre 5 y 20	↗ (alto)
Mas de 5	Mas de 50	Mas de 20	Mas de 20.0	↑ (muy alto)

Entre otros aspectos destacables a considerar sobre la evolución del sistema eléctrico de LAC, están también los niveles de pérdidas (técnicas y no técnicas), que a nivel global ha decrecido levemente entre 2000/2009, aunque con subregiones que muestran valores superiores como Mesoamérica y Andina. En el primer caso asociados a México y Nicaragua; y en el segundo caso asociado a Ecuador y Venezuela. Donde eran un compromiso de los contratos de concesión, la disminución de las pérdidas no técnicas era un objetivo empresario para aumentar la rentabilidad. Así las empresas lograron disminuirlas en algunos casos con acciones muy contundentes y de oposición pública. Entre las medidas aplicadas se hallan: financiamiento de deudas, colocación de medidores prepagos, aplicación de

tarifas sociales, liberación del consumo, regularización de usuarios clandestinos mediante acuerdos con el gobierno, etc.

Otro aspecto a considerar se refiere a la evolución del Consumo específico (kcal/kwh totales) que se mantuvo constante a nivel del total de ALyC a pesar del descenso de la componente hidroeléctrica, y de los cambios estructurales en términos de sustitución de combustibles (FO por GN) y penetración de tecnologías más eficientes de generación térmica (TG y CC) incorporadas a de los 1990's. Sin embargo como se ha visto este panorama ha presentado muchas diferencias según países y regiones destacándose extremos de mejora de eficiencia en Argentina y Colombia y empeoramientos en Venezuela y Perú.

Por último y asociadas a esta evoluciones se presentan las emisiones específicas han sido de tendencia casi constante (alrededor de 240 kg de CO₂/kWh). Sin embargo el valor absoluto de emisión específica es extremadamente bajo en comparación con los valores promedio mundiales. (por ej. Polonia o China con 800 – 1000 kg CO₂/MWh generado. Guatemala tiene alto debido a los residuos de caña.

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

Cuadro 3.2.2. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la oferta

	Crecimiento		PART. Pot		PART. Pot		PART. Pot		Margen reserva		F.U. no hidro	
	Potencia instalada	Crecimiento de la Generación	instalada térmica [%]	Ev.	instalada hidro	Ev.	instalada otras	Ev.	[%]	Ev.	[%]	Ev.
A - Caribe	Medio	Alto	94	→	6	→	0,3	↓	-	s/d	Bajo	↗
Barbados	Alto	Alto	100	→	0	s/d	0,0	s/d	28	↓	Medio	→
Cuba	Muy alto	Medio	99	→	1	↓	0,2	s/d	-	s/d	Bajo	↘
Grenada	Muy bajo	Muy alto	100	→	0	s/d	0,0	s/d	-	s/d	Alto	↑
Guyana	Bajo	Medio	100	→	0	↘	0,0	s/d	-	s/d	Bajo	↗
Haiti	Muy bajo	Muy bajo	71	→	29	→	0,0	s/d	-	s/d	Muy bajo	↑
Jamaica	Muy bajo	Alto	94	↗	3	→	3,2	↓	-	s/d	Alto	↑
Rep.Dominicana	Bajo	Muy alto	83	↘	17	↗	0,0	s/d	62	↓	Bajo	↑
Suriname	Muy bajo	Bajo	100	→	0	s/d	0,0	s/d	-	s/d	Muy bajo	→
Trinidad Y Tobago	Bajo	Alto	100	→	0	s/d	0,0	s/d	-	s/d	Medio	↗
B - Mesoamérica	Medio	Muy bajo	61	↘	31	↗	7,1	↗	-	s/d	Bajo	↓
Costa Rica	Alto	Alto	26	↑	63	↘	11,0	→	39	↓	Bajo	↑
El Salvador	Medio	Muy alto	11	↓	37	→	51,9	↑	34	↓	Medio	↑
Guatemala	Alto	Alto	59	↘	39	↗	2,4	↑	60	↘	Bajo	↘
Honduras	Muy alto	Muy alto	66	↑	34	↓	0,0	s/d	27	↑	Bajo	↘
Mexico	Bajo	Muy bajo	65	↘	29	↗	6,1	↘	40	↓	Bajo	↓
Nicaragua	Alto	Alto	73	→	12	↓	14,8	↑	52	↘	Bajo	→
Panama	Alto	Muy alto	49	↘	51	→	0,0	s/d	36	↓	Medio	↑
C - Área Andina	Medio	Muy alto	41	↗	59	↘	0,2	↑	-	s/d	Bajo	→
Bolivia	Bajo	Muy alto	67	↘	33	↗	0,0	s/d	52	↓	Bajo	↑
Colombia	Bajo	Alto	33	↘	66	→	0,6	s/d	48	↘	Muy bajo	↘
Ecuador	Alto	Muy alto	51	↗	49	↘	0,1	s/d	39	↘	Bajo	↗
Peru	Alto	Muy alto	53	↗	47	↘	0,0	↗	43	↓	Bajo	↗
Venezuela	Medio	Muy alto	38	↗	62	↘	0,0	s/d	35	↓	Bajo	↘
D - Área Del Sur	Alto	Alto	26	↗	72	↘	2,8	→	-	s/d	Medio	↘
Argentina	Medio	Alto	61	↗	36	↘	3,7	↘	43	↓	Bajo	↗
Brasil	Alto	Alto	10	↑	87	↘	3,0	→	40	↘	Medio	→
Chile	Muy alto	Muy alto	63	↗	36	↓	1,7	s/d	66	→	Bajo	↘
Paraguay	Medio	Muy bajo	0	↘	100	→	0,0	s/d	400	↘	s/d	s/d
Uruguay	Bajo	Muy bajo	36	↑	64	↘	0,4	s/d	38	↓	Bajo	↑
E - América Del Sur	Medio	Alto	30	↗	68	↘	2,1	→	-	s/d	Bajo	→
América Latina Y Caribe	Medio	Medio	39	→	58	↘	3,0	→	-	s/d	Bajo	↘
Centro América	Alto	Muy alto	45	↘	44	↘	11,4	↑	-	s/d	Bajo	↗
Cono Sur	Alto	Alto	50	↗	47	↘	2,4	↘	-	s/d	Bajo	↗

Fuente: OLADE-SIEE-CIER.

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

Cuadro 3.2.2. Indicadores de la evolución reciente de los sectores eléctricos de LAC, asociados a la oferta (II)

	Dependenci a GN para gen.	Ev.	Importacion es de GN	Ev.	Dependenci a DERIV. para gen.	Ev.	Importacion es de DERIV.	Ev.	Utilización recurso Hidro+Geo Potencia	Utilización recurso Hidro+Geo Energía	Utilización recurso Eólico Potencia	Transmisión [km equiv / TWh]	Ev.	% Perdidas Eléctricas [datos SIEE]	Ev.
A - Caribe	Muy alto	↗	Muy bajo	s/d	Alto	↘	Alto	↘	s/d	s/d	s/d	-	s/d	13	↘
Barbados	Muy bajo	↓	Muy bajo	↓	Muy alto	→	Muy alto	→	s/d	s/d	s/d	-	s/d	8	↘
Cuba	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Alto	↘	Muy bajo	Bajo	s/d	-	s/d	16	↘
Grenada	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Muy alto	→	s/d	s/d	s/d	-	s/d	9	↘
Guyana	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Muy alto	↘	Muy bajo	Muy bajo	s/d	-	s/d	24	↘
Haiti	s/d	→	Muy bajo	s/d	Alto	↗	Muy alto	→	Medio	Medio	s/d	-	s/d	37	↗
Jamaica	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Muy alto	↘	Muy alto	Muy alto	s/d	-	s/d	10	↘
Rep.Dominicana	Alto	↗	Muy alto	s/d	Alto	↘	Muy alto	↘	Medio	Bajo	s/d	191	s/d	15	↘
Suriname	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	→	Bajo	↘	Muy bajo	Bajo	s/d	-	s/d	-	→
Trinidad Y Tobago	Muy alto	↘	Muy bajo	→	Muy bajo	↗	Alto	↘	s/d	s/d	s/d	-	s/d	2	↘
B - Mesoamérica	Alto	↗	Medio	↗	Medio	↘	Bajo	↘	s/d	s/d	s/d	-	s/d	26	↗
Costa Rica	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy bajo	↗	Muy alto	↘	Medio	Medio	s/d	313	s/d	11	↗
El Salvador	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Bajo	↘	Muy alto	↘	Medio	Medio	s/d	239	s/d	12	→
Guatemala	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Medio	↘	Muy alto	→	Bajo	Bajo	s/d	-	s/d	16	↘
Honduras	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Alto	→	Muy bajo	↘	Bajo	Bajo	s/d	-	s/d	21	↗
Mexico	Alto	↗	Medio	↗	Medio	↘	Muy bajo	↘	Medio	Bajo	Muy bajo	822	↗	29	↗
Nicaragua	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy alto	↘	Muy alto	→	Muy bajo	Bajo	s/d	569	s/d	28	↘
Panama	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Alto	→	Muy alto	→	Medio	Medio	s/d	611	s/d	13	↘
C - Área Andina	Alto	→	Muy bajo	s/d	Bajo	↗	Bajo	→	s/d	s/d	s/d	-	s/d	20	↘
Bolivia	Muy alto	↗	Muy bajo	→	Muy bajo	↗	Medio	↗	Medio	Alto	s/d	647	↗	18	↘
Colombia	Alto	↘	Muy bajo	→	Muy bajo	↘	Bajo	↗	Muy bajo	Bajo	Muy bajo	846	↘	21	↘
Ecuador	Bajo	→	Muy bajo	s/d	Medio	→	Bajo	↗	Muy bajo	Muy bajo	s/d	609	↗	24	↘
Peru	Alto	↗	Muy bajo	→	Muy bajo	↘	Alto	→	Muy bajo	Bajo	Muy bajo	496	↘	9	↘
Venezuela	Alto	↘	Bajo	↗	Medio	↗	Muy bajo	→	Medio	Alto	Muy bajo	278	s/d	22	↘
D - Área Del Sur	Bajo	↘	Medio	↗	Bajo	↗	Medio	↘	s/d	s/d	Muy bajo	-	s/d	17	→
Argentina	Muy alto	↘	Bajo	↗	Bajo	↗	Muy bajo	↗	Medio	Bajo	Muy bajo	586	↘	16	↘
Brasil	Muy bajo	↗	Alto	↗	Muy bajo	↘	Medio	↘	Medio	Medio	Muy bajo	733	↘	19	→
Chile	Muy bajo	↘	Alto	↘	Medio	↗	Muy alto	→	Medio	Medio	Muy bajo	569	↗	9	↗
Paraguay	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Muy bajo	↘	Muy alto	→	Alto	Muy alto	s/d	748	s/d	33	↗
Uruguay	Muy bajo	→	Muy alto	→	Medio	↗	Muy alto	↘	Muy alto	Muy alto	s/d	804	↘	19	→
E - América Del Sur	Medio	↘	Bajo	↗	Bajo	↗	Medio	↘	s/d	s/d	s/d	-	s/d	18	↘
América Latina Y Caribe	Alto	→	Bajo	↗	Bajo	↘	Medio	↘	s/d	s/d	s/d	-	s/d	19	→
Centro América	Muy bajo	→	Muy bajo	s/d	Medio	→	Muy alto	→	s/d	s/d	s/d	-	s/d	15	↘
Cono Sur	Alto	↘	Bajo	↘	Bajo	↗	Medio	→	s/d	s/d	s/d	-	s/d	15	→

Fuente: OLADE-SIEE. CIER.

ANEXO LISTADO DE TABLAS DE INDICADORES ELABORADAS PARA EL ESTUDIO

Tabla # Nombre	Descripción
1 Consumo propio	Consumo propio de EE del BEN sobre generación eléctrica centrales eléctricas
2 Importaciones / Demanda	Importaciones de EE sobre consumo energético de EE más pérdidas de EE
3 Exportaciones / Generación	Exportaciones de EE sobre generación de EE de centrales eléctricas (sin Autoprodutores)
4 Generación / Demanda total	Generación total neta (SP+AP-consumo propio) / demanda total (consumo energético + pérdidas)
5 Autoproducción / Demanda total	Generación de los autoproductores sobre demanda total EE (consumo energético + pérdidas)
6 kcal térmicas / GWh totales	kcal consumidas de combustibles fósiles sobre generación eléctrica total
7 kcal térmicas / GWh térmicos	kcal consumidas de combustibles fósiles sobre generación eléctrica sin hidroeléctrica ni geotérmica
8 % de pérdidas	Pérdidas sobre oferta interna de EE (Generación SP - Consumo propio - (X-M))
9 Emisiones CON biomasa / kWh generado	Emisiones en kg/MWh considerando la biomasa y la generación total del SP
10 Participación regional	Demanda nacional sobre total demanda regional
11 Porcentaje de electrificación total	Electrificación urbana + rural
12 Estructura sectorial de la demanda - Residencial	Porcentaje del Residencial sobre el total de la demanda
13 Estructura sectorial de la demanda - Comercia y público	Porcentaje del Comercial y público sobre el total de la demanda
14 Estructura sectorial de la demanda - Industrial	Porcentaje del Industrial sobre el total de la demanda
15 Demanda máxima	Demanda máxima en MW
16 Factor de Carga	Demanda total de energía eléctrica sobre potencia máxima demandada por 8760 hs
17 Potencia instalada Servicio Público	Potencia instalada en MW
18 Margen de reserva	Potencia instalada menos demanda máxima sobre demanda máxima
19 Estructura de potencia instalada SP - Hidro	Potencia Hidroeléctrica sobre potencia total sp
20 Estructura de potencia instalada SP - Térmica	Potencia TV+TG+Diesel sobre potencia total sp
21 Estructura de potencia instalada SP - Resto	Potencia Geotérmica + Nuclear + otras sobre potencia total sp
22 Generación total SP	Generación total en GWh
23 Estructura de Generación SP - Hidro	Generación hidro calculada a partir del consumo de hidroenergía con 85% de eficiencia sobre gen. Total
24 Estructura de Generación SP - Generación NO hidro	Uno menos participación de la generación hidro
25 Estructura de consumo de combustibles - Petróleo y derivados	Consumo de FO+DO+PE sobre el total de combustibles sin considerar hidroenergía, geotermia y otros prim y sec.
26 Estructura de consumo de combustibles - Gas Natural	Consumo de GN sobre el total de combustibles sin considerar hidroenergía, geotermia y otros prim y sec.
27 Estructura de consumo de combustibles - Carbón y Coques	Consumo de CM + CQ sobre el total de combustibles sin considerar hidroenergía, geotermia y otros prim y sec.
28 Autarquía del combustible y participación aproximada en la generación - I	Autarquía: Imp/Oferta interna del combustible - Para la participación se suponen eficiencias típicas
29 Autarquía del combustible y participación aproximada en la generación - I	Autarquía: Imp/Oferta interna del combustible - Para la participación se suponen eficiencias típicas
30 Autarquía del combustible y participación aproximada en la generación - I	Autarquía: Imp/Oferta interna del combustible - Para la participación se suponen eficiencias típicas
31 Factor de utilización del TOTAL de las centrales SP	Factor de utilización medio calculado como la energía EE generada sobre la potencia por 8760 hs
32 Factor de utilización de las centrales TÉRMICAS SP	Factor de utilización medio restando la generación hidro con 85% de eficiencia al consumo según BEN
33 Potenciales hidroeléctricos en potencia y energía y su utilización	Potencial hidroeléctrico en potencia y energía y su utilización según lo instalado y generado en 2009
34 Potenciales geotérmicos en potencia y energía y su utilización	Potencial hidroeléctrico en potencia y energía y su utilización según lo instalado y generado en 2009
35 Potencia instalada Autoproducción	Potencia instalada en MW
36 Participación hidro en la potencia instalada AP	Potencia Hidroeléctrica sobre potencia total AP
37 Generación Total AP	Generación total AP en GWh
38 Participación hidro en la generación AP	Generación hidro sobre total generación AP
39 Factor de utilización hidro AP	
40 Factor de utilización térmico AP	
41 Población en miles	
42 Participación regional de la población	
43 Consumo per cápita	Consumo final total sectores sin pérdidas eléctricas [kWh/hab]
44 Pérdidas per cápita	Pérdidas eléctricas por habitante [kWh/hab]
45 Importaciones [GWh]	
46 Exportaciones [GWh]	
47 AP en GWh	



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO IV-Gas Natural

15 de diciembre de 2011

INDICE

	Pág.
4. ANÁLISIS DE LA CADENA DE GAS NATURAL	293
4.1. Introducción.....	293
4.2. Las Reservas de Gas Natural.....	293
4.3. La Demanda de gas natural.....	306
4.3.1. La demanda total regional y por sectores	306
4.4. La producción de gas natural.....	312
4.5. El comercio exterior de gas natural.	318
4.5.1. Las exportaciones	318
4.5.2. Las importaciones	320
4.5.3. Balance de exportaciones e importaciones respecto a la oferta interna	324
5. LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO	327
6. TARIFAS DE GAS NATURAL.....	333
6.1. Precios del gas, tamaños de mercado y competitividad frente a productos sustitutos según tipo de mercado	333
6.2. Evolución de las tarifas de gas en los principales mercados	339
6.3. Síntesis de los aspectos relevantes en materia de política de precios	349
7. TRANSPORTE DE GAS E INTEGRACIÓN	357
8. CONCLUSIONES.....	369

INDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 4.2.1. Reservas mundiales de gas natural comprobadas y participación de América Latina y el Caribe. En Tcf y porcentaje.....	294
Gráfico 4.2.2. Variación de las reservas de gas natural comprobadas en los países productores de América Latina y el Caribe	296
Gráfico 4.2.2. Variación de las reservas de gas natural comprobadas en los países productores de América Latina y el Caribe: distinción entre 1990-2000 y 2000-2009 con y sin el caso de Venezuela	297
Gráfico 4.2.3. Reservas de petróleo y gas natural en Venezuela 1980-2010.....	300
Gráfico 4.2.4. Variación de las reservas de gas natural por países y subregiones entre 1990 y 2000. En miles de millones de m3 y porcentaje sobre el total de ALyC	302
Gráfico 4.2.5. Variación de la relación R/P y valores 1990-2009. En años promedio a los niveles de producción de cada año	305
Gráfico 4.3.1.1. Evolución de la demanda satisfecha (o consumo)de gas natural entre 1990 y 2009	306
Gráfico 4.3.1.2. Tasas anuales medias de crecimiento de la demanda satisfecha (o consumo) de gas natural entre 1990 y 2009	307
Gráfico 4.3.1.3. Variación del consumo de gas natural entre 1990 y 2009 según sectores y períodos en ALyC	308
Gráfico 4.3.1.4. Estimación del tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores estimación año 2009	310
Gráfico 4.3.1.5. Variación del tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores estimaciones 1990-2000 y 2000-2009	311
Gráfico 4.4.1. Producción de gas por país período 1990-2009	313
Gráfico 4.4.2. Incremento en la producción de gas por país: períodos 1990-2000, 2000-2009 y 1990-2009	314
Gráfico 4.4.3. Incremento en la producción de gas por país: períodos 1990-2000, 2000-2009 y 1990-2009	314
Gráfico 4.4.4. Producción de gas por país período 1990-2009.	316
Gráfico 4.5.1.1. Variación en el volumen exportado de gas natural por países y períodos. En millones de m3	318
Gráfico 4.5.1.2. Exportaciones de Gas Natural en LAYC. Período 1990-2009. En millones de m3-año.....	320
Gráfico 4.5.2.1. Variación en el volumen importado de gas natural por países y períodos. En millones de m3	321
Gráfico 4.5.2.2. Importaciones de Gas Natural en LAYC. Período 1990-2009. En millones de m3-año.....	322
Gráfico 4.5.2.3. Resumen de exportaciones e Importaciones en LAYC	325
Gráfico 5.1. Diferencia entre el valor del gas importado por los EUA desde Alberta Canadá y los precios del gas en Boca de Pozo dominantes en la región. Período 2000-2010. En U\$S por MBTU	328
Gráfico 5.2. Diferencia entre el valor del gas importado por los EUA desde Alberta Canadá y los precios del gas en Boca de Pozo dominantes en la región. Año2010.En U\$S por MBTU	329
Gráfico 6.1.1. Penetración del Gas Natural en el mercado industrial y precio relativo respecto al fuel oil	334
Gráfico 6.1.2. Penetración del Gas Natural en el mercado residencial y precio relativo respecto al GLP.....	336
Gráfico 6.1.3. Penetración del Gas Natural en el mercado vehicular y precio relativo respecto a la gasolina regular	338
Gráfico 6.3.1. Tarifa media ponderada y tamaño del mercado total de cada país	353
Gráfico 6.3.2. Tamaño de los mercados de generación y costos del gas. Estimado 2009-2010. En MPCD y en U\$Sd MBTU	354
Gráfico 6.3.3. Simulación de costos de generación de un ciclo combinado según variaciones del precio del gas. En U\$Sd MBTU y U\$Sd MWH	355
Gráfico 6.3.4. Precios del gas y costos de generación en los mercados mayoristas: los casos de Argentina y Colombia	356
Gráfico 7.1. Estimación de la longitud de los sistemas de transporte y tamaño de los mercados. Año 2009-2010 en Km. y MPCD.....	358

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 4.2.1. Reservas comprobadas de gas natural a fines de 2009	295
Cuadro 4.2.2. Reservas comprobadas de gas natural entre fines de 1990 y fines de 2009. En Millones de m3 de gas	303
Cuadro 4.2.3. Relación Reservas comprobadas-Producción anual de gas natural entre fines de 1990 y fines de 2009.....	304
Cuadro 4.3.1.1. Estimación del tamaño de los mercados de gas en ALyC- Año 2009- En MPCD.....	312
Cuadro 4.4.1. Producción de gas natural en Millones de m3 por año 1990-2009	315
Cuadro 4.5.1.1. Exportaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m3-año	319
Cuadro 4.5.2.1. Importaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m3-año.....	323
Cuadro 4.5.3.1. GN (X-M) / Oferta total [%].....	324
Cuadro 6.2.1. Argentina.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Capital y Gran Buenos Aires	340
Cuadro 6.2.1. Bolivia.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU	341
Cuadro 6.2.3. Brasil-Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Río, Estado de Río y San Pablo.....	342
Cuadro 6.2.4. Colombia.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Bogotá	344
Cuadro 6.2.5. Chile-Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Santiago	345
Cuadro 6.2.6. Perú.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Lima-Callao	346
Cuadro 6.2.7. Venezuela.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Caracas.....	347
Cuadro 6.2.8. Uruguay.Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Montevideo	348
Cuadro 6.3.1. Tamaño del mercado y tarifas estimadas- En MMm3/día y en u\$sd/MBTU. Imagen situación 2010 con datos estimados América del Sur	350
Cuadro 6.3.2. Caracterización de los mercados de gas en América del Sur.....	351

INDICE DE MAPAS

Pág.

Mapa 7.1. Gasoductos construidos y proyectos..... 357

4. ANÁLISIS DE LA CADENA DE GAS NATURAL

4.1. Introducción

En este Capítulo se realiza un análisis de la evolución reciente (1990 – 2009) de la demanda y oferta del gas natural en ALyC.

Se ha utilizado como fuente de información principal el SIEE de OLADE, Balances Energéticos, pero también se ha recurrido a información de los países proveniente de diferentes fuentes como son los organismos oficiales, empresas y otras fuentes, como así también a datos de la BP.

Dado que el sector del gas natural ha sido uno de los más críticos por su vinculación directa con el sector eléctrico y su nivel de confiabilidad -toda vez que se ha visto la importancia del avance térmico en el equipamiento eléctrico en la mayor parte de la Región - interesará remarcar aquellos aspectos que hacen a la vinculación entre reservas y producción-ligados ambos a la industria de los hidrocarburos y los factores que han dado lugar a su comportamiento en vinculación directa con los análisis efectuados en el Informe II de este Estudio y los capítulos 2 y 3 de esta Informe.

El capítulo de estructura parte del análisis de las reservas, la producción, el comportamiento de la demanda e incluye las exportaciones y las importaciones.

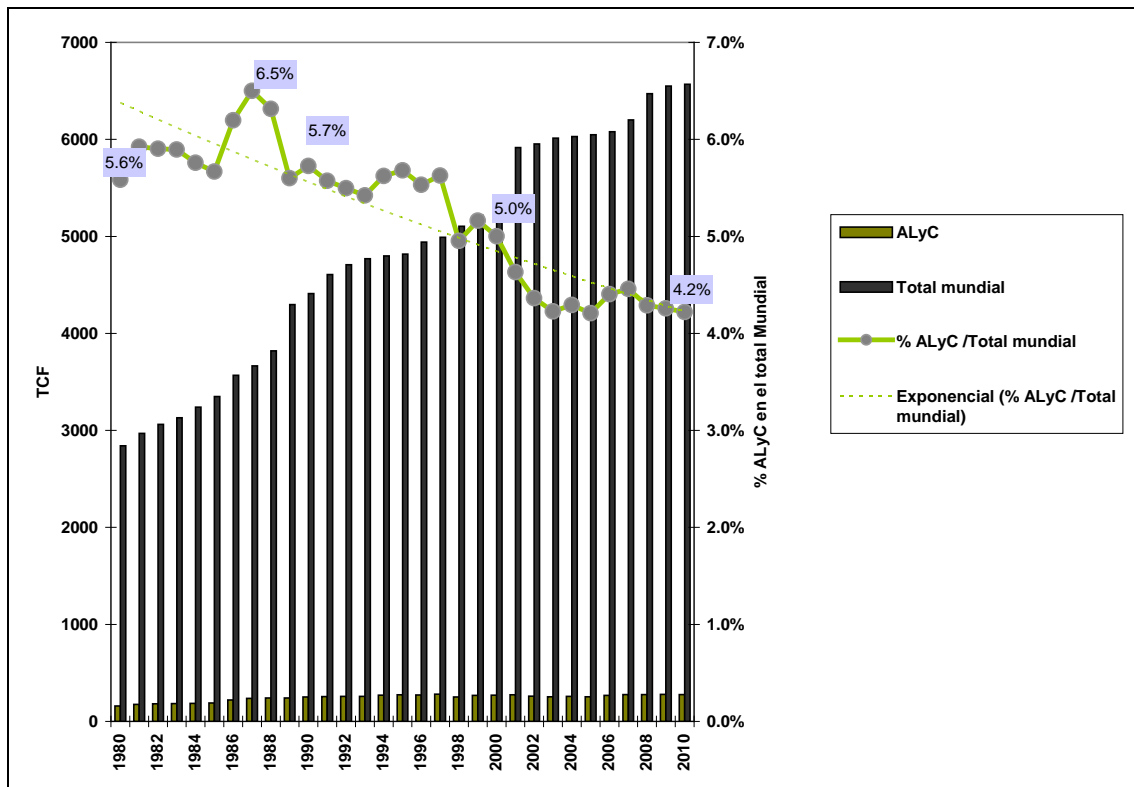
4.2. Las Reservas de Gas Natural

Al contrario de la existencia de una percepción generalizada en la Región con respecto a la abundancia relativa del gas natural, lo cierto es que ALyC en su conjunto nunca representó un porcentaje significativo de las reservas mundiales de gas natural (Gráfico 4.2.1).

Efectivamente, si se considera que Naciones Unidas estima que América Latina y el Caribe representó 13% de la población urbana total entre 1980 y 2010 -y el PBI regional un 8.9% del total mundial (Banco Mundial, 2010)- las reservas de gas nunca superaron en dicho lapso un 6.7% (máxima de 1987). Según la BP, entre 2000 y 2009 significaron sólo 5 y 4.2% de dicho total respectivamente.

Pero además de este total nominal reportado por la BP, más del 63% corresponde a Venezuela, donde buena parte de las reservas de gas natural se hallan asociadas al petróleo y, por lo tanto, su producción y captura, no presenta las características de flexibilidad del gas libre o de los yacimientos de condensados que caracterizan las reservas de otros países. Esto no significa que las reservas de Venezuela no existan o no sean importantes, pero pocas veces se mencionan estas características que son importantes para conocer los verdaderos potenciales de producción de gas.

Gráfico 4.2.1. Reservas mundiales de gas natural comprobadas y participación de América Latina y el Caribe. En Tcf y porcentaje



Fuente: BP, Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.

Aún cuando las cifras de BP y las reportadas por los países al SIEE de OLADE discrepan, no lo hacen en mayor grado salvo y principalmente en el caso de Venezuela (87% de la diferencia) y México (7% de la diferencia).

Cuadro 4.2.1. Reservas comprobadas de gas natural a fines de 2009

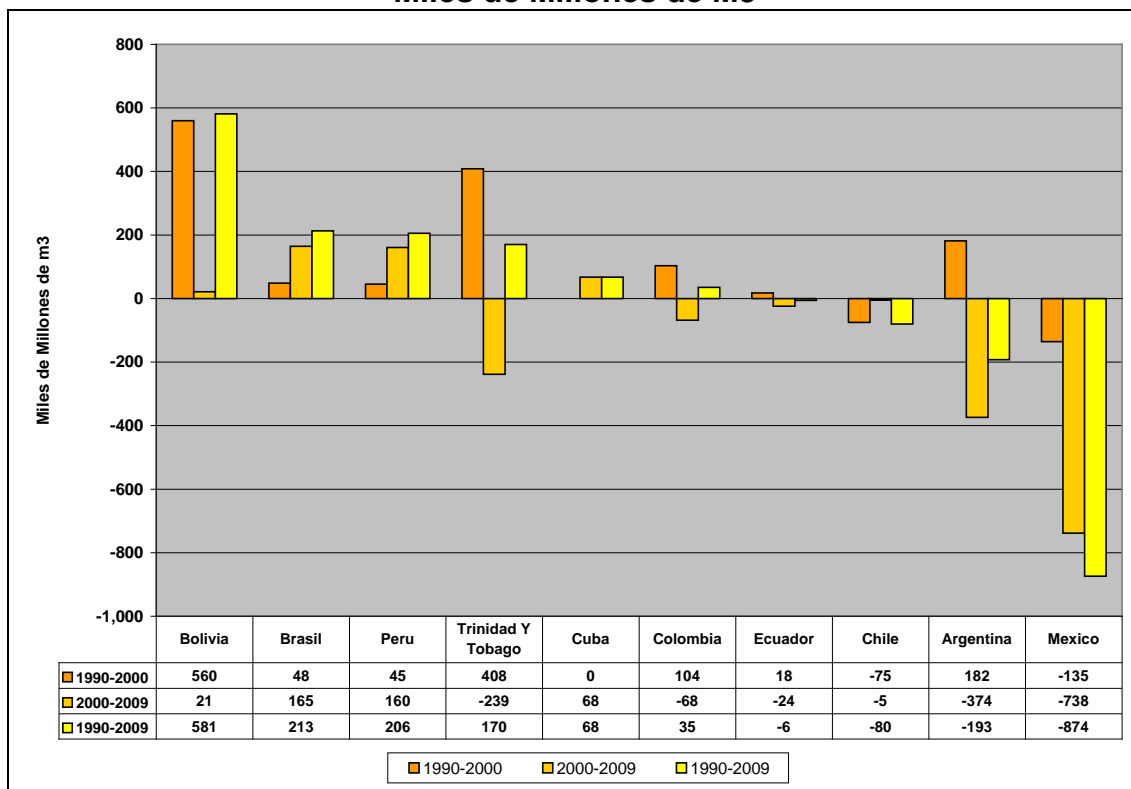
Datos SIEE OLADE				Datos BP		
Pais	Miles de Millones de			Miles de Millones de M3		
	M3	TCF	%	M3	TCF	%
Venezuela	7,178	253.5	69.3%	5,079	179.4	63.9%
Bolivia	698	24.6	6.7%	695	24.5	8.7%
Mexico	634	22.4	6.1%	476	16.8	6.0%
Trinidad Y Tobago	429	15.1	4.1%	408	14.4	5.1%
Peru	406	14.3	3.9%	353	12.5	4.4%
Brasil	388	13.7	3.7%	362	12.8	4.6%
Argentina	387	13.7	3.7%	sd	sd	sd
Colombia	134	4.7	1.3%	124	4.4	1.6%
Cuba	68	2.4	0.7%	sd	sd	sd
Chile	39	1.4	0.4%	sd	sd	sd
Ecuador	5	0.2	0.0%	sd	sd	sd
Barbados	0	0.0	0.0%	sd	sd	sd
Total reservas comprobadas	10365.6	366.0	100.0%	7945.9	280.6	100.0%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE y BP, Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.

A pesar entonces de no ser un recurso particularmente abundante -al margen de los potenciales aún no cuantificados e identificados parcialmente en el informe I – lo cierto es que para muchos países su disponibilidad se ha vuelto crítica.

Un análisis de la evolución de las reservas comprobadas de gas natural muestra además una severa declinación en la mayor parte de los países donde este recurso ha desempeñado un papel importante en las respectivas matrices energéticas.

Gráfico 4.2.2. Variación de las reservas de gas natural comprobadas en los países productores de América Latina y el Caribe
Miles de Millones de M3

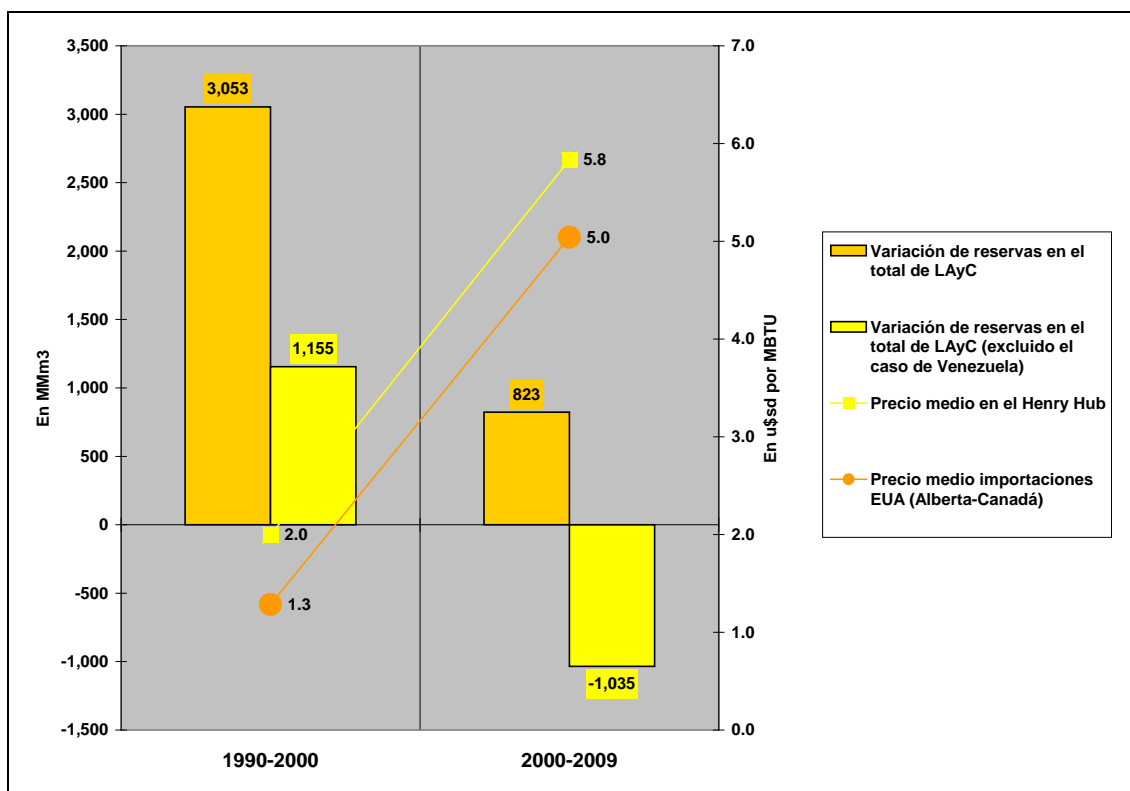


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

En el caso de México, donde como se ha visto su producción fue incrementada aceleradamente para abastecer a los PIE y otras demandas, la variación neta de reservas entre 1990 y 2009 fue de -874 MMm3 (31 Tcf). En la Argentina, que tras las reformas decidió exportar gas a los países vecinos-principalmente a Chile que realizó importantes inversiones en parque térmico basadas en hipótesis de gas abundante y barato desde aquel país-, además orientar la matriz de generación de electricidad con TG y CC en su propio territorio, la pérdida neta de reservas comprobadas fue de 193 MMm3 (6.8 Tcf). En el caso de Trinidad y Tobago que desarrolló, la hasta hace poco, única planta de liquefacción de gas para la exportación, las reservas disminuyeron en 8.4 Tcf entre 2000 y 2009. Cabe decir que en este último período la suma de las reservas en los países que disminuyeron sus reservas asciende a 51.1 Tcf. Acompañaron este proceso países como Colombia, Ecuador y Chile, además de Argentina y México.

La diferencia entre la incorporación neta de reservas entre 1990 y 2000, cuando los precios del gas eran bajos en el mercado mundial –que se dio en todos los países de la región con la excepción de México- y su caída entre 2000 y 2009 con un escenario de precios internacionales mucho mas favorable es notable.

Gráfico 4.2.2. Variación de las reservas de gas natural comprobadas en los países productores de América Latina y el Caribe: distinción entre 1990-2000 y 2000-2009 con y sin el caso de Venezuela. Miles de Millones de M3.



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

La incorporación de reservas durante 1990-2000 no obedeció, sin embargo, a una activa política de exploración como erróneamente podría ser inferido, sino que fue el resultado de reformas que como en el caso de Venezuela, Argentina, Bolivia y Perú atrajeron capitales privados para la explotación de dicho recurso en concomitancia con los procesos de desregulación de los mercados eléctricos y de gas junto a diversos cambios institucionales y regulatorios ocurridos en la industria de los hidrocarburos en esos países (Ver Informe II).

Entre 2000 y 2009, la producción de gas creció mucho más que los descubrimientos, como luego será visto y explicado.

Cabe decir que dentro de cada subregión los comportamientos entre países no fueron iguales.

En el caso del Área Andina, por ejemplo en Colombia la incorporación de reservas se debió al caso de Cusiana descubierto en 1983 por Triton, socia de la British Petroleum (BP) y de la francesa Total Energie, donde se estimó que Cusiana y Cupiagua tenían reservas cercanas a los 2.000 millones de barriles de petróleo y 3.000 gigapies de gas y se había invertido cerca de 700 millones de dólares⁵⁸. Sin

⁵⁸ Cf. <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-777425>, accedido diciembre de 2011. Triton, una pequeña compañía de Dallas-Texas, abandonó el consorcio de 1998.

embargo ECOPETROL ya había perforado en Cusiana durante los 70. Según se infiere de archivos históricos “Algunas veces no se perforó lo suficiente y en otros casos la presión subterránea que ejercían los majestuosos Andes provocó tanto movimiento en las rocas que los pozos se obstruían durante la perforación”⁵⁹. “Los objetivos propuestos no se alcanzaron porque no existía la tecnología para perforar a grandes profundidades en una zona con enormes dificultades geológicas y poca información del subsuelo”⁶⁰. Los pozos perforados en Cusiana y Cupiagua alcanzaron entre 15.000 y 18.000 pies de profundidad, poco más del doble de los perforados en el yacimiento de Caño Limón en Arauca. En 1982 Ecopetrol y la compañía estadounidense Triton Colombia Inc., perforaron los pozos la Cabaña 1 y La María 1 con resultados negativos. En 1987 la empresa inglesa British Petroleum Exploration BP, designada operador, y la compañía francesa Total, adquirieron una participación en este contrato de asociación denominado Santiago de las Atalayas. En 1988 con la perforación del pozo Cusiana 1, se descubre el gas y se abandona Cusiana 2 por problemas mecánicos. En 1990 se inició la perforación del pozo Cusiana 2, comprobándose así la presencia de un gigantesco yacimiento de petróleo y de gas en el piedemonte casanareño, denominado Campo Cusiana. Con la evaluación de este campo, en 1992 se perforó el pozo Cupiagua 1, que permitió el descubrimiento de una estructura diferente, denominado campo Cupiagua”. Cabe señalar que fue a partir del descubrimiento del gas de Cusiana y en menor medida de otros campos que Colombia decide desarrollar el sistema de transporte de gas del interior del país cuyo antecedente se da en documentos CONPES referidos al Plan de Masificación de Gas a comienzos de los 90 y se concreta cuando ECOPETROL decide realizar por contratos tipo BOMT dicho sistema hoy TGI.

En el caso de Perú, el descubrimiento de Camisea se inicia en 1981 cuando el Estado peruano suscribió un contrato de operaciones petrolíferas por los lotes 38 y 42 con la compañía Shell. En 1987 tras la realización de los trabajos de exploración se confirmaron reservas de gas natural no asociados, en los lotes que se denominaron San Martín y Cashiriari. Ello, dio lugar a la firma del Acuerdo de Bases para la Explotación de Camisea entre Shell y PetroPerú, en marzo de 1988, negociaciones que nunca llegaron a buen término. A mediados de 1998 el consorcio Shell/Mobil comunica su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato. Los 6 pozos perforados y las instalaciones pasan a beneficio del Estado Peruano y en mayo de 1999, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acuerda realizar un proceso de promoción para desarrollar el proyecto Camisea mediante un esquema segmentado que comprende módulos independientes de negocios. En 1999 se aprueba la Ley N° 27133 que aseguraba el abastecimiento del mercado interno por un "horizonte permanente de 20 años". A fines de mayo de este año, el comité especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a dos concursos públicos internacionales para otorgar el contrato para la explotación de Camisea, así como las concesiones de transporte de líquidos y gas

⁵⁹ ALLANNA SULLIVAN, 3 de enero de 1996, accedido el diciembre de 2011 en <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-385990>.

⁶⁰ Los pozos perforados en Cusiana y Cupiagua alcanzaron entre 15.000 y 18.000 pies de profundidad, poco más del doble de los perforados en el yacimiento de Caño Limón en Arauca. En 1982 Ecopetrol y la compañía estadounidense Triton Colombia Inc., perforaron los pozos la Cabaña 1 y La María 1 con resultados negativos. En 1987 la empresa inglesa British Petroleum Exploration BP, designada operador, y la compañía francesa Total, adquirieron una participación en este contrato de asociación denominado Santiago de las Atalayas. En 1988 con la perforación del pozo Cusiana 1, se descubre el gas y se abandona Cusiana 2 por problemas mecánicos. En 1990 se inició la perforación del pozo Cusiana 2, comprobándose así la presencia de un gigantesco yacimiento de petróleo y de gas en el piedemonte casanareño, denominado Campo Cusiana. Con la evaluación de este campo, en 1992 se perforó el pozo Cupiagua 1, que permitió el descubrimiento de una estructura diferente, denominado campo Cupiagua. Cf. <http://www.banrepcultural.org/book/export/html/63186>, accedido enero de 2012.

desde los mismos yacimientos hasta la costa, y de distribución de gas en Lima y Callao. Luego, en diciembre de 2000, se suscribieron los contratos para el desarrollo del proyecto con los consorcios adjudicatarios de los concursos organizados por el CECAM. Es así que a inicios de mayo de 2002, se suscribió el contrato de concesión para el transporte y distribución del gas de Camisea a la Costa Peruana, con el gas de menor costo en el mundo al no trasladarse al costo final lo invertido por el consorcio Shell-Mobil.

En el caso de Bolivia durante la reforma de los noventa, que se produjo con la capitalización de YPFB y con el objetivo de atraer inversiones extranjeras para la explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, Bolivia dictó en 1996 una Ley que reducía drásticamente el porcentaje total de regalías (entre 15 y 18%) y concedía amplias facultades a las empresas concesionarias. Fue así que las reservas comprobadas entraron en producción, incrementándose rápidamente el paso de reservas de la categoría de probables a comprobadas.

Como se relata en el informe II, esta modalidad de cambio institucional produjo a su vez una reacción al modelo implementado, cuando en el año 2004 se lanzó un *referéndum*⁶¹ tendiente a revertir la situación anterior. Los resultados fueron contundentes con una abrumadora mayoría para las preguntas que tendían a confirmar el rechazo a la anterior Ley y a reafirmar la propiedad de los recursos naturales por parte del Estado (cerca del 90% de los que votaron).

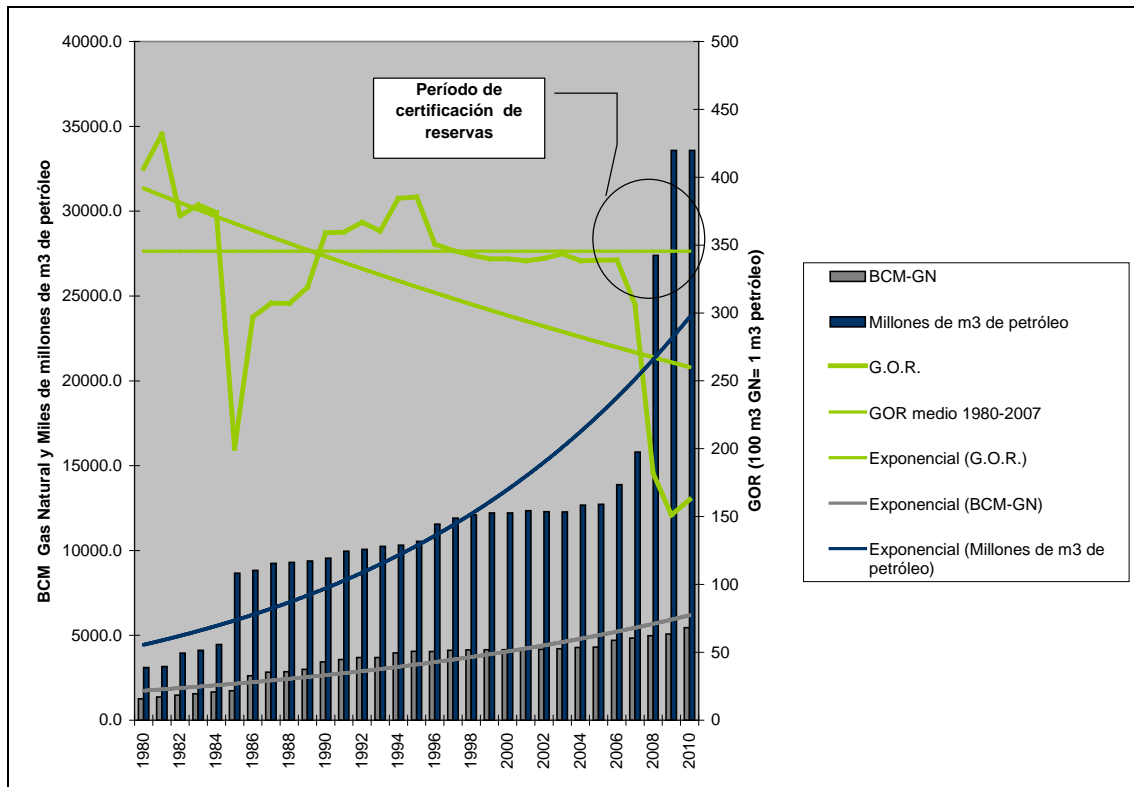
En consecuencia y sobre la base del citado *referéndum*, hacia mayo de 2005, Bolivia promulga la denominada *Ley de Nacionalización de los Hidrocarburos* (Nº 3058 que abroga la anterior Ley 1689, de 30 de abril de 1996), bajo la presión de una visión política que percibe que “*se trata del último recurso estratégico del país más pobre de la región*”, para mantener en pie la viabilidad del proyecto nacional. En un comienzo, las perspectivas de hacer un uso interno e industrializar el gas dominaron el discurso, en tanto ello formaba parte integral de la nueva Ley.

En el caso de Venezuela, como se dijo, la mayor dificultad se halla en conocer la disponibilidad de gas libre y también, en que medida, el gran incremento de las reservas de petróleo que obedece al cambio de categoría de las reservas de la FAPO (ver capítulo 2 de este informe III) habilita a suponer también mayores reservas de gas.

Si se analizan las cifras de reservas comprobadas de petróleo y gas proveniente de la serie que informa la BP se observa que la relación media gas-petróleo ha sido inferior a 400 m³ de gas por m³ de petróleo y que es sólo tras la certificación de reservas ocurrida desde 2006 que disminuye.

⁶¹ Las cinco preguntas del referéndum fueron las siguientes: 1 ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos 1689 ? 2 ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano? 3 ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos? 4 ¿Está usted de acuerdo con la política de utilizar el gas como recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico? 5 ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

Gráfico 4.2.3. Reservas de petróleo y gas natural en Venezuela 1980-2010



Fuente: elaboración propia con datos BP, *Statistical review of world energy full report 2011*.

Nota: las cifras de BP son coincidentes en gas por lo publicado en el boletín oficial donde se expresa: "se debe actualizar y oficializar como reservas probadas totales de hidrocarburos gasíferos existentes en el país, al cierre del 31 de diciembre de 2010, la cantidad de 195,09 billones de pies cúbicos".

En el caso de Venezuela el grueso de las incorporaciones de reservas de gas se hizo bajo la acción de PDVSA, la que actuó asociada en exploración a diversas empresas extranjeras tanto antes de las reformas de 2002, como desde 2005 a la fecha aún bajo cambios en las condiciones contractuales.

La discusión en torno a la validez de las cifras de gas de Venezuela ha estado por mucho tiempo y aún están en debate por cuanto el grueso de las reservas de gas asociado debe ser reinyectado para mantener la propia producción petrolera.

Se estima que es sólo a partir de la promulgación orgánica de la Ley de Hidrocarburos de 1999 que comenzó la tarea de hallar gas natural en tanto el propio mercado interno venezolano las requiere para su sector industrial y petroquímico (ILDIS, 2007).

Según la propia PDVSA, "de las reservas probadas de gas natural en Venezuela, el 91% corresponde a gas natural asociado. El mayor volumen de reservas del país (70%) está localizado en el Oriente, 23% corresponde al Occidente (62 BPC) y el resto a Costa Afuera 7%. Las reservas más importantes de Gas libre se encuentran Costa Afuera, siendo las áreas más avanzadas en exploración las correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana. La zona del Golfo de Venezuela tiene un potencial elevado que comenzará a ser explorado en el marco del Proyecto Rafael Urdaneta. Sin embargo

esta información que venía siendo anunciada desde 2004, a la fecha no ha sufrido modificaciones sustantivas en términos de puesta en producción de ese gas libre.

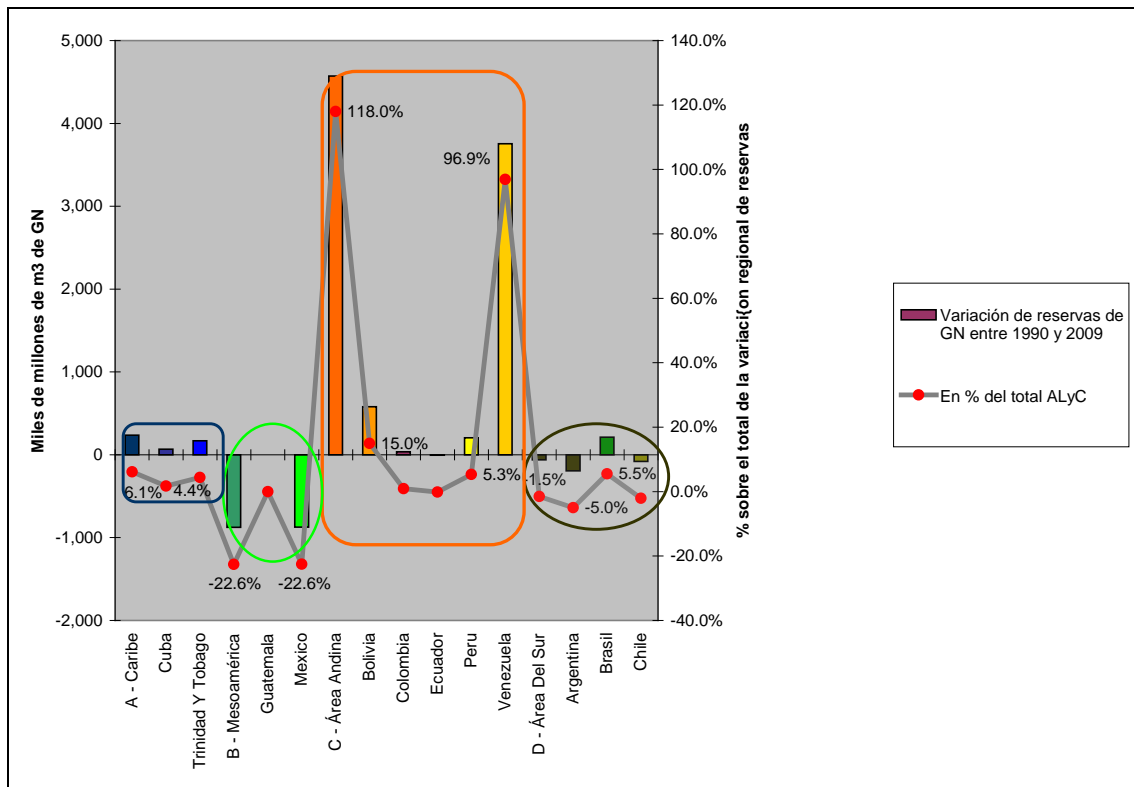
Sin embargo, en agosto de 2010, se descubrieron reservas de gas de 15 TCF (420.000 millones de metros cúbicos) en el bloque Cardón 4 del proyecto Rafael Urdaneta, operado por Petróleos de Venezuela (PDVSA) junto con la ENI, Repsol y dos filiales de Gazprom. Desde 2007, PDVSA recurre a numerosos socios para explorar gas. La empresa estatal siempre conserva la mayoría accionaria en estas sociedades.

El gobierno venezolano proyecta duplicar las reservas de gas para 2014, pero no es posible inferir con claridad la magnitud del gas libre que supone dicho incremento aún cuando no ha pasado más de una década desde que existe un mayor interés real por desarrollar este recurso. Según se analiza en el informe de Gestión de 2010 de PDVSA, el número de pozos exploratorios ha sido muy bajo y la producción de gas casi constante desde 2006 a 2010.

Por otra parte en el Área del Sur, en el caso de Argentina, el incremento de reservas ocurrido después de las reformas también obedeció mayormente a la incorporación de reservas ya descubiertas previamente por la estatal YPF. Los análisis efectuados entre correlación entre pozos exploratorios realizados y áreas donde se registraron los incrementos de reservas no mostraron coincidencia alguna.

Sólo en el caso de Brasil se registra una incorporación de reservas que aparece vinculada a la actividad exploratoria de Petrobrás, antes y después de la reforma del marco que rige la actividad de hidrocarburos, siendo esta incorporación relativamente modesta tanto para el mercado potencial de Brasil, como mucho más en términos de su peso en ALyC. Por ejemplo Las reservas probadas de GN del Pré-Sal -específicamente de la Cuenca de Santos-, fueron incluidas en los datos del año 2010, elevando sus reservas a 423 mil millones de m³ (MME, BEN, 2011), cifra que si bien puede ser significativa para Brasil, no lo es para revertir las tendencias declinantes a nivel regional.

Gráfico 4.2.4. Variación de las reservas de gas natural por países y subregiones entre 1990 y 2000. En miles de millones de m3 y porcentaje sobre el total de ALyC



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Nota: se debe considerar que en el SIEE OLADE se reportan reservas para Venezuela superiores a las estimadas por la BP.

Puede ser afirmado por lo tanto que el incremento nominal en las reservas comprobadas de gas ha estado dominado en el período por la incorporación de reservas principalmente de la subregión andina, afirmación que sería válida aún sin considerar a Venezuela y atribuible principalmente en ese caso a Bolivia y Perú, en ambos casos a partir de descubrimientos previos y con un inicio de explotación basado en precios muy bajos para el gas natural. El interés privado en el caso de Bolivia provino tanto de la posibilidad de acceder a la explotación de reservas a bajo costo operativo, pero mucho más por el papel que se asignó a Brasil como mercado para ese gas al desarrollar la conectividad con el mercado de San Pablo. En el caso de Perú, el interés provino de la rentabilidad proveniente de la extracción de líquidos aprovechando los costos hundidos de la exploración previa realizada por una petrolera de gran envergadura internacional.

Una síntesis de la evolución de las reservas de gas se presenta seguidamente.

Cuadro 4.2.2. Reservas comprobadas de gas natural entre fines de 1990 y fines de 2009. En Millones de m3 de gas

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa %a.a	Tasa%a.a	Tasa%a.a
						90-00	00-09	90-09
A - Caribe	259	349	668	640	497	9.9%	-3.2%	3.5%
Barbados	0	0	0	0	0	-0.7%	-5.0%	-2.8%
Cuba	0	0	0	74	68			
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	0	0	0	0	0			
Haiti	0	0	0	0	0			
Jamaica	0	0	0	0	0			
Rep.Dominicana	0	0	0	0	0			
Suriname	0	0	0	0	0			
Trinidad Y Tobago	259	349	668	565	429	9.9%	-4.8%	2.7%
B - Mesoamérica	1,508	1,463	1,373	702	634	-0.9%	-8.2%	-4.5%
Costa Rica	0	0	0	0	0			
El Salvador	0	0	0	0	0			
Guatemala	0.603	0.605	0.58	0	0	-0.4%		
Honduras	0	0	0	0	0			
Mexico	1,508	1,462	1,372	702	634	-0.9%	-8.2%	-4.5%
Nicaragua	0	0	0	0	0			
Panama	0	0	0	0	0			
C - Área Andina	3,850	4,630	6,475	6,782	8,421	5.3%	3.0%	4.2%
Bolivia	117	112	677	763	698	19.2%	0.3%	9.9%
Colombia	99	218	202	186	134	7.4%	-4.5%	1.6%
Ecuador	11	23	29	5	5	10.2%	-17.6%	-4.0%
Peru	201	199	246	341	406	2.1%	5.7%	3.8%
Venezuela	3,423	4,078	5,321	5,487	7,178	4.5%	3.4%	4.0%
D - Área Del Sur	873	873	1,029	812	814	1.6%	-2.6%	-0.4%
Argentina	580	613	762	445	387	2.8%	-7.2%	-2.1%
Brasil	175	211	223	321	388	2.5%	6.3%	4.3%
Chile	119	48	44	46	39	-9.5%	-1.4%	-5.7%
Paraguay	0	0	0	0	0			
Uruguay	0	0	0	0	0			
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	4,723	5,503	7,503	7,594	9,235	4.7%	2.3%	3.6%
	6,491	7,315	9,544	8,936	10,366	3.9%	0.9%	2.5%
Centro América	0.6	0.6	0.6	0.0	0.0	-0.4%	-100.0%	-100.0%
Cono Sur	708	657	805	466	400	1.3%	-7.5%	-3.0%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Una forma adicional de analizar la criticidad de las reservas de gas natural en la región, lo es presentando la evolución de la relación reservas-producción media.

Cuadro 4.2.3. Relación Reservas comprobadas-Producción anual de gas natural entre fines de 1990 y fines de 2009

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa en %	Tasa en %	Tasa en %
						a.a.	a.a.	a.a.
	90-00	00-09	90-09					
A - Caribe	39	45	41	18	11	0.6%	-13.4%	-6.3%
Barbados	6	4	5	3	6	-1.1%	1.6%	0.2%
Cuba				94	55			
Grenada								
Guyana								
Haití								
Jamaica								
Rep.Dominicana								
Suriname								
Trinidad Y Tobago	39	45	43	17	10	0.9%	-14.8%	-6.9%
B - Mesoamérica	32	32	19	9	6	-5.3%	-12.3%	-8.7%
Costa Rica								
El Salvador								
Guatemala	67	55	20			-11.2%		
Honduras								
México	32	32	19	9	6	-5.3%	-12.3%	-8.7%
Nicaragua								
Panamá								
C - Área Andina	93	95	93	75	104	-0.1%	1.3%	0.6%
Bolivia	19	18	119	60	54	20.0%	-8.3%	5.7%
Colombia	20	41	25	21	11	2.1%	-8.8%	-3.2%
Ecuador	12	23	28	3	3	8.3%	-22.6%	-7.6%
Perú	247	224	148	44	42	-5.0%	-13.1%	-8.9%
Venezuela	120	116	102	98	182	-1.6%	6.7%	2.2%
D - Área Del Sur	28	23	18	11	11	-4.3%	-5.4%	-4.8%
Argentina	26	21	18	9	8	-3.4%	-9.3%	-6.2%
Brasil	28	28	18	18	19	-4.3%	0.5%	-2.1%
Chile	56	23	18	20	24	-10.5%	3.1%	-4.3%
Paraguay								
Uruguay								
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	66	63	56	44	56	-1.6%	0.1%	-0.8%
Centro América	67	55	20			-11.2%		
Cono Sur	29	21	18	9	8	-4.3%	-8.6%	-6.4%

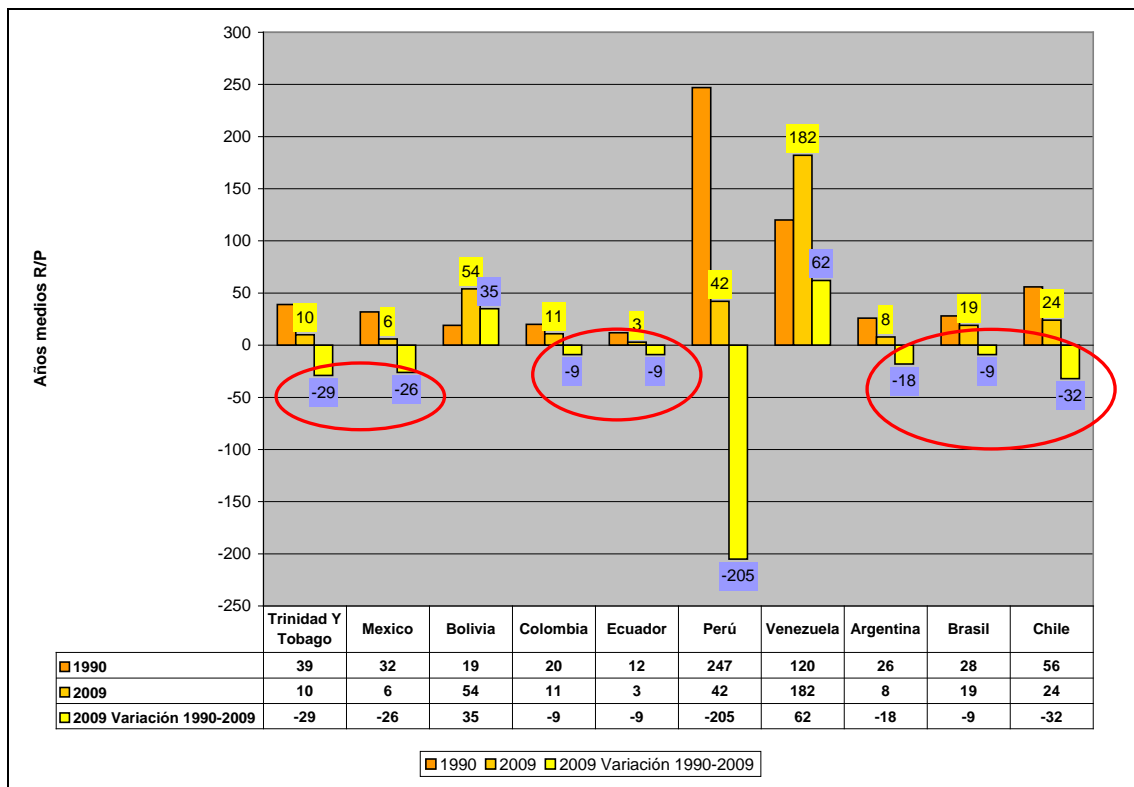
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Como se observa en todos los países de la región -con la excepción de los casos particulares de Bolivia y de Venezuela-, la relación reservas producción disminuyó en forma drástica tanto por la baja incorporación de reservas, como debido al incremento de la producción cuyas razones se explican en el apartado correspondiente al comportamiento de la demanda.

Como se dijo el caso de Venezuela debe ser tomado con extrema precaución, debido en primer lugar a su bajo nivel de producción, y luego porque sus reservas se hallan por ahora aún asociadas a petróleo en al menos 91% y además del total existente una parte muy pequeña se halla desarrollada según el informe oficial de PDVSA 2010.

En el caso de Bolivia las cifras de OLADE no recogen la revisión a la baja, pero además si registran el bajo crecimiento de los niveles de producción ocurridos tras las nuevas reformas de 2006 (Decreto Supremo y Nacionalización)

Gráfico 4.2.5. Variación de la relación R/P y valores 1990-2009. En años promedio a los niveles de producción de cada año



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Los casos de México, Trinidad y Tobago y Argentina aparecen entre los más críticos, aunque los de Colombia y Perú no se han hallado exentos de dificultades concretas entre 2009 y 2010 abriendo un espacio de debate en sus propios países en vinculación a la suficiencia de reservas y como revelarlas en el mercado a fin de generar confiabilidad y señales de expansión mas claras tanto para el desarrollo del mercado de gas como para el eléctrico.

Para comprender mejor el alcance real de este problema se abordará en primer lugar la evolución de la demanda en cada caso y luego la oferta, incluyendo el comercio exterior de gas.

Antes de hacerlo conviene señalar que, si se consideran únicamente como reservas de gas libre al 10% de las de Venezuela, las reservas comprobadas de gas en la

región serían de un total de 100 a 140 TCF según distintas fuentes, mientras que la producción en 2009 superaba ya los 10Tcf año.

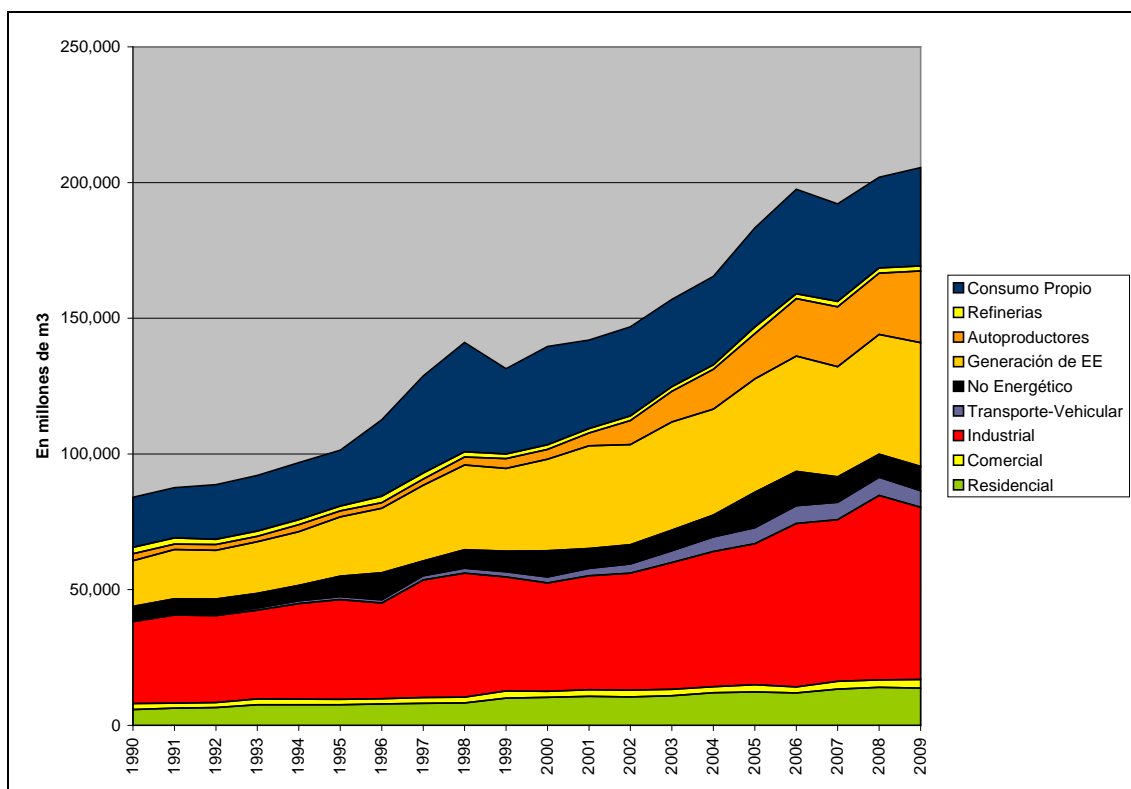
Es decir lejos de las afirmaciones corrientes acerca del gas abundante en la región se concluiría que el gas es un recurso existente, con potenciales quizás aún muy grandes (en gas convencional y no convencional según se vio en el Informe I), pero que requerirán un gran esfuerzo de exploración y certificación de reservas para poder disponer de ellas en el mercado. Como luego será mostrado este tema no incluye sólo la variable “precios suficientes o estímulos a través de señales de precios adecuadas”, como corrientemente se afirma, sino una serie de condiciones mas robustas de planificación energética integral y acuerdos entre gobiernos y empresas, entre empresas estatales y privadas y entre las autoridades económicas y energéticas respecto al destino de la renta de los hidrocarburos.

4.3. La Demanda de gas natural

4.3.1. La demanda total regional y por sectores

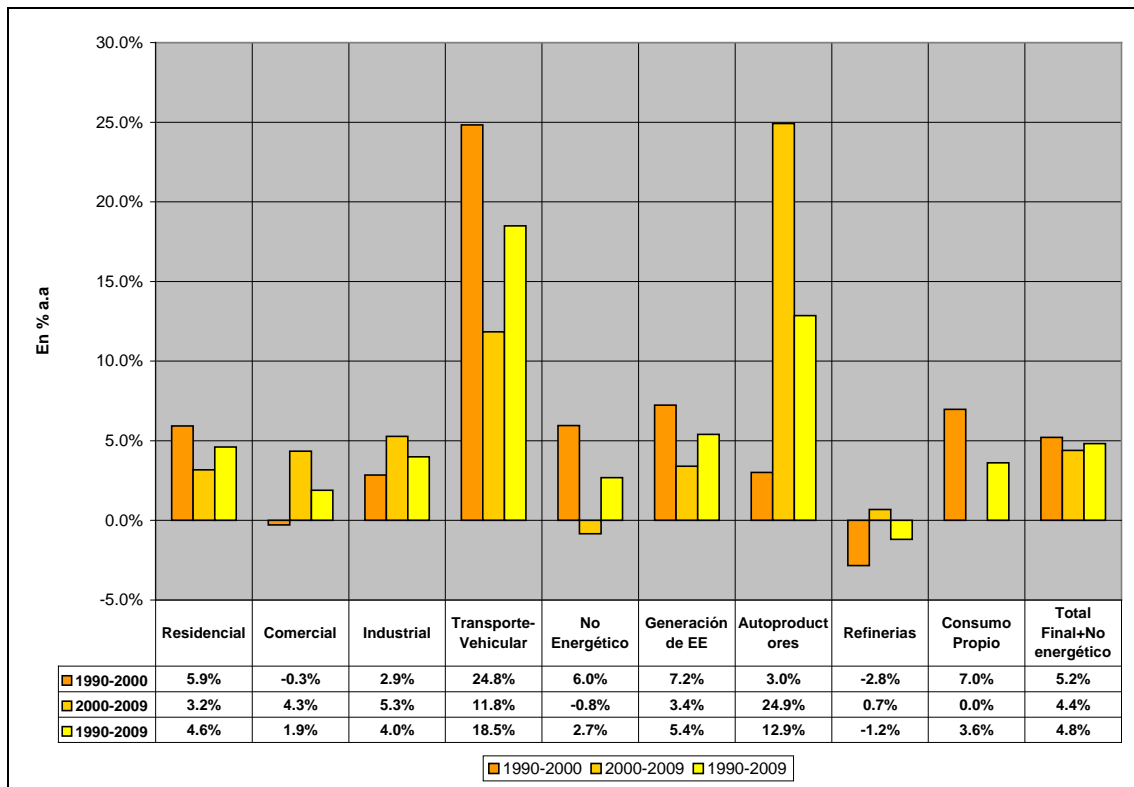
La demanda total de gas natural, compuesta por la de los sectores de demanda final, no energética, para consumo propio y la intermedia (básicamente generadores de EE), creció a una tasa media del 4.8% a.a entre 1990 y 2009 (a más del 5.2 entre 1990 y 2000 y al 4.4% a.a. entre 2000 y 2009).

Gráfico 4.3.1.1. Evolución de la demanda satisfecha (o consumo)de gas natural entre 1990 y 2009



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Gráfico 4.3.1.2. Tasas anuales medias de crecimiento de la demanda satisfecha (o consumo) de gas natural entre 1990 y 2009

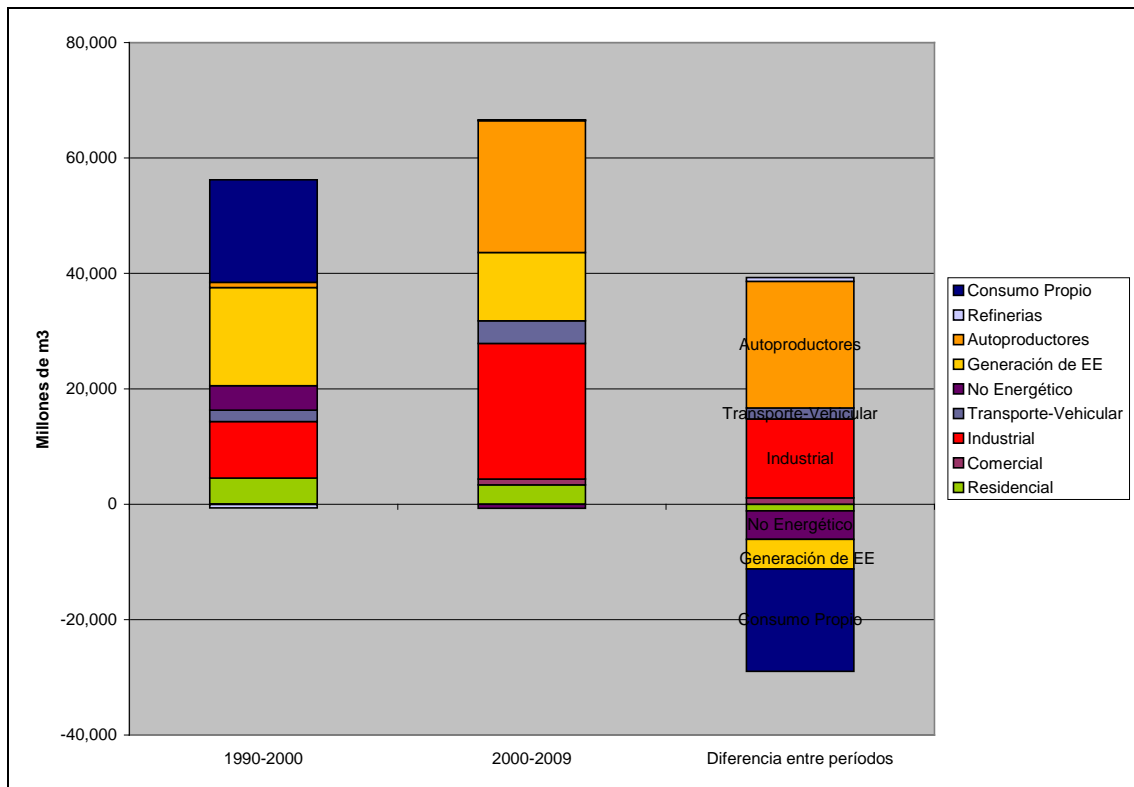


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Los sectores que más dinamizaron el crecimiento han sido el sector de generación de electricidad (44% del total), la industria (27%) y el consumo propio en yacimientos (15%). La contribución del sector residencial y comercial dio cuenta del 6.5% y el de transporte (GNV o GNC) 5%.

Desde el punto de vista de las tasas de crecimiento el sector vehicular fue el de más rápido desarrollo, especialmente entre 1990 y 2000 (aunque también entre 2000y 2009) y el de generación incluyendo a los autoprodutores donde el papel de México fue crucial para dar cuenta de este resultado.

Gráfico 4.3.1.3. Variación del consumo de gas natural entre 1990 y 2009 según sectores y períodos en ALyC



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

En el gráfico siguiente se tiene una caracterización de los distintos mercados de gas.

México presenta el mayor tamaño de mercado desde el punto de vista del volumen de consumo. Pero este consumo se destina principalmente a generación eléctrica, a la industria y al consumo propio de la industria petrolera, por lo cual no puede ser considerado un mercado diversificado. Al mismo tiempo este consumo se basa en un importante volumen de gas importado de los Estados Unidos hecho remarcado en la última década, pero que no pareció registrarse con igual fuerza entre 1990 y 2000 cuando México, por el contrario exportaba a los EUA aún cuando la historia de estos intercambios es compleja y México no logró nunca integrar sus mercados regionales. El hecho de que PEMEX estuviera continuamente sujeta a unas retenciones por parte de la Hacienda pública ha sido señalado como uno de los mayores obstáculos para poder realizar sus funciones como empresa petrolera. Al mismo tiempo los contratos por servicios con actores privados no produjeron los resultados esperados.

El segundo mercado en importancia por su tamaño, pero también por su altísima diversificación es el de la Argentina. Mientras que en la década de 1990 a 2000 el impulso al consumo provino de la generación eléctrica, del mercado externo y del incremento en el consumo residencial y comercial, disminuyendo las importaciones marginales que provenían de históricas relaciones con Bolivia, entre 2000 y 2009 no solo redujo drásticamente sus exportaciones sino que se vio obligado a importar cantidades crecientes. El sector de mayor variación de la demanda fue en este

período el industrial en un todo de acuerdo con la reactivación producida en el contexto de sus mejoras de competitividad industrial y mejor inserción en el nuevo orden mundial.

El tercer mercado en la región, dominante para el Caribe es Trinidad y Tobago, cuya principal actividad es la exportación de GNL, la transformación petroquímica y secundariamente el consumo industrial y la generación de electricidad. Su desarrollo ha sido muy importante entre 2000 y 2009 pari pasu con la mejora de los precios de exportación del gas y la mayor demanda de GNL.

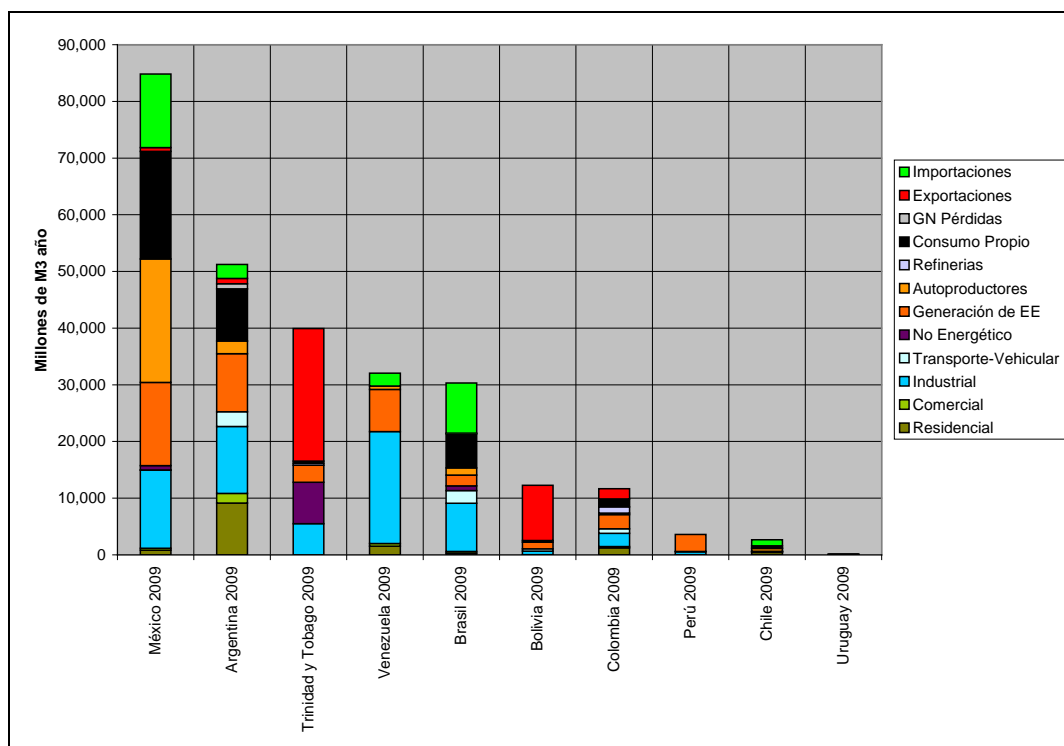
Venezuela ocupa el cuarto lugar con una industria del gas muy poco desarrollada donde las actividades impulsoras son el consumo industrial, buena parte del cual se destina al consumo propio de la industria petrolera y del gas, la petroquímica y la generación de electricidad. Entre 2000 y 2009 registra por primera vez importaciones desde Colombia (desde el 2008). Las mismas son utilizadas por la petroquímica y por campos que opera Chevron en ambos países⁶². Las exportaciones de gas desde Colombia a Venezuela debieron ser suspendidas durante parte de 2009 y 2010 a raíz de la crisis de abastecimiento de gas en Colombia originada por una mayor demanda termoeléctrica vinculada con el fenómeno periódico de El Niño frente al cual Colombia presenta un sistema de respaldo térmico y una regulación específica como lo es el cargo por confiabilidad percibido por los generadores eléctricos.

El quinto mercado en importancia es el de Brasil, cuyo principal uso es el destinado al sector industrial de San Pablo, siendo reducido en otros sectores. Sin embargo entre 2000 y 2009 el gas destinado a transporte y para generación térmica impulsó la demanda total de gas junto a la industria. Brasil depende en parte, como es sabido, del gas importado de Bolivia. A pesar de ser un mercado incipiente, con desarrollos previos acotados, no se ha desarrollado a las tasas que eran previstas en la década de los noventa cuando se construyó el gasoducto desde Bolivia a San Pablo.

Colombia presenta por su parte un mercado altamente diversificado -logro que se debió a políticas explícitas de masificar el uso del gas a comienzos de los noventa, pero que se concretó desde 1997 en adelante-, donde el número de consumidores residenciales supera actualmente a los 5.3 millones de usuarios siendo el segundo después de la Argentina en el desarrollo del gas domiciliario. Los principales sectores impulsores han sido la industria, el mercado residencial, comercial y vehicular y sin duda el termoeléctrico que tiene la particularidad de originar picos de demanda periódicos muy distintos a los picos que suelen originar regularmente las demandas domiciliarias en países con estacionalidad climática marcada por períodos invernales como son Argentina o Chile y Uruguay. Por caso entre octubre de 2009 y abril de 2010 la demanda termoeléctrica ha representado entre 40 y 50% de la demanda total llevando a ésta a un nivel de mas de 1000 MPCD, mientras que la demanda media entre 2007 y 2011 fluctuó en un nivel de 700 a 800 MPCD y la proporción de la demanda térmica sobre la total osciló entre 14 y 29% de la total. Como se ha visto en el informe II esta particularidad ha tenido serias consecuencias para la coordinación de la regulación gas-electricidad.

⁶² Chevron junto a ECOPEL, explotan los campos de Ballena-Chuchupa y Río Hacha en la Guajira.

Gráfico 4.3.1.4. Estimación del tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores estimación año 2009



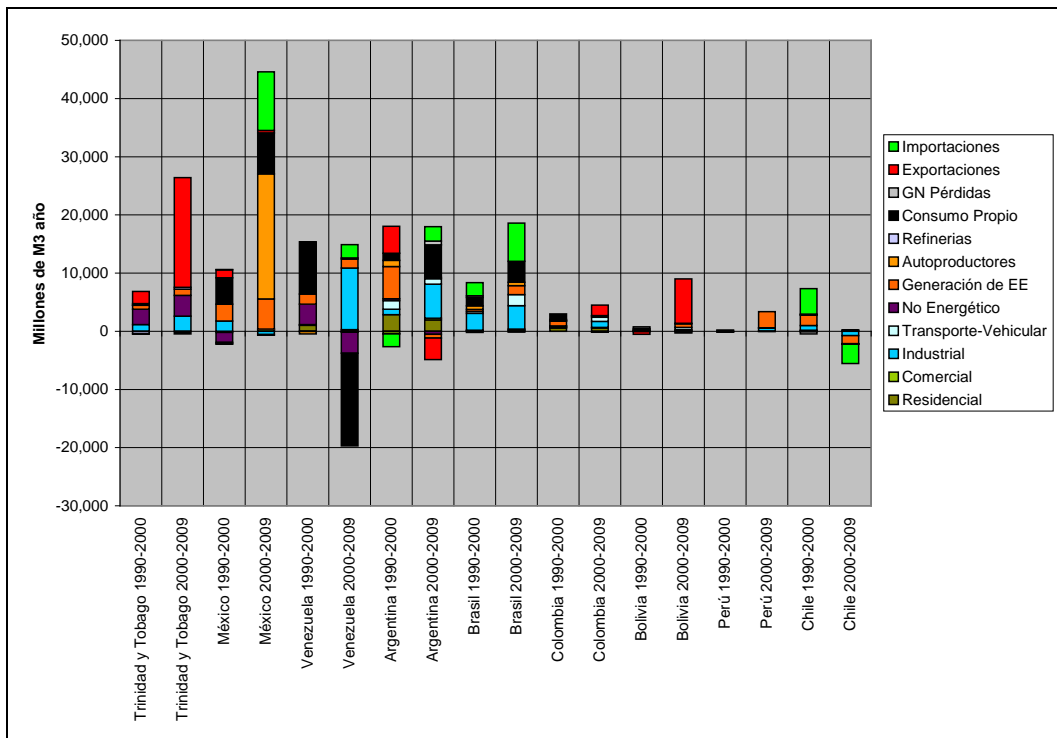
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Por su parte Bolivia destina el grueso de su producción a la exportación, siendo el mercado interno reducido aunque creciente en la última década con usos termoeléctricos e industriales como principales motores.

En el caso del Perú, el gas llegó a Lima sólo en 2004 y a partir de allí ha tenido un importante crecimiento impulsado por el sector termoeléctrico y el industrial.

Sin embargo las cifras históricas no registran aún el tipo de problema que presenta el Perú, por cuanto cerca de un tercio de sus reservas comprobadas tiene como destino la exportación tras la liquefacción del GN en la planta Perú LNG. La disponibilidad de gas barato, pensado como estímulo al desarrollo del proyecto de Camisea a comienzos de la última década, atrajo masivas inversiones termoeléctricas instaladas a las puertas de Lima que condujeron, ya hacia 2009, a una saturación anticipada del sistema de transporte de gas y a un profundo debate acerca del futuro destino del gas en base a proyecciones de oferta y demanda totales (Osinermin, 2009).

Gráfico 4.3.1.5. Variación del tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores estimaciones 1990-2000 y 2000-2009



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

En el caso de Chile, como es sabido el principal desarrollo del mercado de gas a nivel nacional se produjo sobre la base de hipótesis de gas abundante y barato desde la Argentina, lo que explica las figuras contradictorias que se pueden observar en el gráfico 4.3.1.5 entre el incremento ocurrido entre 1990 y 2000 y el registrado entre 2000 y 2009. Si bien el principal sector de consumo son las plantas termoeléctricas, el desarrollo de los sectores domiciliario e industrial se hallaba en la idea central de esta integración producida a partir básicamente de actores e inversiones privadas avaladas por acuerdos gubernamentales.

En el caso del Uruguay el desarrollo del mercado también se realizó sobre hipótesis de gas importado desde la Argentina y su muy incipiente desarrollo quedó interrumpido momentáneamente.

Por último el caso de la República Dominicana es por ahora singular en cuanto importa GNL para generación de electricidad.

El siguiente cuadro revela la disparidad no sólo de los tamaños de los distintos mercados sino también la de su estructura, lo que corresponde a las distintas etapas históricas en que cada país incorporó al GN en su matriz energética, a la visualización de este combustible en relación al resto de los sustitutos reales y potenciales, a diversos marcos institucionales y a la historia concreta de cada país en lo que respecta al desarrollo del sector energía, políticas de precios e incentivos y disponibilidad de recursos. Ello hace que no sea posible una comparación lineal entre ellos y menos aún extraer conclusiones simplistas.

Cuadro 4.3.1.1. Estimación del tamaño de los mercados de gas en ALyC- Año 2009- En MPCD

Pais	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte Vehicular	No Energético	Generación de EE	AP+PIE	Expo	Impo	Total demandas	%de importacion es sobre demandas
México	81	31	1334	1	74	1422	2107	65	1255	5115	25%
Argentina	885	163	1142	255	0	990	214	91	239	3740	6%
Trinidad y Tobago	0	0	533	0	706	290	2	2262	0	3793	0%
Venezuela	148	44	1910	1	0	719	59	0	221	2882	8%
Brasil	28	29	824	215	83	183	122	0	856	1484	58%
Bolivia	4	0	61	38	0	113	0	943	0	1160	0%
Colombia	120	21	227	76	0	243	25	174	0	886	0%
Perú	0	1	52	5	0	290	0	0	0	349	0%
Chile	42	14	4	2	0	0	50	0	104	110	94%
República Dominicana			1			83			89	84	106%
Uruguay	1	1	3	0	0	0	0	0	7	6	124%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

4.4. La producción de gas natural

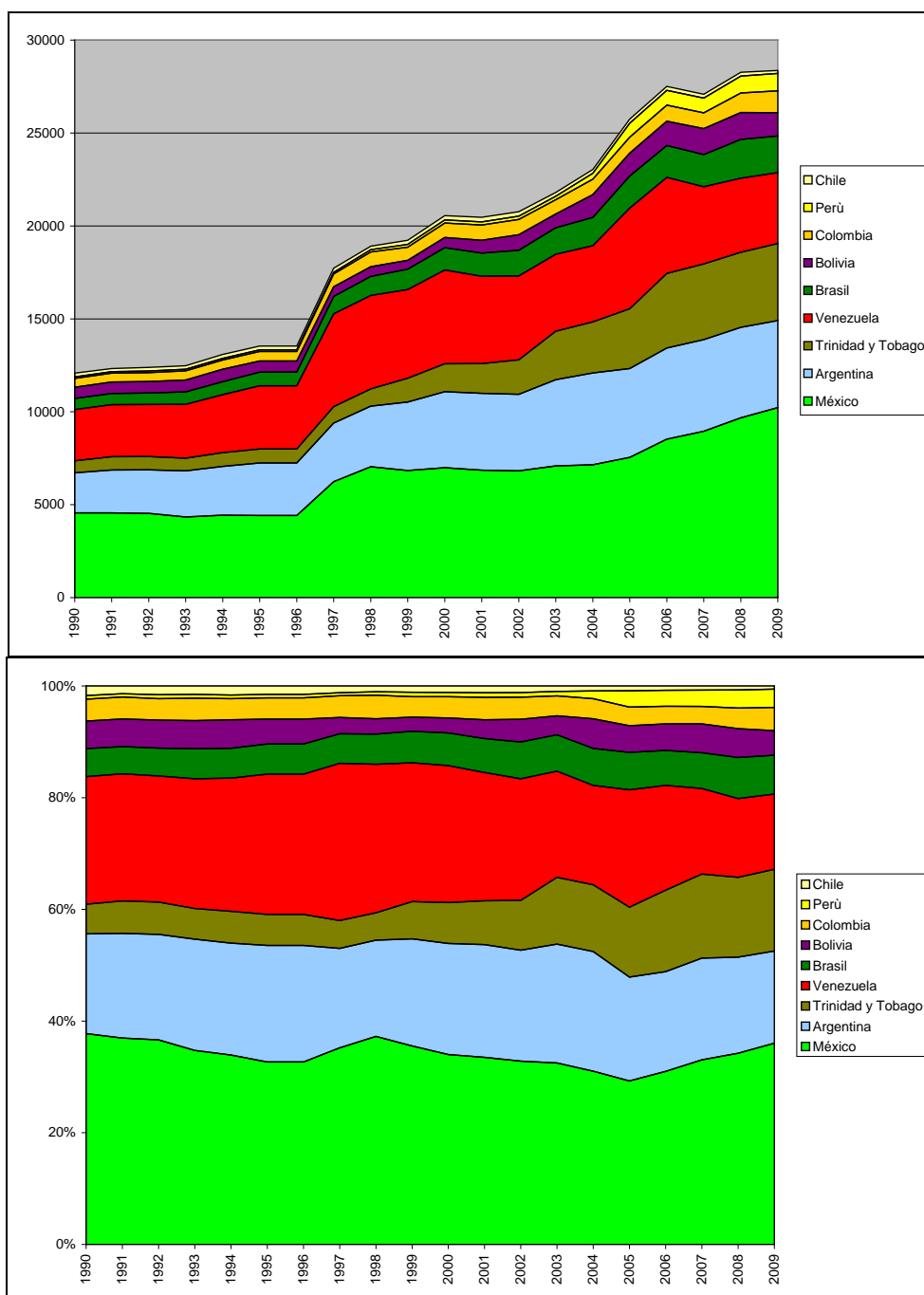
Cuando se analiza la producción de gas natural por países se observa que ella no obedeció totalmente a su abundancia relativa- en términos reservas- sino más bien al comportamiento de la demanda que a su vez respondió a orientaciones de política energética y a distintos marcos de regulación y decisiones políticas públicas y privadas principalmente respecto al abastecimiento eléctrico en una gran cantidad de casos o decisiones de exportación del recurso con fines de monetizar reservas (ej. México, Argentina, Bolivia, Trinidad y Tobago). Dado que toda generalización respecto a esta última afirmación es vaga, debido a la particularidad ya mencionada de cada país, la misma debe ser relativizada con base a los datos de las secciones anteriores..

Así el principal país productor ha sido México, seguido por Venezuela, Argentina y Trinidad & Tobago, con niveles muy inferiores cuando se consideran Brasil, Colombia, Bolivia y Perú, siendo marginal la producción de Chile y otros países que siquiera se han incluido aquí como Cuba, Barbados o Cuba donde la producción es ínfima (ver gráfico 4.4.1).

Por otra parte el comportamiento de la oferta fue muy distinto entre 1990 y 2000 con respecto al registrado entre 2000 y 2009.

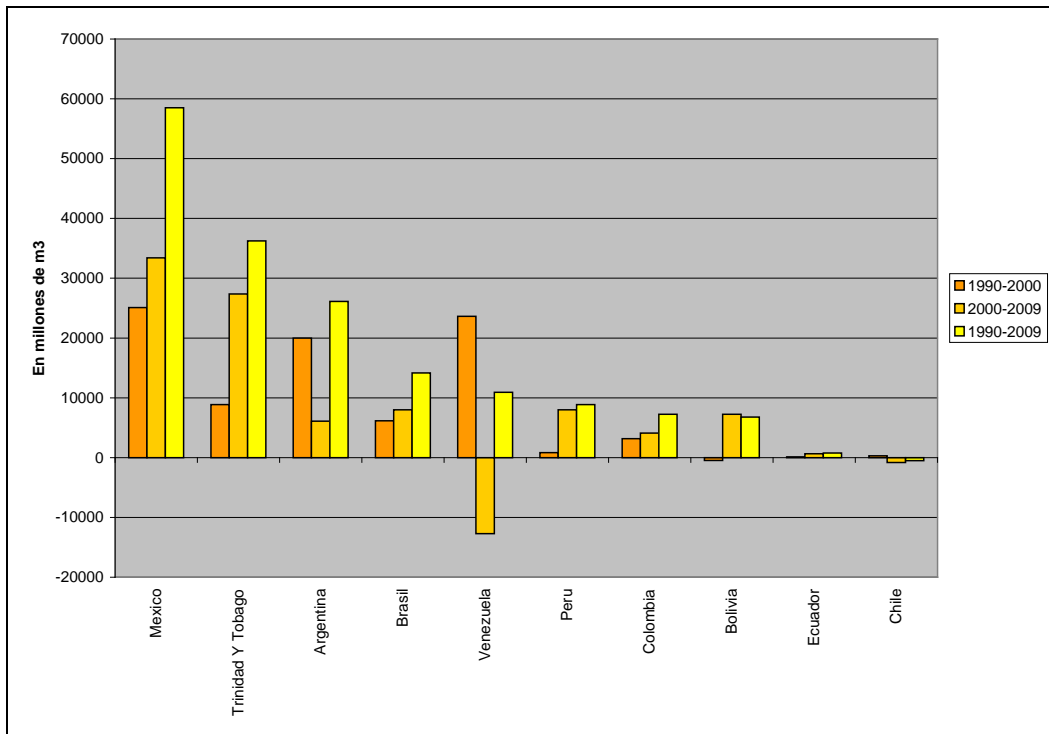
Argentina y Venezuela fueron los países que presentaron cifras de producción incremental entre 2000 y 2009, muy inferiores o aún negativas respecto al incremento logrado entre 1990 y 2009. Todos los restantes produjeron incrementos durante la última década superiores a los de anterior y con proporciones que superan al 50% de la variación de la oferta entre 1990 y 2009 (ver gráfico 4.4.3). Lo curioso es que estos comportamientos se dieron bajo distintas políticas de precios, regulatorias y marcos institucionales.

Gráfico 4.4.1. Producción de gas por país período 1990-2009
En MPCD y en porcentaje



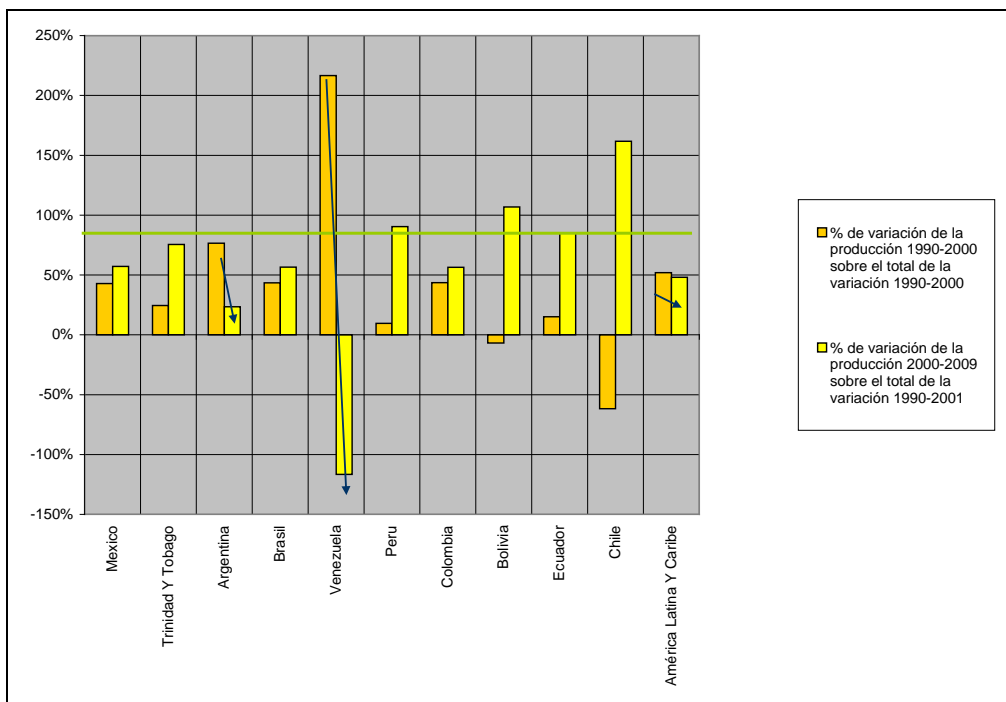
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Gráfico 4.4.2. Incremento en la producción de gas por país: períodos 1990-2000, 2000-2009 y 1990-2009
En Millones de m3 año



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Gráfico 4.4.3. Incremento en la producción de gas por país: períodos 1990-2000, 2000-2009 y 1990-2009
En porcentajes



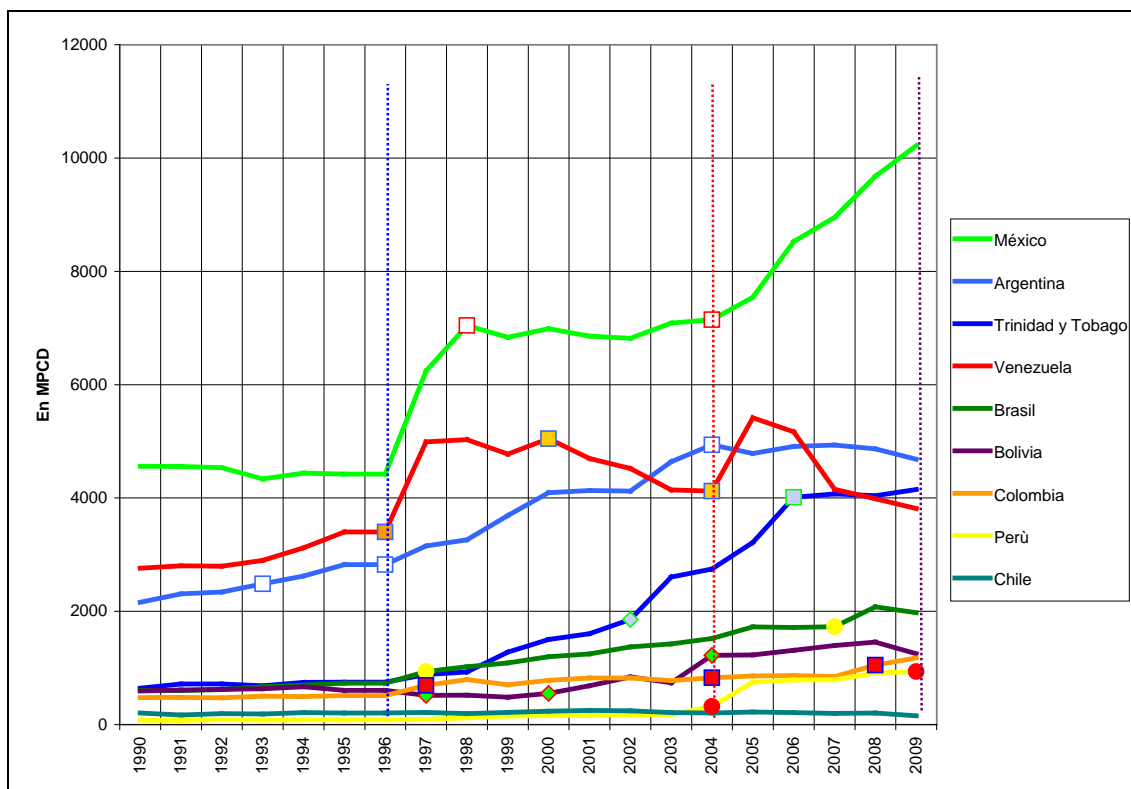
Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 4.4.1. Producción de gas natural en Millones de m3 por año 1990-2009

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa % a.a.	Tasa % a.a.	Tasa % a.a.
						90-00	00-09	90-09
A - Caribe	6,713	7,826	16,137	34,071	44,149	9.2%	11.8%	10.4%
Barbados	34	47	38	31	20	1.1%	-6.9%	-2.8%
Cuba	34	17	574	791	1,229		8.8%	20.8%
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	0	0	0	0	0			
Haiti	0	0	0	0	0			
Jamaica	0	0	0	0	0			
Rep.Dominicana	0	0	0	0	0			
Suriname	0	0	0	0	0			
Trinidad Y Tobago	6,645	7,762	15,525	33,250	42,900	8.9%	12.0%	10.3%
B - Mesoamérica	47,128	45,709	72,257	77,967	105,641	4.4%	4.3%	4.3%
Costa Rica	0	0	0	0	0			
El Salvador	0	0	0	0	0			
Guatemala	9	11	29	0	0	12.4%		
Honduras	0	0	0	0	0			
Mexico	47,119	45,698	72,227	77,967	105,641	4.4%	4.3%	4.3%
Nicaragua	0	0	0	0	0			
Panama	0	0	0	0	0			
C - Área Andina	41,333	48,602	68,633	86,937	75,906	5.2%	1.1%	3.3%
Bolivia	6,152	6,235	5,687	12,716	12,923	-0.8%	9.5%	4.0%
Colombia	4,935	5,312	8,090	8,865	12,179	5.1%	4.7%	4.9%
Ecuador	913	1,014	1,030	1,608	1,690	1.2%	5.7%	3.3%
Peru	812	887	1,661	7,759	9,672	7.4%	21.6%	13.9%
Venezuela	28,521	35,154	52,165	55,989	39,441	6.2%	-3.1%	1.7%
D - Área Del Sur	30,669	38,859	57,141	69,605	70,435	6.4%	2.4%	4.5%
Argentina	22,306	29,204	42,306	49,475	48,418	6.6%	1.5%	4.2%
Brasil	6,242	7,552	12,399	17,836	20,408	7.1%	5.7%	6.4%
Chile	2,120	2,103	2,436	2,294	1,608	1.4%	-4.5%	-1.4%
Paraguay	0	0	0	0	0			
Uruguay	0	0	0	0	0			
E - América Del Sur	72,002	87,461	125,774	156,542	146,340	5.7%	1.7%	3.8%
América Latina Y Caribe	125,843	140,997	214,168	268,581	296,131	5.5%	3.7%	4.6%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

**Gráfico 4.4.4. Producción de gas por país período 1990-2009.
En MPCD y en porcentaje**



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

El gráfico 4.4.4 muestra el comportamiento de la producción de gas por país y los principales hitos que se identifican y explican a continuación.

- En el caso de México los hitos marcan el ingreso de primero contratistas privados en la producción de PEMEX y luego de 2004 las políticas respecto a incorporar a los PIE, junto con un programa de inversión masiva para incrementar la producción de gas por parte de PEMEX, lo que sin una correlativa política de exploración tanto en términos de inversión como de hallazgos, condujeron a una preocupante disminución de la relación reservas-producción (menos de 6 años en 2009).
- En el caso de Venezuela los hitos marcan: a) los resultados de la incorporación de contratistas en Venezuela durante la apertura (1996), junto al incremento de la producción petróleo (monetización en contexto de bajos precios); b) la crisis de PDVSA concomitante con el cambio político (1999, 2002-2003) y c) la reestructuración de PDVSA con el aumento logrado -junto al producción de crudo en 2005- y la posterior declinación de ésta última (capítulo 2 de este Informe), lo que indica la dificultad de Venezuela para desarrollar el gas no asociado, política que se lanza sólo hacia 2005 y que por ahora ha dado resultados en algunas incorporaciones de reservas. Esto explica la necesidad de importar gas desde Colombia hasta 2012, lo que se esperaba o espera ocurra luego como reversión del flujo con gas desde Venezuela a Colombia y respaldo para el sistema de ese país.

- En el caso de Argentina los hitos son; a) privatizaciones tras las reformas de 1989-1992 con crecimiento de la producción estimulada por la generación termoeléctrica 1990-1998 y exportaciones a Chile, Brasil y Uruguay desde 1997; b) crisis del gas en 2004, con precios primero congelados y luego liberados en contexto de escasez con políticas de mercados segmentados y administrados desde el Estado y con progresivos cortes de exportaciones y suministro a industrias.
- En Trinidad Tobago el incremento de la producción es concomitante con la mayor demanda mundial y los precios internacionales de exportación del GNL, pero los incrementos de producción no van acompañados de la incorporación de nuevas reservas (la relación reservas-producción pasa de 39 años en 1990 a sólo 10 en 2009).
- En Brasil los hitos corresponden a los siguientes sucesos: a) reforma del sector Hidrocarburos y decisión de importar gas de Bolivia; b) crisis con Bolivia tras la nacionalización de 2006 y alza de los precios, junto a una mayor preocupación por la producción de gas interno acompañado por una fuerte política de alineación de los precios internos con los internacionales.
- En Colombia los hitos corresponden a la siguiente secuencia: a) concreción del Plan de Masificación de Gas declarado en 1990-1992 y concretado con la construcción de los gasoductos del sistema del interior del país a partir de 1997; b) creación de la ANH en 2004; c) capitalización de ECOPETROL y decisión de exportar gas a Venezuela (2008).
- En Bolivia los principales cambios se dan: a) con la capitalización de YPF y luego la cesión a Petrobras del campo de San Antonio con la consecuente exportación a Brasil desde 1998; b) disconformidad con los resultados de la capitalización por temas vinculados a la captura de la renta y política de monetización de reservas manifestada en 2004-2005 y que culmina con el Decreto supremo y nacionalización en 2006; c) subsecuente dificultad para incrementar la producción para abastecer mayores requerimientos internos y de Argentina, a la vez que cumplir con los compromisos de exportación a Brasil.
- Por último en el Perú, los hitos son: a) la llegada del gas de Camisea a Lima; b) el creciente desarrollo del mercado hasta 2009 cuando se produce una transitoria pero preocupante crisis de oferta respecto a la creciente demanda.

De este modo se observa que de distintos modos- y por razones no siempre coincidentes- los hitos referidos a la oferta de gas se alinean sobre mediados de los noventa -visualizables como correspondiendo a la primera parte de las reformas de los noventa en los mercados de hidrocarburos y eléctrico-; hacia 2004-2006 y hacia 2009 coincidiendo con los cambios ocurridos tanto en el escenario mundial como en diversos países a raíz de ciertos resultados de cambios de política con signos diversos (Argentina, Venezuela, Bolivia dentro de un grupo altamente heterogéneo; Brasil, Perú y Colombia en un camino diverso y también muy particular según cada caso y México y Trinidad y Tobago como casos totalmente diferenciados. A pesar de esta altísima heterogeneidad, los problemas en torno a la seguridad de suministro de gas no parecieran hallarse resueltos, lo que sin duda se replica en vulnerabilidad potencial de los sistemas eléctricos que, como visto en el capítulo 3 de este informe, reposa aún fuertemente en el sector termoeléctrico.

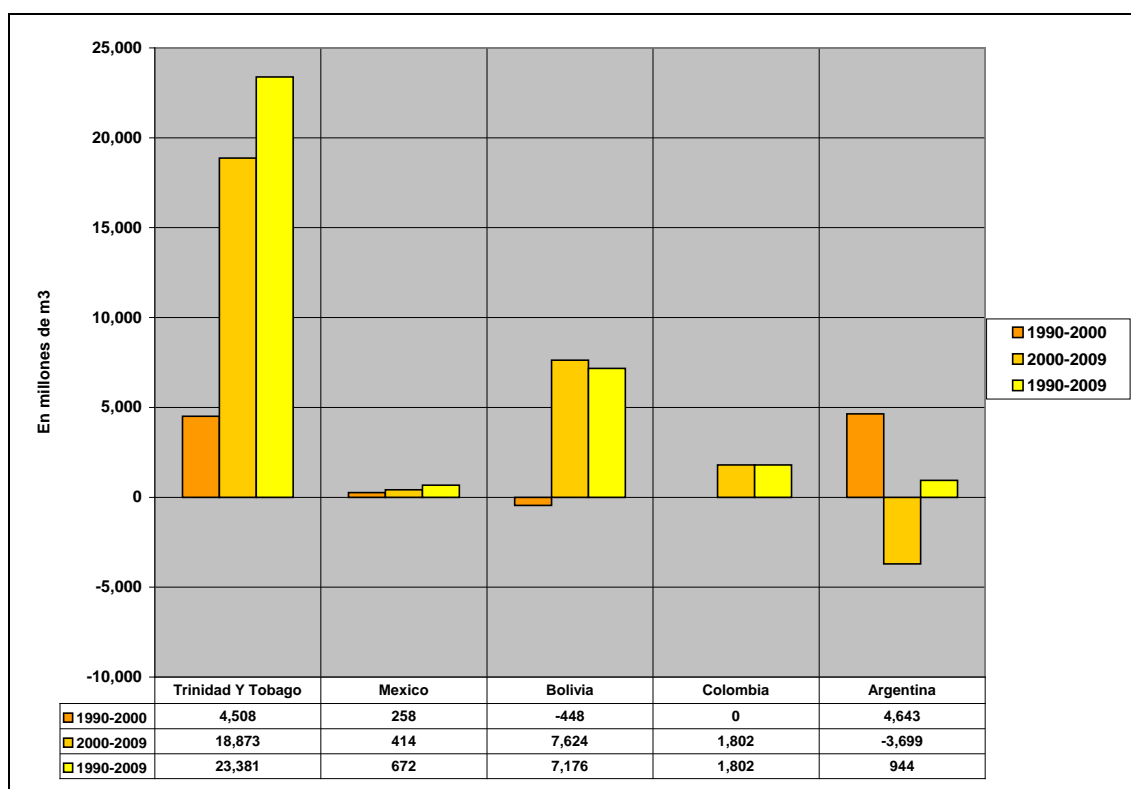
4.5. El comercio exterior de gas natural

4.5.1. Las exportaciones

Las exportaciones de gas natural tuvieron un comportamiento muy diferenciado según los países, los subperíodos y las subregiones.

Una clara representación de dicho comportamiento se infiere del gráfico siguiente.

Gráfico 4.5.1.1. Variación en el volumen exportado de gas natural por países y períodos. En millones de m³



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Salvo el caso de Trinidad y Tobago (México en una medida insignificante), las exportaciones disminuyeron entre 2000 y 2009. En ningún caso sin embargo dichas exportaciones fueron acompañadas de un incremento de las reservas. En el caso de Argentina la caída implicó la anulación total de exportaciones después de 2010.

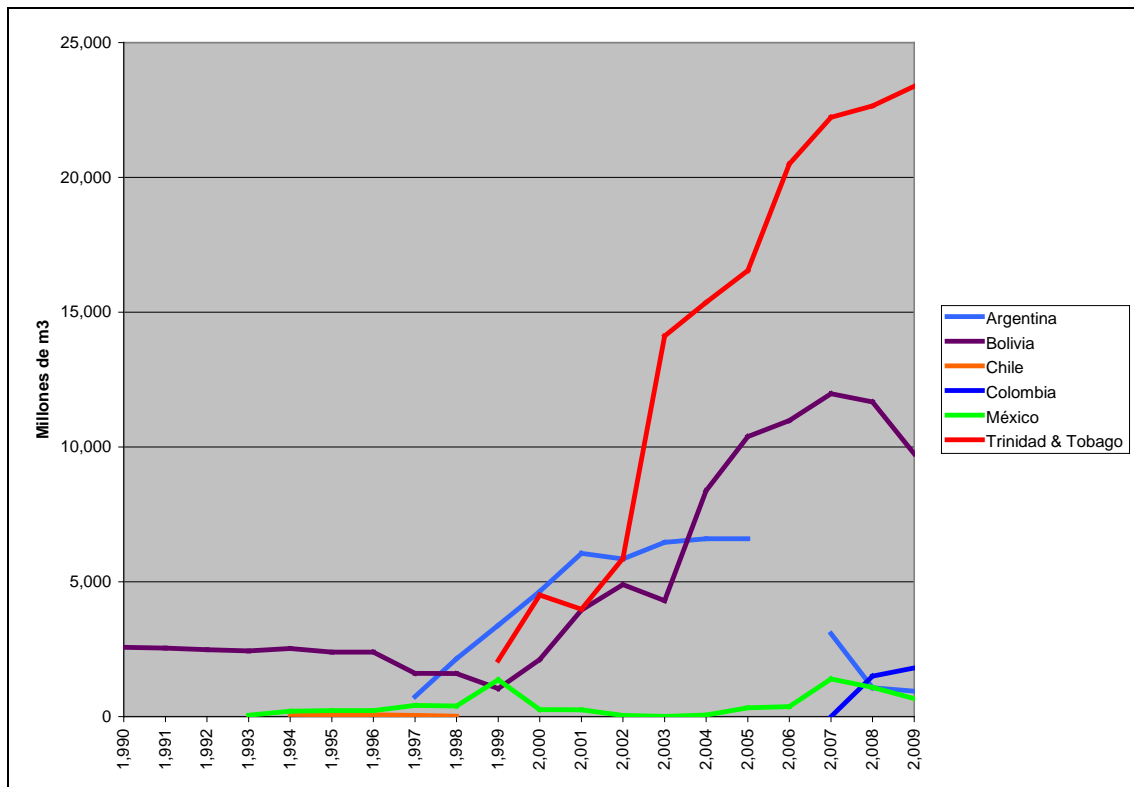
En el caso de Bolivia, Trinidad Tobago y Colombia las exportaciones realizadas entre 2000 y 2011 se beneficiaron de los mayores precios internacionales, en cambio en Argentina los mayores volúmenes se registraron durante el período de precios más bajos.

Cuadro 4.5.1.1. Exportaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m3-año

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	0	0	4,508	16,547	23,381		20.1%	
Barbados	0	0	0	0	0			
Cuba	0	0	0	0	0			
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	0	0	0	0	0			
Haiti	0	0	0	0	0			
Jamaica	0	0	0	0	0			
Rep. Dominicana	0	0	0	0	0			
Suriname	0	0	0	0	0			
Trinidad Y Tobago	0	0	4,508	16,547	23,381		20.1%	
B - Mesoamérica	0	222	258	329	672		11.2%	
Costa Rica	0	0	0	0	0			
El Salvador	0	0	0	0	0			
Guatemala	0	0	0	0	0			
Honduras	0	0	0	0	0			
Mexico	0	222	258	329	672		11.2%	
Nicaragua	0	0	0	0	0			
Panama	0	0	0	0	0			
C - Área Andina	2,569	2,394	2,121	10,387	11,548	-1.9%	20.7%	8.2%
Bolivia	2,569	2,394	2,121	10,387	9,745	-1.9%	18.5%	7.3%
Colombia	0	0	0	0	1,802			
Ecuador	0	0	0	0	0			
Peru	0	0	0	0	0			
Venezuela	0	0	0	0	0			
D - Área Del Sur	0	68	4,643	6,600	944		-16.2%	
Argentina	0	0	4,643	6,600	944		-16.2%	
Brasil	0	0	0	0	0			
Chile	0	68	0	0	0			
Paraguay	0	0	0	0	0			
Uruguay	0	0	0	0	0			
E - América Del Sur	2,569	2,462	6,764	16,987	12,492	10.2%	7.1%	8.7%
América Latina Y Caribe	2,569	2,684	11,530	33,864	36,544	16.2%	13.7%	15.0%
Centro América	0	0	0	0	0			
Cono Sur	0	68	4,643	6,600	944		-16.2%	

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Gráfico 4.5.1.2. Exportaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m³-año

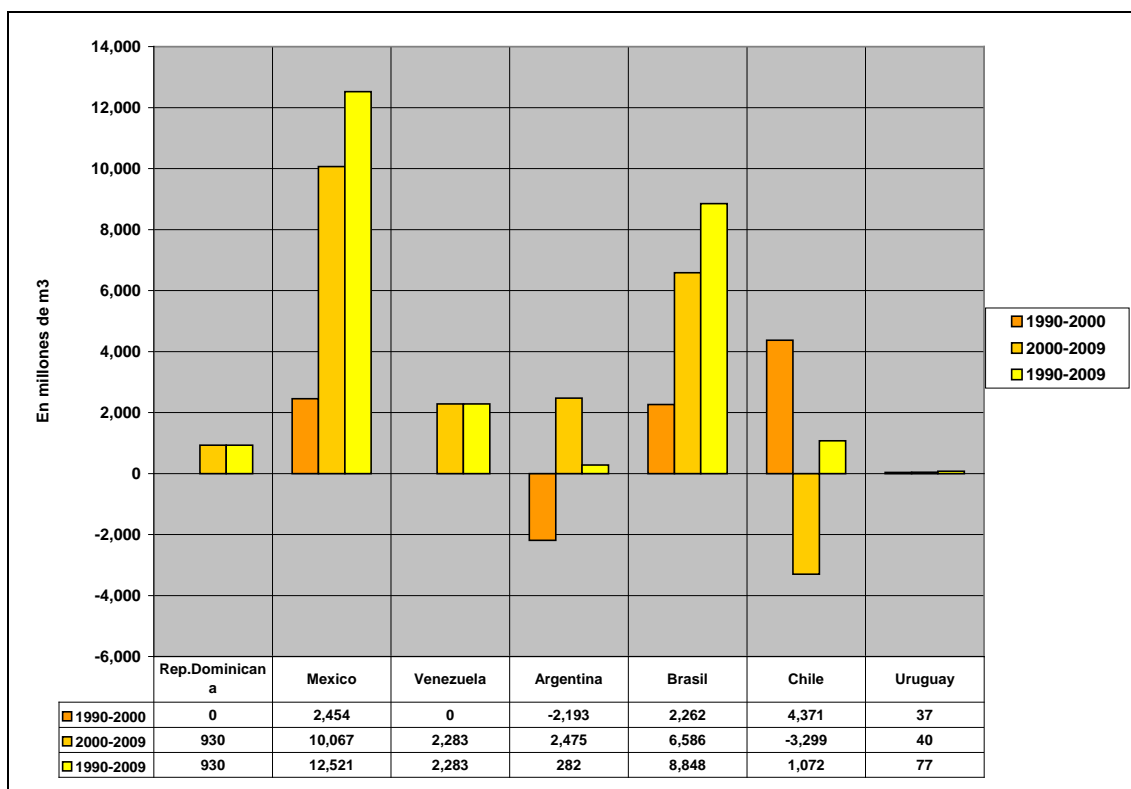


Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

4.5.2. Las importaciones

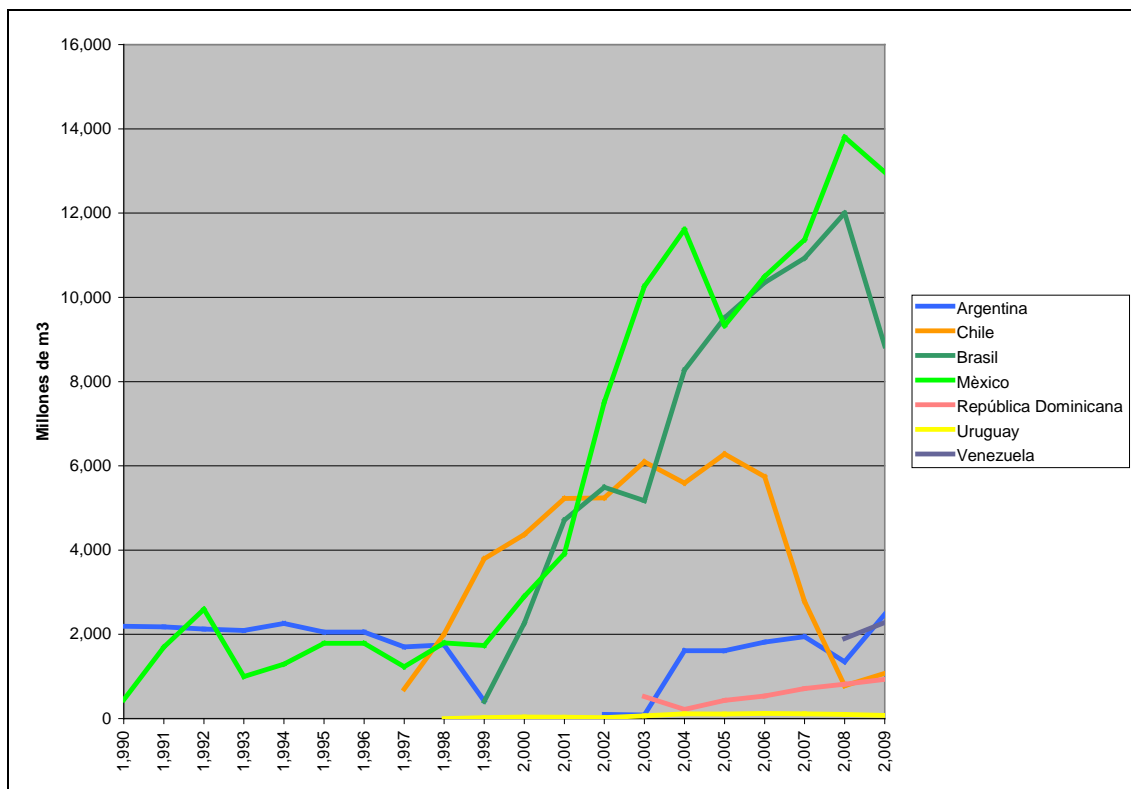
El mayor crecimiento de las importaciones se produjo en el período 2000-2009, en un proceso liderado por México y Brasil, el primero importando desde los EUA y Brasil principalmente desde Bolivia y algún volumen de GNL vía buques regasificadores. Las importaciones de Venezuela corresponden al gas importado desde Colombia. En el caso de Argentina las importaciones mostraron y continúan mostrando una tendencia creciente y proviene de Bolivia y desde parte de 2009, 2010 y 2011 en una proporción creciente vía GNL por buque regasificador y gas extraregional. La disminución reflejada en el caso de Chile se debe a las interrupciones del gas argentino y a que para 2009 recién comenzó a importar GNL vía la Planta LNG Quintero con provisión de gas extraregional.

Gráfico 4.5.2.1. Variación en el volumen importado de gas natural por países y períodos. En millones de m3



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Gráfico 4.5.2.2. Importaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m³-año



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 4.5.2.1. Importaciones de Gas Natural en LAyC. Período 1990-2009. En millones de m³-año

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	0	0	0	432	930			
Barbados	0	0	0	0	0			
Cuba	0	0	0	0	0			
Grenada	0	0	0	0	0			
Guyana	0	0	0	0	0			
Haiti	0	0	0	0	0			
Jamaica	0	0	0	0	0			
Rep. Dominicana	0	0	0	432	930			
Suriname	0	0	0	0	0			
Trinidad Y Tobago	0	0	0	0	0			
B - Mesoamérica	449	1,787	2,903	9,329	12,970	20.5%	18.1%	19.4%
Costa Rica	0	0	0	0	0			
El Salvador	0	0	0	0	0			
Guatemala	0	0	0	0	0			
Honduras	0	0	0	0	0			
Mexico	449	1,787	2,903	9,329	12,970	20.5%	18.1%	19.4%
Nicaragua	0	0	0	0	0			
Panama	0	0	0	0	0			
C - Área Andina	0	0	0	0	2,283			
Bolivia	0	0	0	0	0			
Colombia	0	0	0	0	0			
Ecuador	0	0	0	0	0			
Peru	0	0	0	0	0			
Venezuela	0	0	0	0	2,283			
D - Área Del Sur	2,193	2,052	6,670	17,515	12,472	11.8%	7.2%	9.6%
Argentina	2,193	2,052	0	1,611	2,475			0.6%
Brasil	0	0	2,262	9,516	8,848		16.4%	
Chile	0	0	4,371	6,281	1,072		-14.5%	
Paraguay	0	0	0	0	0			
Uruguay	0	0	37	108	77		8.5%	
E - América Del Sur	2,193	2,052	6,670	17,515	14,755	11.8%	9.2%	10.6%
América Latina Y Caribe	2,642	3,839	9,572	27,276	28,655	13.7%	13.0%	13.4%
Centro América	0	0	0	0	0			
Cono Sur	2,193	2,052	4,408	7,999	3,624	7.2%	-2.2%	2.7%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

4.5.3. Balance de exportaciones e importaciones respecto a la oferta interna

El cuadro siguiente muestra el cociente entre el excedente neto externo de cada país con respecto al total de la oferta interna. Supone, de modo implícito que si el valor es negativo y cercano a 100% el país es totalmente dependiente de suministros externos.

Cuadro 4.5.3.1. GN (X-M) / Oferta total [%]

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe	0.0%	0.0%	42.2%	97.5%	116.3%		11.9%	
Barbados	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%			
Cuba	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%			
Grenada								
Guyana								
Haití								
Jamaica								
Rep. Dominicana				-118.7%	-100.0%			
Suriname								
Trinidad Y Tobago	0.0%	0.0%	44.7%	107.8%	136.5%		13.2%	
B - Mesoamérica	-1.0%	-3.4%	-4.7%	-13.3%	-14.5%	16.1%	13.5%	14.9%
Costa Rica								
El Salvador								
Guatemala								
Honduras								
México	-1.0%	-3.4%	-4.7%	-13.3%	-14.5%	16.1%	13.5%	14.9%
Nicaragua								
Panamá								
C - Área Andina	8.2%	6.2%	3.7%	16.8%	15.9%	-7.6%	17.5%	3.5%
Bolivia	279.8%	165.2%	122.7%	485.1%	320.4%	-7.9%	11.3%	0.7%
Colombia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	17.9%			
Ecuador	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%			
Perú	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%			
Venezuela	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-6.1%			
D - Área Del Sur	-7.7%	-5.5%	-3.7%	-14.4%	-15.3%	-7.2%	17.3%	3.7%
Argentina	-10.1%	-7.3%	12.5%	11.4%	-3.1%		-185.7%	-6.0%
Brasil	0.0%	0.0%	-19.0%	-40.9%	-37.2%		7.8%	
Chile	0.0%	3.9%	-67.7%	-74.9%	-40.0%		-5.7%	
Paraguay								
Uruguay			-100.0%	-100.0%	-100.0%		0.0%	
E - América Del Sur	0.6%	0.5%	0.1%	-0.4%	-1.7%	-18.2%	-239.6%	-205.4%
América Latina Y Caribe	-0.1%	-0.9%	1.1%	3.0%	3.3%		13.2%	-222.8%
Centro América								
Cono Sur	-9.3%	-6.7%	0.5%	-2.7%	-5.2%		-228.6%	-3.0%

Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

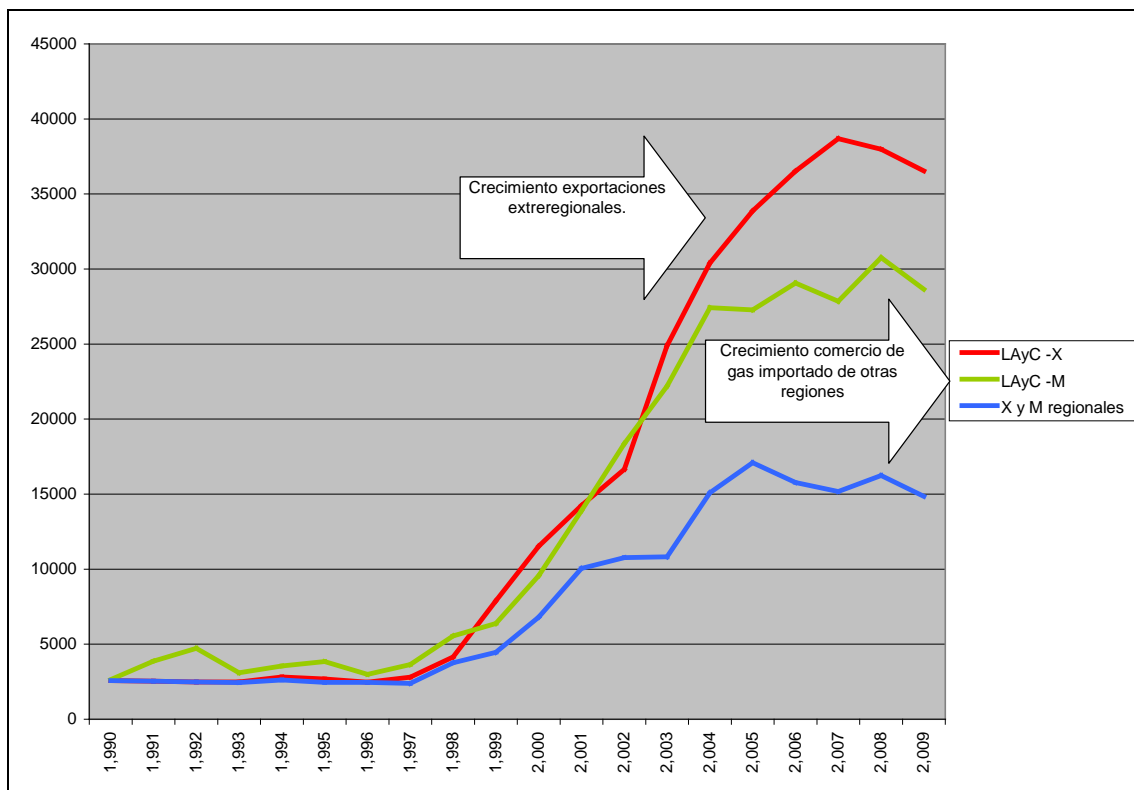
Por el contrario, si el valor es positivo y mayor a 100% se trata de un exportador neto y si su indicador disminuye de valor indica una pérdida relativa de posición

excedentaria. Claro que este indicador no mide la demanda no satisfecha y por lo tanto, como sucede con el caso de Chile, el valor de 2009 respecto al de 2005 no indica una mejora para este caso particular.

De los valores del cuadro 4.5.3.1 se infiere salvo para El Caribe un empeoramiento del indicador sea en términos de autosuficiencia sea en términos de capacidad exportadora.

En síntesis el comercio de gas en la ALyC, tendió, después de 2004, a una mayor proporción de componentes extraregionales, lo que se explica por la declinación de la producción de Argentina, el menor aporte relativo de Bolivia, pero sobre todo por las importaciones de gas de México desde los EUA y los destinos extraregionales del gas de Trinidad y Tobago, mientras que en conjunto el impacto de las exportaciones de este último país crea la imagen de que crecieron los excedentes exportables a nivel regional .

Gráfico 4.5.2.3. Resumen de exportaciones e Importaciones en LAyC



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE.

Si se combina esta información con la evolución de las reservas, se concluye que el uso del gas ha sido posiblemente excesivo en relación a su disponibilidad relativa y sus mercados demasiado orientados por los movimientos del corto plazo y la realización de costos de oportunidad. Esto pudo haber sido una política razonable para un país como Trinidad y Tobago (y para los operadores), pero no tanto para países como la Argentina, Bolivia, Venezuela y Brasil pueden aún corregir su rumbo, como así también la región en su conjunto.

Cabe decir, no obstante, que esta conclusión es válida en tanto lo sean las cifras de reservas comprobadas. Si estas fueran mayores y simplemente los datos disponibles correspondieran a una estrategia de no revelar la totalidad de ellas, nos hallaríamos en un caso de ejercicio de poder de mercado a través del manejo de la información, toda vez que menores cantidades de reservas acompañan el fundamento de un escenario de escasez y éste al de mayores precios. En tal sentido la búsqueda de una alineación de los precios del gas con los precios internacionales ha sido una constante por parte de los operadores, con diferencias muy marcadas entre los países según lo visto en el informe II. La evolución de los precios del gas en boca de pozo se examina seguidamente.

5. LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO

La consideración de un precio de referencia internacional para el gas natural supone que este energético es una commodity. Mucho se ha discutido en la literatura acerca de si lo es o lo será en la medida en que crezca la importancia del GNL en el comercio mundial y regional. En la actualidad se sabe que difícilmente pueda ser considerado como tal al gas natural debido a varias de sus características: a) el comercio en los mercados spot es aún reducido; b) en general las plantas de regasificación se construyen sobre bases contractuales de largo plazo con características no muy diferenciadas respecto al comercio por gasoductos; c) habida cuenta de los costos de liquefacción, el netback resultante para el productor suele ser mucho más bajo que el local de referencia salvo que un país no disponga de conectividad potencial con mercados de demanda, por otros medios (Ej. Qatar).

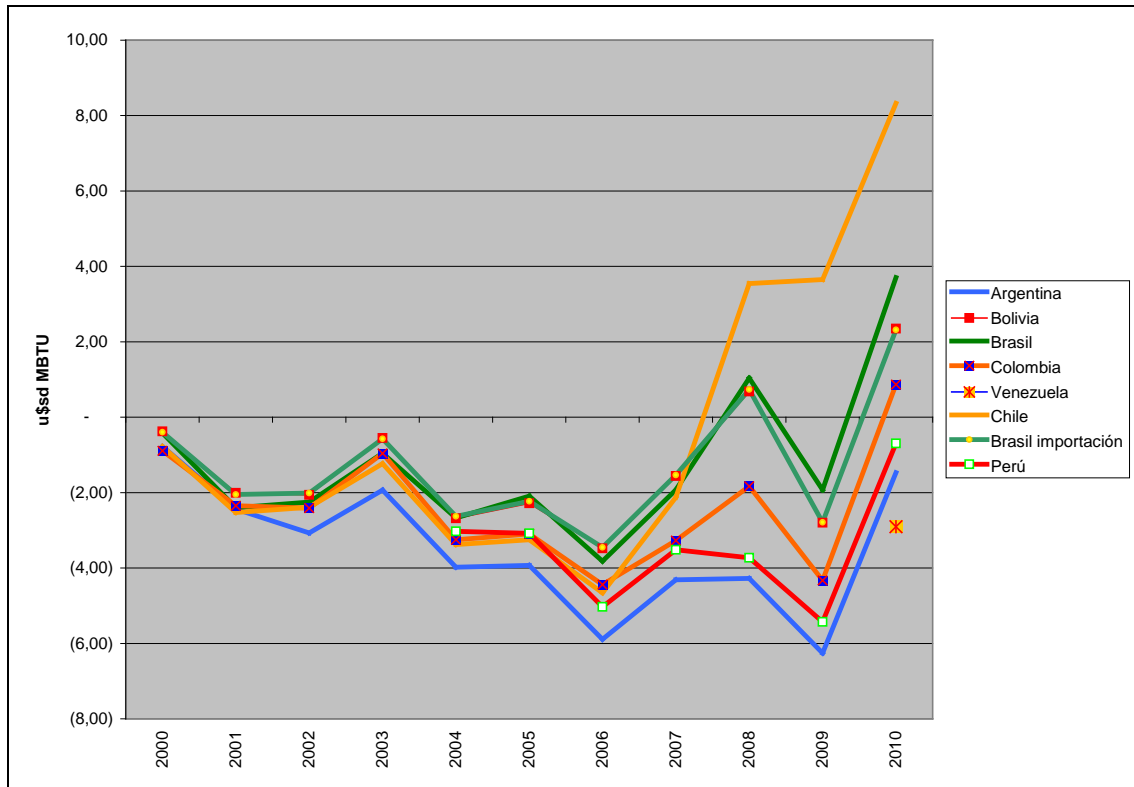
A pesar de ello y de las limitaciones para su transabilidad, ha sido corriente ajustar los precios del gas según alguna referencia a los precios internacionales. Esta referencia, que a principios de los noventa sólo se limitaba a cláusulas de ajuste con base a la evolución de los crudos (Ej. WTI) o mercado del FO (Ej NY) aplicables a un valor inicial contractual (fuese regulado o pactado entre partes), ha mutado, desde 2003 a la fecha hacia otras referencias específicas de formación de los precios del gas como por ej. el Henry Hub.

No sólo los operadores privados han referido estimativas de alejamiento de los precios percibidos en sus contratos con la evolución de este supuesto referente del costo de oportunidad, sino que algunos países exportadores netos lo han adoptado en sus formulas para los contratos de exportación. Sin profundizar aquí sobre la adecuación o no de la aplicación de tal criterio al mercado de gas, lo cierto es que su uso permite comprender la evolución de los precios internos de cada país y disponer de un marcador para la comparación entre precios internos e internacionales y por consiguiente de expectativas de los productores respecto a la señal de precios y su supuesto estímulo para fijar cantidades de oferta.

En el gráfico 5.1 se puede ver que hacia el año 2000 las diferencias entre los precios regionales del gas con el precio del gas importado por los EUA desde Alberta (que incluyen costos de transporte) eran muy bajas o casi inexistentes-habida cuenta precisamente de dichos costos de transporte-.

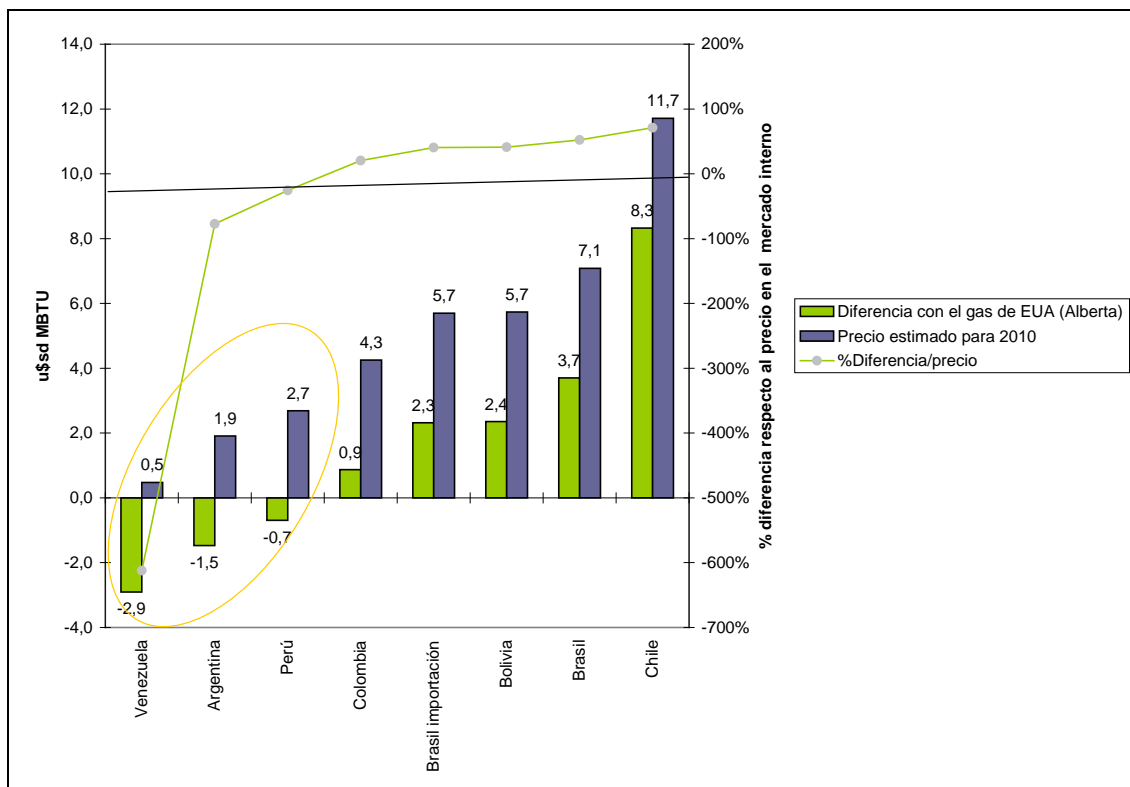
Sin embargo estas diferencias fueron ahondándose o no según las políticas de precios adoptadas por los distintos países tras el alza de los precios internacionales ocurridos entre 2003 y 2010 y a la fecha (gráfico 5.1 y 5.2).

Gráfico 5.1. Diferencia entre el valor del gas importado por los EUA desde Alberta Canadá y los precios del gas en Boca de Pozo dominantes en la región. Período 2000-2010. En U\$S por MBTU



Fuente: CEPAL, 2011, Estudio sobre "Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur", elaborado por el consultor Kozulj, R., 2011 a ser publicado próximamente.

Gráfico 5.2. Diferencia entre el valor del gas importado por los EUA desde Alberta Canadá y los precios del gas en Boca de Pozo dominantes en la región. Año 2010. En U\$S por MBTU



Fuente: CEPAL, 2011, Estudio sobre “Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur”, elaborado por el consultor Kozulj, R., 2011 a ser publicado próximamente.

Claramente se puede ver que Venezuela, Argentina y Perú (también Bolivia para su mercado interno) desarrollaron fórmulas de fijación de precios alejados de los valores internacionales. En cambio Colombia, Brasil y Bolivia (sólo para la exportación) alinearon en distinto grado sus precios internos con los internacionales. En el caso de Chile (y en el de Uruguay) los precios del gas superaron al de importación de los EUA por tratarse de GNL, un producto más costoso.

Las razones de la adopción de distintas políticas de precios se ha explicado en el informe II, pero vale remarcar algunos hitos que particularizan cada caso:

- Venezuela: en general ha mantenido precios internos bajos para todos los energéticos basándose en una visión “histórica” de abundancia de recursos y como política- también histórica- de transferir al consumidor la renta de los hidrocarburos por percibirse como gran exportador de ellos. En el caso del gas, la metodología de fijación de los precios es por costos, pero además no se ha planteado la masificación del gas natural sino del GLP. Posiblemente, debido a una concepción propia de las antiguas empresas petroleras, el gas no ha sido considerado como importante sino hasta 2004-2005, lo cual sin embargo no se vislumbra en sus políticas de precios internos en tanto los mayores potenciales aparecen vinculados a la posibilidad de exportar GNL, posibilidad que también históricamente ha sido postergada (Ej Proyecto Cristóbal Colón 1988-1981 y

actualmente Mariscal Sucre anunciado desde 2003). Por otra parte en la ecuación económica de PDVSA tanto las exportaciones de crudo, como la relación entre el tamaño del mercado interno y el externo, (como el del gas respecto al del crudo), parecen inducir a una inercia hallándose determinada la conducta política general en materia de hidrocarburos por la obtención del volumen total de la renta para su aplicación general a la política económica y fiscal. Si bien este cambio de patrón se acentuó en la última década, no es ajeno a las distintas políticas aplicadas con anterioridad en Venezuela, aunque los sectores de destino de la renta hayan cambiado.

- Argentina: históricamente desarrollo un amplio mercado de gas natural con base a transferencias de renta desde la empresa estatal YPF a Gas del Estado y precios bajos para los distintos consumidores. Tras la privatización de ambas a inicios de los noventa, los precios internacionales eran moderados y en el esquema asociado a la convertibilidad del peso (paridad 1 a 1 con moneda sobrevaluada), estos precios no significaron impactos de envergadura sobre el consumidor, justamente porque la moneda local se hallaba apreciada. Tras el abandono de la convertibilidad, los precios fueron pesificados y sólo se reajustaron mediante una compleja normativa y una política de segmentación de mercados con el objetivo de no impactar en parámetros de competitividad (Industrial, Generación), además de razones políticas que reposaban, a su vez, en el desempeño previo de las empresas privatizadas (Ej. Informe UNIREN, 2004-2005). Podría ser afirmado que las señales de escasez a comienzos de 2004 provinieron más del lado de la oferta (totalmente en manos privadas) que de un crecimiento repentino de la demanda. Sin embargo a medida que transcurrieron los años y frente a una oferta casi constante ante una demanda creciente, la escasez de gas se hizo mas evidente (suspensión de exportaciones; generación con líquidos; cortes a industrias). Aún así las políticas de precios se mantuvieron alejadas de los marcadores internacionales, salvo como incentivo para el gas nuevo o descubierto por los productores (Programa Gas Plus). Cabe decir que a diferencia de otros países que consideraron a la política de costos de oportunidad como idénticos a los costos económicos, en Argentina ha prevalecido el criterio del costo económico tradicional o una *proxy* del mismo. Por ejemplo, en el estudio de costos del gas realizado en 2003 con el objeto de fijar acuerdos con los productores acerca de cantidades mínimas de producción (a fin de satisfacer la demanda en firme), la metodología aplicada fue la de costear inversiones en pozos por cuencas con hipótesis de profundidades y productividades medias. Bajo esta metodología basada en parámetros holgados, el costo promedio se fijó en cerca de u\$sd MBTU 1,0 (Grieco, L., J. González Naya y F. Kohldorfer (2003), *Estimación del Costo del Gas en Cabecera de Gasoducto Troncal*, Secretaría de Energía de la Nación). Estudios anteriores fijaban el costo muy por debajo de este parámetro, lo que es obvio si se piensa que un precio piso atractivo para todas las compañías en 1993 era cercano a ese valor. Aunque se han esgrimido argumentos a favor del crecimiento de los costos marginales del gas nuevo, es claro que la industria no operó a pérdida, pero si a distancia considerable de las señales de mercado o de los costos de oportunidad creándose una disputa de criterios entre la conveniencia de transferir renta al consumidor y al productor, como eje de un debate central y aún hoy no resuelto. Mas allá de la forma en que se subsidió a los consumidores residenciales en Argentina y la racionalidad de tal medida, está claro que el criterio en política de precios fue acompañar

sólo parcialmente la evolución de los precios internacionales, privilegiando una visión de costos económicos “contables”, control de rentas y sin permitir anular la renta del consumidor a pesar de depender para la expansión de la oferta de actores privados.

- Perú: los precios iniciales fueron fijados en un contexto de precios bajos en el mercado internacional y con miras a obtener un rápido desarrollo de las reservas de Camisea. De hecho el precio más bajo fue fijado para el tercio de los lotes regulados destinados a la exportación, siguiéndole luego los precios fijados para generación eléctrica y los contratos iniciales. Sin embargo Perú aplica una política de precios liberados para los lotes nuevos desde 2004, los que aún no entraron en producción en un contexto de productores privados. Cabe decir que dada la relación entre la renta obtenida por la extracción de líquidos y la de gas natural, la cuestión de la política de precios aplicada al gas no ocasionó trastornos para el desarrollo de la oferta sino hasta 2009 cuando la demanda superó la oferta prevista para ese año y produjo fuertes cuestionamientos acerca del destino deseable de las reservas (OSINERG 2009).
- Bolivia: aplica una política de precios internacionales para el gas de exportación desde 2006, pero regulado en torno a 0,99 a 1,30 u\$sd MBTU para su mercado interno (Ministerio de Hidrocarburos & Energía, REPORTE SEMANAL DE PRECIOS 10 – 14 DE OCTUBRE DE 2011). Es decir considera que la abundancia de sus recursos de gas le permite desarrollar un mercado interno con políticas de transferencia de renta al consumidor y valorizar estos recursos en el mercado externo para aplicar la renta al desarrollo social. Claramente su política desafía la visión del costo de oportunidad como señal al productor a pesar de que reposa en las inversiones del sector privado.

Por el contrario en los casos de otros países productores como Colombia y Brasil las señales de precios, aunque diferentes, privilegian el punto de vista del criterio del costo de oportunidad como equivalente del costo económico en un contexto de dominio del mercado por parte de empresas estatales capitalizadas.

- Colombia: parte de un mercado desarrollado en dos regiones diferenciadas en dos momentos del tiempo. Durante los setenta y hasta inicios de los noventa su mercado era el de la Costa y desarrollado con gas abundante de los yacimientos de la Guajira (Chuchupa-Ballena) cuyos costos de producción son muy bajos. A inicios de los noventa y tras el descubrimiento de Cusiana-Cupiagua, se plantea la masificación del gas. Los aportes del gas de Cusiana son aún bajos aunque crecientes en la mezcla que abastece al mercado del interior del país debido a que durante la primera fase de explotación era necesario reinyectar casi todo el gas para optimizar la extracción de líquidos, etapa que finaliza sobre 2007-2009. La política de masificación del gas es explícita, se concreta hacia 1997 y se realiza a costo pleno salvo en el sector transporte hasta la privatización de Ecogas. Los precios del gas en boca de pozo se componen de un segmento regulado que abarca la mayor parte de la oferta (Guajira y Opón) y el resto a precios libres por contratos (Cusiana, La Creciente, Gibraltar). La regulación alinea los precios con los internacionales, pero no aún como costo de oportunidad referidos al gas (Ej. Henry Hub) lo que implicó precios por debajo de estos marcadores hasta 2007-2008 y ligeramente superiores tras el desplome de precios del gas en 2009-2011 (con fuerte

desacople entre WTI y Henry Hub). Tampoco los contratos realizados bilateralmente en forma directa o por subastas y a precios libres alcanzaron niveles tipo Henry Hub o gas de Alberta. Dados los síntomas de escasez en el mercado de gas derivados en parte de la decisión de exportar gas a Venezuela, por la negativa del principal productor de firmar contratos en firme y por los picos de la demanda de gas para generación eléctrica originados por el fenómeno climático de “El Niño” en 2009-2010, el tema de la confiabilidad, la holgura de suministro y los precios como incentivos fue puesto en discusión generándose múltiples documentos al respecto (Ej. UPME, 2007; CREG 2006; Frontier 2010 y 2011). En consecuencia si bien la política de precios busca alinearse con criterios de costos de oportunidad, la preocupación porque la transferencia de renta al consumidor continúe estimulando la penetración del gas constituye una preocupación por parte de autoridades y actores privados de otros segmentos de la cadena que temen la potencial pérdida de dinamismo del mercado para este energético.

- Brasil: en el caso de Brasil, el desarrollo del mercado es incipiente y pueden distinguirse etapas diferenciadas respecto a la política de precios, antes y después de las reformas de Bolivia de 2006. El criterio de aplicación de precios es regido por la principal productora que fija, desde 2007, precios internos del gas superiores a los de importación de Bolivia y por lo tanto excede aún los precios que surgirían de la aplicación del criterio de los costos de oportunidad si estos estuviesen regidos por el Henry Hub o por el precio medio de importación de gas de los EUA desde Canadá.
- México: si bien no está representado en la gráfica, ha seguido una política de precios casi alineados con el mercado de importación del Sur de los Estados Unidos (Texas), aplicando una política de ajustes graduales hacia una incorporación parcial del precio Henry Hub⁶³. Los precios resultantes han oscilado entre 2,90 y 3,2 u\$sd MBTU desde 2009 a 2011.

Por lo tanto no parecería pertinente extraer conclusiones apresuradas sobre el éxito relativo de ninguno de los esquemas de precios hasta ahora ensayados, en tanto ellos deberían poder ser expresados en términos de equilibrio entre la sostenibilidad de los mercados en el largo plazo y su desarrollo futuro.

⁶³ La CRE regula los precios de PEMEX: El 20 de julio de 2009, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural de Venta de Primera Mano DIR-GAS-001-2009. Con ella se autorizó una sola metodología para el cálculo de los precios del gas natural, la cual se encuentra vigente desde el 1ro. de agosto de 2009. En la nueva directiva reconoce que el costo de oportunidad del gas natural en México está en el mercado de Norteamérica y por lo tanto continúa tomando como referencia el mercado del Sur de Texas, pero a diferencia de la metodología anterior, incorpora una referencia al mercado de Henry Hub y un ajuste para estimar el precio en el Sur de Texas.

6. TARIFAS DE GAS NATURAL

Las tarifas de gas natural se componen en casi todos los mercados de la región del precio de gas, más el costo de transporte, el margen de distribución y los impuestos. El grado de transparencia respecto al valor de cada una de las componentes depende en cada país, del marco institucional vigente, de la información que se hace pública y de los cambios que ha sufrido en las últimas décadas a través de la regulación y normativa del sector.

Antes de presentar los valores estimados y su evolución conviene realizar una breve caracterización con el objeto de comprender los nexos entre tamaños de mercado y la competitividad del gas natural distribuido por redes frente a productos sustitutos según tipo de mercado.

6.1. Precios del gas, tamaños de mercado y competitividad frente a productos sustitutos según tipo de mercado

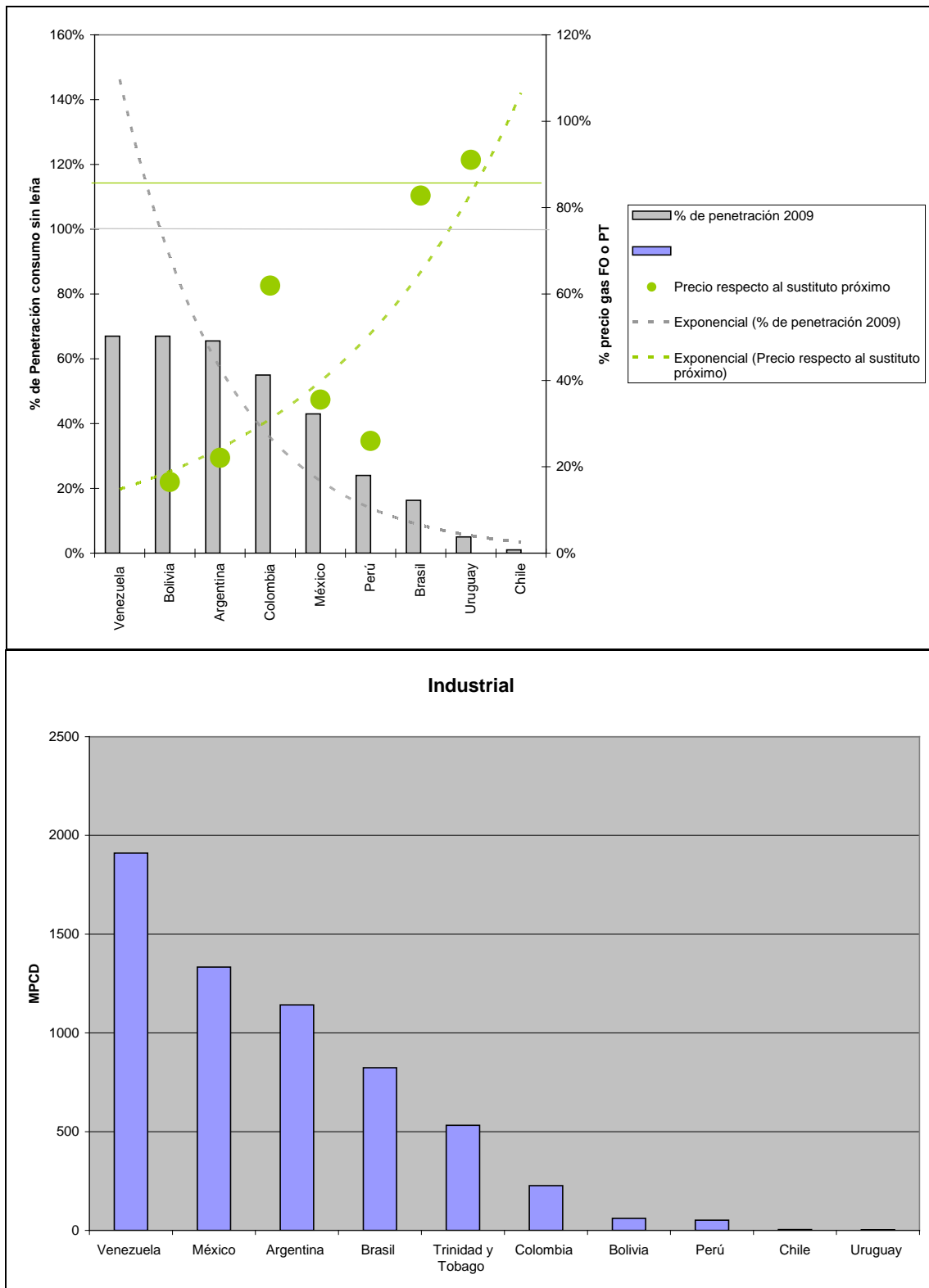
Es interesante observar que las políticas de precios del gas no parecen ser ajenas, como era de esperar, al tema de los precios relativos en cada mercado de consumo y el tamaño que alcanzan los mismos.

Si se replica el cuadro 4.3.1.1 (ya presentado), referido a la estimación del tamaño de los mercados de gas en ALyC y se analiza la penetración del gas natural en cada mercado según sus precios relativos respecto al principal sustituto, se pueden obtener algunas conclusiones de interés.

País	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte Vehicular	No Energético	Generación de EE	AP+PIE	Expo	Impo	Total demandas	% de importación es sobre demandas
México	81	31	1334	1	74	1422	2107	65	1255	5115	25%
Argentina	885	163	1142	255	0	990	214	91	239	3740	6%
Trinidad y Tobago	0	0	533	0	706	290	2	2262	0	3793	0%
Venezuela	148	44	1910	1	0	719	59	0	221	2882	8%
Brasil	28	29	824	215	83	183	122	0	856	1484	58%
Bolivia	4	0	61	38	0	113	0	943	0	1160	0%
Colombia	120	21	227	76	0	243	25	174	0	886	0%
Perú	0	1	52	5	0	290	0	0	0	349	0%
Chile	42	14	4	2	0	0	50	0	104	110	94%
República Dominicana			1			83			89	84	106%
Uruguay	1	1	3	0	0	0	0	0	7	6	124%

Por ejemplo, el grado de penetración del gas en el mercado industrial, residencial y vehicular, parece ser proporcional a la ventaja comparativa que presenta respecto a otros combustibles, aunque puede no ser la única variable relevante.

Gráfico 6.1.1. Penetración del Gas Natural en el mercado industrial y precio relativo respecto al fuel oil



Fuente: estimaciones propias con datos de los BEN, SIEE-OLADE y precios estimados según datos de cada país.

Nótese que, en un extremo, los tres mercados con mayor penetración del gas natural en el total del consumo energético industrial se corresponden con relaciones de precios relativos respecto al fuel oil sumamente favorables (Venezuela, Argentina y Bolivia) mientras que en el otro extremo mercados como el de Brasil, Uruguay o Chile esta penetración es muy baja y se corresponde con una relación de precios relativos poco inductiva. Los casos excepcionales aparecen en México, Colombia y Perú. En el caso de Colombia la penetración es alta a pesar de que los precios relativos actuales no son tan favorables, pero se explica porque sí lo han sido en el pasado, salvo con respecto al carbón mineral muy utilizado en la industria del cemento. En el caso de México las cantidades de gas natural compiten con el crudo y se desconoce el precio al que el tipo de crudo utilizado por la industria es pagado en el mercado interno de ese país. En el caso del Perú, el mercado es aún incipiente por lo que la regla no aplica.

La gráfica inferior muestra el tamaño absoluto del mercado de consumo de gas, lo que combina tamaño del sector industrial en cada país respecto a la penetración del gas, la que se asume dependiente en gran medida de la política de precios relativos.

Esto sugiere que los estímulos de una política de precios alineada con los precios internacionales no favorece en particular el uso del gas, mientras que una cierta transferencia de renta al consumidor si lo hace. Por lo tanto el desafío es lograr incrementar la oferta de gas manteniendo la atractividad de éste para los consumidores, toda vez que tampoco aparece una correlación directa entre mayores precios e incremento de la oferta de gas a largo plazo (ej. México o Colombia). Sin embargo y sin duda alguna, señales inadecuadas de precios no incentivan la oferta⁶⁴ (Ej. Argentina, Venezuela, Bolivia). Otros factores, como por ejemplo la presencia de actores múltiples y con intereses parcialmente divergentes en la cadena puede ser otro factor crítico toda vez que la regulación no halle una fórmula para garantizar la expansión coordinada de la capacidad de transporte y la producción de gas y ello al margen de las remuneraciones percibidas por los agentes que perciben el riesgo de la expansión del mercado de modos disímiles (Ej. Colombia y Perú)

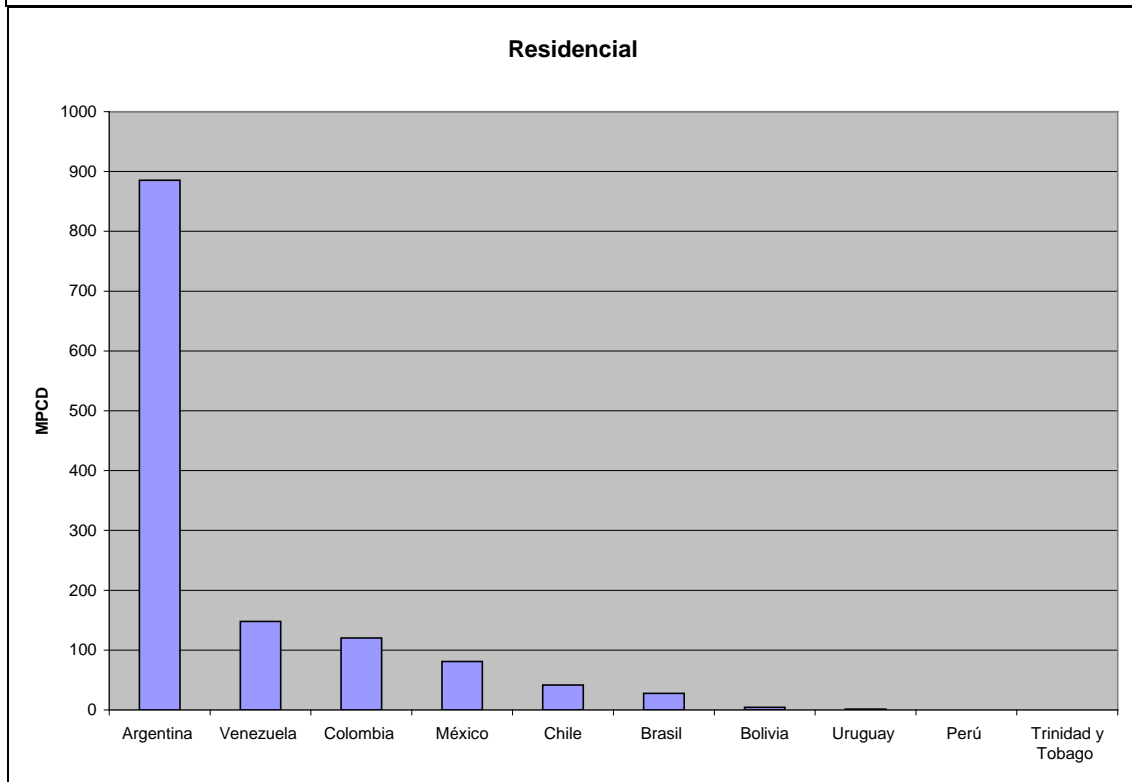
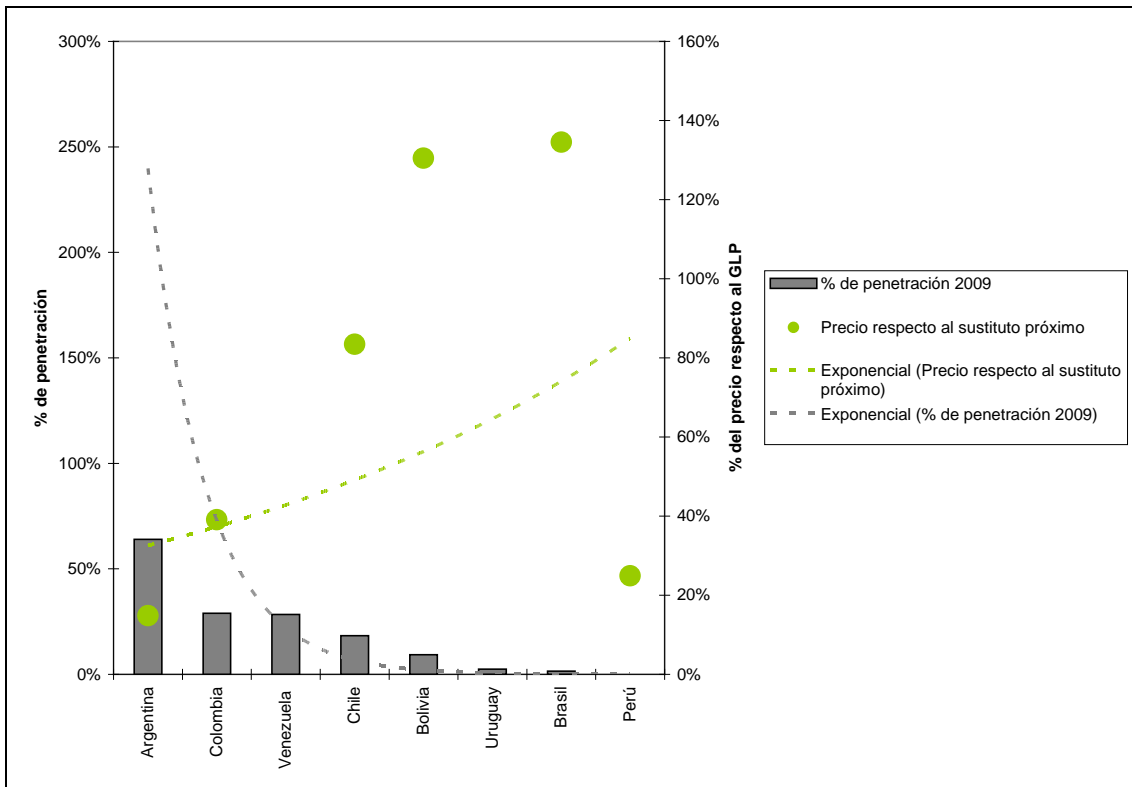
De hecho los estudios realizados sobre el desarrollo del mercado de gas en la mayor parte de los países del mundo indican que el mismo se realizó mediante alguna transferencia de renta al consumidor a través de alguno de los eslabones de la cadena en algún momento de la historia lo que da algún tipo de lección para los mercados incipientes, la que no tiene porqué ser idéntica a la necesaria para sostener mercados más maduros.

Por otra parte esto se vincula también con el exceso de gas utilizado en la región para generar electricidad, toda vez que una política de precios bajos alienta un uso sin garantizar reposición de reservas, mientras que el sesgo a proporcionar gas a bajos precios para la generación de EE puede impedir el desarrollo del consumo de gas en industrias con fuertes impactos en emisiones, calidad y competitividad.

En el gráfico siguiente se muestran figuras equivalentes pero referidas al sector residencial.

⁶⁴ Tanto mas si el marco institucional supone inversión y actores privados como responsables de la actividad de E&P en el Upstream. En el caso de Venezuela PDVSA, al margen de los cambios en la normatividad y orientación política, tampoco ha logrado un desarrollo de la industria del gas acorde a sus potenciales, más allá del hecho de que una importante proporción de reservas sea de gas asociado.

Gráfico 6.1.2. Penetración del Gas Natural en el mercado residencial y precio relativo respecto al GLP



Fuente: estimaciones propias con datos de los BEN, SIEE-OLADE y precios estimados según datos de cada país.

En el caso del sector domiciliario, la mayor penetración del gas natural se da en Argentina, Colombia y Venezuela, en particular los dos primeros con políticas de precios y pautas de consumo muy diferentes.

En el caso colombiano a 2011 había 5,2 millones de hogares conectados sobre un potencial dado por las viviendas con acceso a la electricidad del orden de los 11 millones. Este caso contrasta notablemente con el de Brasil donde el mercado domiciliario se halla casi sin desarrollar y con una política de precios que favorece el consumo de GLP a pesar de tener consumos por hogar similares a los de Colombia. En el caso de Venezuela es posible que por el tipo de vivienda popular existente la masificación del gas via GLP aparezca como razonable no tratándose de un tema de precios relativos dada la generalización de subsidios a todo tipo de consumo energético en el mercado interno.

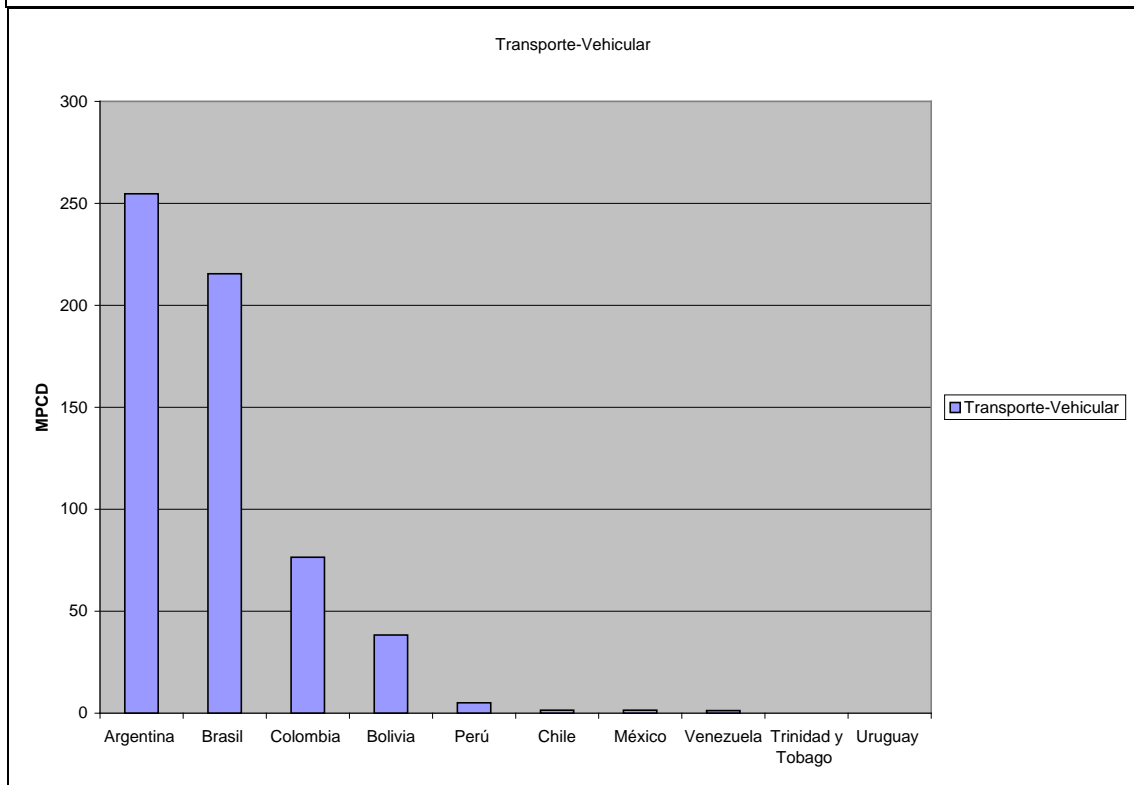
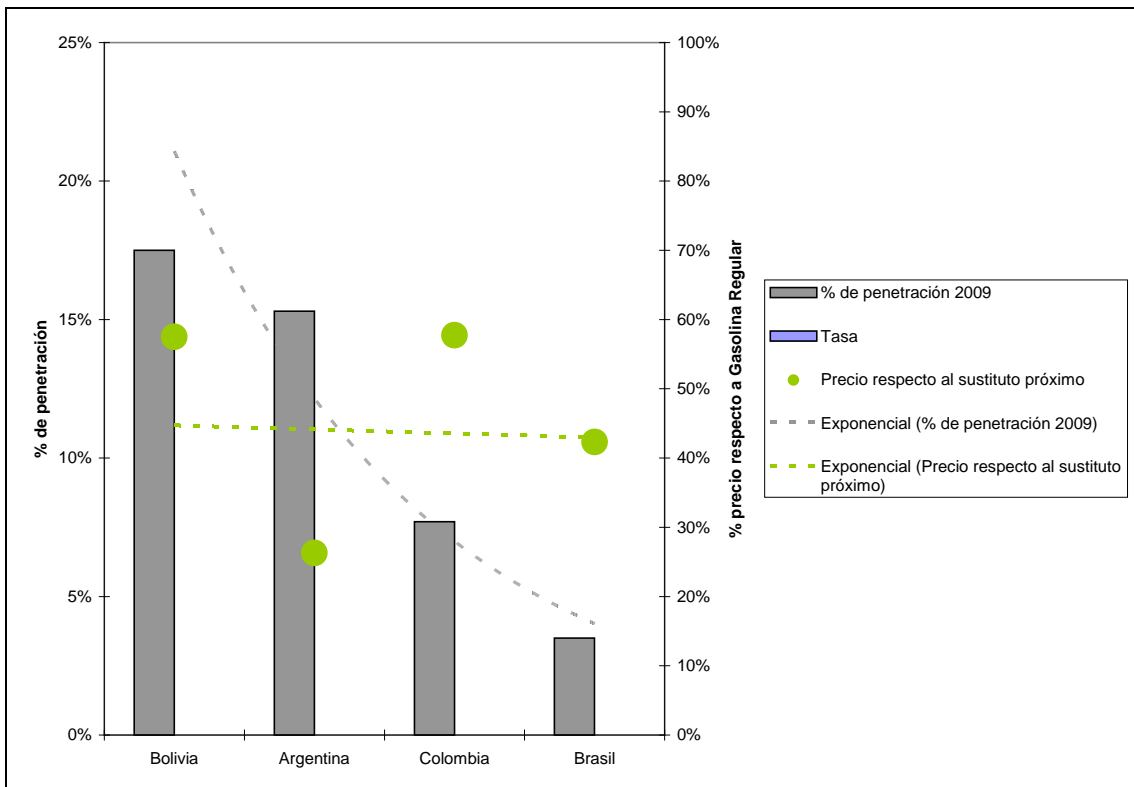
En el caso de Chile la opción GN Vs. GLP explica la penetración en el sector domiciliario, toda vez que es mas económico y cómodo pero limitado a disponibilidad de zonas servidas.

En el caso de Perú, la mera relación de precios no ha alcanzado aún a incrementar el número de clientes debido a las dificultades de celebrar contratos de compra de gas y transporte.

Por último el mercado de GNV o GNC también parece responder a una política de precios relativos adecuada.

Los mayores mercados como Argentina, Brasil, Colombia y Bolivia tienen políticas explícitas que hacen viable el desarrollo del mercado. La política más agresiva en los últimos años pareciera ser la desarrollada por Bolivia en términos de penetración, aunque Argentina ofrece aún las mayores ventajas comparativas y el mayor tamaño de mercado, que supera al de Brasil a pesar de las enormes diferencias en el tamaño del parque automotor de este último respecto al primero.

Gráfico 6.1.3. Penetración del Gas Natural en el mercado vehicular y precio relativo respecto a la gasolina regular



Fuente: estimaciones propias con datos de los BEN, SIEE-OLADE y precios estimados según datos de cada país y CEPAL.

6.2. Evolución de las tarifas de gas en los principales mercados

Se presentan en este apartado los resultados de la investigación realizada sobre la formación de dichos precios y tarifas del gas⁶⁵ natural, atendiendo a la eventual comparación de casos en distintos mercados y países.

Se procura que la lectura de resultados permita una comprensión más adecuada de la naturaleza de dichos mercados de gas en cada país, atendiendo a sus particularidades históricas, institucionales y económicas, pero también, respecto a la limitación de información disponible para cada caso.

Debe ser tenido en consideración que necesariamente, dicha síntesis no puede abarcar la diversidad de situaciones existentes, pero al mismo tiempo constituye una imagen del estado actual y evolución de los precios en los distintos países de la región. Es por esto que para cada caso se ha procurado aclarar a cuáles conceptos corresponden los valores presentados, los que en general corresponden a los de los mayores centros poblados de cada país.

Los valores en dólares por MBTU son resultantes de la conversión de valores en moneda local según el tipo de cambio medio vigente en cada país, a menos que las fuentes lo expresen en esa unidad en forma directa.

Seguidamente se presenta un resumen por caso.

⁶⁵ CEPAL, 2011, Estudio sobre "Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur", elaborado por el consultor Kozulj, R., 2011 a ser publicado próximamente.

• Argentina

Cuadro 6.2.1. Argentina. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Capital y Gran Buenos Aires

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (5)				
	Precio del gas en Boca de Pozo (1)	Tarifas de Transporte (2)	Residencial	Comercial	Industrial (3)	Generación Eléctrica (4)	GNV
2000	1,22	0,74	4,97	3,90	1,96	2,27	10,29
2001	1,31	0,74	4,97	3,90	2,05	2,27	10,84
2002	0,54	0,22	1,47	1,20	0,76	0,69	5,30
2003	0,64	0,25	1,69	1,30	0,89	0,80	6,06
2004	0,85	0,25	1,64	1,30	1,10	0,93	6,45
2005	1,10	0,25	1,65	1,30	1,67	1,24	6,98
2006	1,36	0,24	1,57	1,30	2,15	1,69	7,24
2007	1,52	0,23	1,55	1,30	2,48	1,94	7,43
2008	1,89	0,23	1,96	1,20	2,52	2,10	8,56
2009	1,73	0,20	1,66	1,10	2,68	2,45	9,15
2010	1,91	0,19	1,58	1,00	2,95	3,01	9,00

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y CAMMESA.

(1)- Valor de referencia gas boca de pozo para liquidación de regalías

(2)- Tarifas de transporte para demanda prioritaria

(3)- Precios del gas desregulado y cargo de transporte según fideicomisos (desde 2004)

(4)- Precios de referencia Cammesa

(5)- El impuesto al valor agregado o IVA es de 21%. Existen cargos adicionales para algunos usuarios debido al pago del gas importado.

La Argentina presenta el mercado más grande, diversificado y desarrollado de América del Sur. Los activos en el Upstream y en transporte y distribución fueron privatizados entre 1989 y 1993 fijándose tarifas reguladas para las últimas componentes según un método de *price cap*. En el momento de la privatización regía la convertibilidad del peso argentino al dólar estadounidense en paridad 1 a 1. A fines de 2009 el mercado contaba con 7,1 millones de usuarios residenciales sobre un total reportado de 7.4 millones de usuarios de gas natural en total (Informe ENARGAS, 2009, Cap. V). El mercado residencial, junto al comercial representaba sólo 25% del total en 2009. El mercado industrial y petroquímico constituye un 31% de la demanda, el de generación eléctrica un 34%, el vehicular un 7% y otros usuarios un 3%. La inyección total promedio anual fue de 111 Mm3d (112 Mm3d en 2010, Anexo VI, Anuario Estadístico ENARGAS). A raíz de la devaluación del peso argentino y abandono de la convertibilidad a comienzos del 2002, las tarifas fueron congeladas en su valor en pesos por un largo período. Desde 2004, a raíz de presentarse los primeros síntomas de escasez, se fueron restringiendo exportaciones y el mercado fue segmentado según criterios disímiles, lo que explica el cambio de precios relativos entre tipos de consumidores y los valores absolutos de las distintas tarifas. Según el anuario estadístico del ENARGAS la producción de gas nacional alcanzó los 127 Mm3d y las importaciones desde Bolivia y por Buques regasificadores los 9.8 Mm3d, ambas cifras en términos de promedio anual. Es decir

hasta 2010 el gas importado representaba menos del 7% de la oferta total, de la cual 88% se inyecta al sistema de transporte. Cabe decir que en 2010 las importaciones de GNL vía buque regasificador alcanzó los 4.9 Mm3d en promedio y 8.9 Mm3d en el mes de agosto. Al presentarse una fuerte estacionalidad de la demanda las cifras de inyección promedio pueden ocultar la insuficiencia general del sistema entre junio y agosto meses de fuerte empuntamiento de la demanda. El ENARGAS dispone de datos de carga diaria pero no los publica. Se estima que la demanda máxima del sistema actual posible de ser satisfecha ronda los 140 Mm3d.

- Bolivia**

Cuadro 6.2.1. Bolivia. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Exportación (1)	Tarifas de Transporte	Residencial(2)	Comercial (3)	Industrial (3)	Generación Eléctrica (3)	GNV (4)
2000	1,62	sd	4,29	5,31	1,70	1,70	9,00
2001	1,74	sd	4,20	5,31	1,70	1,70	9,00
2002	1,55	sd	4,11	5,31	1,70	1,70	9,00
2003	2,02	sd	4,03	5,31	1,70	1,70	9,00
2004	2,15	sd	3,91	5,31	1,70	1,70	9,00
2005	2,75	sd	3,87	5,31	1,70	1,70	9,00
2006	3,77	sd	3,93	5,31	1,70	1,70	9,00
2007	4,27	sd	3,64	5,31	1,70	1,70	9,00
2008	6,85	sd	3,91	5,31	1,70	1,70	9,00
2009	5,19	sd	4,06	5,31	1,70	1,70	9,00
2010	5,73	sd	4,06	5,31	1,70	1,70	9,00

Fuente: estimaciones propias con datos de YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS - INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2010, REGLAMENTO SOBRE EL RGIMEN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL VEHICULAR –GNV. Resolución Administrativa SSDH No. 0207/2009, con fecha 19 de febrero de 2009 y Medinaceli Monrroy, Mauricio (2009), Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del Sistema Cuadrático Casi Ideal de Demanda.

- (1)-Precios de exportación
- (2)-Promedio simple de tarifas residenciales por ciudades
- (3)-Valores máximos por categoría
- (4)-Estimados

Hacia 2010 poco más del 80% del gas producido por Bolivia tenía como destino el mercado externo, siendo el principal importador Brasil, seguido de la Argentina. A pesar del rápido incremento del consumo en el mercado interno desde 2006 a la fecha, éste representaba casi 20% en 2010. A su vez era dominado por la generación de electricidad (48%); por el consumo industrial (29%) y por el vehicular (19%). Los sectores residencial y comercial, se estima, representaban sólo 4% del mercado interno. El tamaño total-externo e interno- era del orden de 34,6 Mm3d en 2009-2010. Según el Anuario Estadístico del Ministerio de hidrocarburos y Energía en 2010 se alcanzó un nivel máximo de producción de 43 Mm3d (septiembre)

No se ha hallado para el caso de Bolivia un registro histórico de las tarifas para el consumidor final. Las estimaciones se realizan a partir de trabajos específicos que abarcan el análisis del costo del gas para algunos sectores. Desde 2006 la legislación de Bolivia sufrió fuertes cambios lo que afectó tanto el nivel de precios de exportación como el reparto de la renta entre gobierno y empresas. No se ha podido detectar el método de costeo por separado de las componentes de las tarifas finales.

A partir de 2011 El Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia publica los precios de exportación y del mercado interno de modo preliminar basándose en información de YPFB. Según esta fuente los precios de exportación fueron en 2010 de 7.2 u\$s por MBTU para ENARSA y 6.03 a Brasil. Los precios para el mercado interno fueron de 1 a 1.30 u\$s MBTU para distintos usuarios pero no se especifica si estas cifras incluyen o no márgenes de transporte y distribución.

- **Brasil**

Cuadro 6.2.3. Brasil-Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Río, Estado de Río y San Pablo

Año	Componentes				Tarifas Finales con impuestos (5)				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Parcela variable Gas Nacional (1)	Precio del gas importado (2)	Tarifas de Transporte importado (3)	Tarifas de Transporte Nacional (4)	Residencial	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,58	1,60	1,76	0,38	22,10		3,51		3,30
2001	1,35	1,70	1,76	sd	23,00	18,80	3,55		4,90
2002	1,36	1,60	1,76	sd	14,70	13,40	2,35	3,00	2,30
2003	1,62	2,00	1,76	sd	22,00	18,90	4,17	2,90	4,10
2004	2,16	2,20	1,76	sd	28,20	20,50	4,45	2,90	4,70
2005	2,94	2,80	1,76	sd	34,40	23,70	5,23	3,30	5,80
2006	3,43	3,80	1,76	sd	37,50	26,00	7,45	3,70	6,60
2007	3,91	4,30	1,76	sd	47,70	29,70	10,40	4,00	9,20
2008	7,20	6,90	1,76	2,66	52,10	32,20	14,50	3,70	12,70
2009	6,07	5,20	1,76	2,73	57,10	35,80	16,60	4,20	14,50
2010	7,09	5,70	1,76	3,03	54,10	sd	15,70	4,10	sd

Fuente: estimaciones propias con datos de ANP, Comgás, ABRACE y Agenera.

(1) Estimado según regulación ANP

(2) Valores de exportación de Bolivia

(3) Estimado con resoluciones ANP

(4) Estimado Boletín de Gas, ANP

(5) Valores estimados con datos de ABRACE y Agenera, confrontados con resoluciones recientes el valor implícito del ICMS es 14% según los pliegos tarifarios de Comgás.

El mercado de gas en Brasil es actualmente del orden de unos 57 Mm3d. La industria es su principal consumidor con 61% del total. La generación eléctrica se estima ocupa un 26% incluida la co-generación. Los restantes mercados se hallan aún muy poco desarrollados a pesar de que en Río de Janeiro la distribución de gas es de más antigua data. El mercado total de Brasil sufrió un importante incremento a partir de la interconexión con Bolivia (fines de los noventa), país que suministra poco más del 50% del gas consumido pero ha sido crucial para el abastecimiento de San Pablo.

No existe en Brasil un organismo que centralice la información de precios y tarifas en tanto a la ANP no le ha sido asignada esta tarea. Sólo a partir de 2008 la ANP publica el Boletín de Gas. La discriminación de precios de gas y transporte sólo es nítida para la parte importada. La regulación de transporte interno sufrió modificaciones entre 2000 y 2007. A partir de 2008 Petrobras informa el precio del gas compuesto por una parte variable (gas) y otra fija (transporte y otros conceptos no identificados). El cálculo de las tarifas por tipo de usuario corresponde a datos publicados por ABRACE (Asociación Brasileña de Grandes Consumidores Industriales de Energía y de Consumidores Libres) y Agenesra (Agencia Reguladora de Servicios de Saneamiento Básico del Estado de Río de Janeiro). Los datos incluyen impuestos sin que se haya podido determinar la carga tributaria de las empresas distribuidoras Comgás, CEG y CEG Río utilizadas como referencia. Los valores después de 2006 reflejan el impacto tanto del cambio de legislación en Bolivia como las respuestas en Brasil ante los mismos para la formación de precios internos.

• Colombia

Cuadro 6.2.4. Colombia. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Bogotá

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (3)				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Campos de la Guajira (1)	Tarifas de Transporte (2)	Residencial	Comercial	Industrial (4)	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,10	1,70	6,60	6,60	3,20	1,79	
2001	1,40	1,70	6,90	6,90	3,50	2,09	
2002	1,20	1,70	6,70	6,70	3,30	1,89	5,22
2003	1,61	1,70	7,11	7,11	3,71	2,30	
2004	1,58	1,70	7,08	7,08	3,68	2,27	
2005	1,93	1,20	6,93	6,93	3,53	2,62	
2006	2,81	1,20	7,81	7,81	4,41	3,50	
2007	2,56	1,20	7,56	7,56	4,16	3,25	
2008	4,33	1,20	9,33	9,33	5,93	5,02	
2009	3,66	1,20	8,66	8,66	5,26	4,35	
2010	4,25	1,20	9,25	9,25	5,85	4,94	16,40

Fuente: estimaciones propias con datos de la ANH, UPME, Ecopetrol, CREG y otras.

- (1) Precio del gas regulado corresponde a cerca del 70% del abastecimiento.
- (2) Tarifas incluidas en distribución residencial. Los cambios corresponden a las revisiones regulatorias y cambios de formulas en las mismas.
- (3) Estimados con base a datos de la CREG y SUI. Estudiadas en detalle año 2009.
- (4) A partir de 2008 las tarifas de distribución se realizan por el método canasta de tarifas por lo cual cada distribuidora es libre de reasignar el margen de T y D con base a una flexibilidad regulada.

Colombia es un país cuyo desarrollo del mercado de gas se limitaba a la región de la Costa Norte Atlántica y Santander, hasta el desarrollo del sistema de gas del interior del país que hizo posible la llegada del gas a ciudades como Bogotá, Medellín y Cali y muchas otras a partir del año 1997 cuando se da inicio concreto a la masificación del gas planteada ya a comienzos de los noventa.

El proceso de penetración del gas ha sido muy diversificado. Hacia 2009 se registraban alrededor de 5 millones de hogares servidos con gas natural y unos 300 mil vehículos convertidos a GNV (o GNC). A pesar de ello el tamaño total del mercado de consumo final y para generación eléctrica era de cerca de los 20 MMm³/día y desde 2007 comenzaron exportaciones de excedentes a Venezuela las que se estima llegaron a una media de 5.1 MMm³/día en 2009. Una de las principales características del mercado de gas en Colombia lo constituye la muy elevada variabilidad de la demanda de gas para generación de electricidad, lo que se vincula con las propias características del sistema hidro-térmico y la ocurrencia del Fenómeno de “El Niño”. Este hecho ha acarreado en Colombia no pocas dificultades de orden de coordinación entre mercados de gas y electricidad. El mercado es diversificado. En 2009 las proporciones eran: 24% industria; 16%

residencial y comercial; 20% exportaciones a Venezuela; 31% generación de electricidad y 9% GNV.

La formación de precios se halla regulada por la CREG (gas, transporte y distribución), aunque existen mercados secundarios y de contratación libre para el gas de Cusiana y otros nuevos campos.

- **Chile**

Cuadro 6.2.5. Chile-Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Santiago

Año	Componentes		Tarifas Finales con impuestos (3)					
	Precio del gas en Boca de Pozo-Importado de Argentina (1)	Precio del gas GNL	Tarifas de Transporte Nacional	Residencial (2)	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,22	no existente	sd	7,50	sd	sd	sd	sd
2001	1,22	no existente	sd	7,56	sd	sd	sd	sd
2002	1,22	no existente	sd	7,34	sd	sd	sd	sd
2003	1,34	no existente	sd	7,38	sd	sd	sd	sd
2004	1,45	no existente	sd	9,61	sd	sd	sd	sd
2005	1,78	no existente	sd	10,42	sd	sd	sd	sd
2006	2,59	no existente	sd	12,26	sd	sd	sd	sd
2007	3,71	no existente	sd	12,76	sd	sd	sd	sd
2008	9,71	no existente	sd	13,92	sd	sd	sd	sd
2009	11,64	no existente	sd	s/d	sd	sd	sd	sd
2010	11,71	sd (4)	sd	33,67	sd	sd	13-14 (4)	sd

Fuente: estimaciones propias con datos de la SE de Argentina y CNE, Chile.

- (1) Precios del gas según valor de exportación desde Argentina.
- (2) Dato de la CNE inferido por costo de factura.
- (3) Los valores incluyen impuestos y se desconoce si además del impuesto al valor agregado o ventas hay otras cargas.
- (4) La CNE publica valores de referencia para el GNL proveniente de la Terminal Quintero para plantas termicas.

Al no existir en Chile regulación del mercado de gas natural distribuido⁶⁶ no existen tampoco forma de obtener los costos discriminados por componentes. Sólo se conocen los precios del gas pagados por Chile desde Argentina a partir de los valores normados por la Secretaría de Energía para el gas con destino al mercado externo. Por otra parte, a partir de las publicaciones efectuadas por la CNE de Chile es posible inferir la evolución del precio final pagado por el consumidor en la Región Metropolitana y también obtener un cuadro comparativo del precio pagado por los consumidores residenciales de las distintas distribuidoras sólo para el año 2010.

⁶⁶ Sólo en el caso de la XII Región (Magallanes) las tarifas son reguladas, aunque no ha sido posible obtener precisiones sobre dicha regulación.

La estructura actual del mercado de gas en Chile no puede ser plenamente capturada a través de las estadísticas corrientes. A partir de los datos de los Balances Nacionales de Energía obtenidos de la CNE se puede ver el fuerte impacto que, sobre la estructura del mercado, tuvo la interrupción de las importaciones de gas natural desde Argentina entre 2004 y 2009. Se puede observar de este modo, que los principales mercados que en 2004 daban cuenta del 83% del total consumo final y para centrales eléctricas, disminuyeron drásticamente su participación en 2009 debido a las mencionadas restricciones de oferta total. El número de clientes residenciales atendidos por Metrogas (Región Metropolitana) se estimaba en el orden de los 441000 usuarios, cifra sólo un 3% superior a la de 2008.

- **Perú**

Cuadro 6.2.6. Perú. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Lima-Callao

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (3)				
	Precio del gas en Boca de Pozo (1)	Tarifas de Transporte	Residencial	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000							
2001							
2002							
2003							
2004	1,80						
2005	1,95	1,04	6,69	5,12	3,55	2,42	
2006	2,22	1,01	6,91	5,34	3,76	2,38	
2007	2,32	1,06	7,20	5,58	4,24	2,50	2,76
2008	2,44	1,12	6,78	5,82	4,36	2,60	2,82
2009	2,56	0,93	6,97	6,42	4,39	2,52	2,65
2010	2,69	0,98	7,06	6,60	4,57	2,55	2,72

Fuente: estimaciones propias con datos de OSINERGMIN

(1) Corresponde al precio del gas para distribuidor y clientes iniciales.

(2) Datos estimados con referencias parciales. Para 2009-2010 según imputación de la Distribuidora-Referencia usuarios residenciales

(3) Estimados con datos de Osinergmin y Cálidda Gas Natural de Lima.

El mercado de gas natural en el Perú tuvo un fuerte impulso con la llegada del gas de Camisea a la zona de Lima-Callao, hallándose antes limitado a pequeñas dimensiones en Piura (Noroeste del Perú) y en la Selva Central donde se utiliza gas asociado a la producción petrolera. Según la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía del Perú, el 94% del mercado en 2009 se hallaba conformado por los desarrollos provenientes de gas de Camisea. Según los datos disponibles el 66% de la demanda correspondió en 2009 a los generadores eléctricos. La industria participa con cerca del 21%; el mercado vehicular o GNV con 6% y el sector residencial y de servicios con sólo el 7% restante. El valor del gas para generadores eléctricos varía según hayan o no estado en los suscriptores de

los contratos iniciales. El precio del GNV es promocional con miras a obtener un rápido proceso de conversiones.

En general el conjunto de precios del gas de Camisea se halla bajo regulación y su propósito inicial fue el facilitar la expansión del mercado, lo que incluye el precio del gas para Perú LNG.

- **Venezuela**

Cuadro 6.2.7. Venezuela. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Caracas

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (3)				
	Precio del gas en Boca de Pozo (1)	Tarifas de Transporte (2)	Residencial	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000	sd	sd					
2001	sd	sd					
2002	sd	sd					
2003	sd	sd					
2004	sd	sd					
2005	sd	sd					
2006			0,59	0,59	1,13	0,72	
2007	sd	sd					
2008	sd	sd					
2009	sd	sd					
2010	0,15-0,28	0,02-0,18	1,46	1,46	0,49		

Fuente: estimaciones propias con datos de PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo y ENAGAS, cálculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

(1) variables según categoría de usuario y región. Los valores indican rangos.

(2) variables según categoría de usuario y región. Los valores indican rangos.

(3) para 2006 extraídos del PODE 2006; para 2010 de ENAGAS.

A pesar de las cuantiosas reservas de gas que Venezuela posee, el desarrollo del mercado interno de gas ha sido muy escaso en términos relativos. Los últimos datos oficiales disponibles son tomados del PODE 2006.

Según el anuario publicado por el antes Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela- actualmente Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo -, el mercado interno era de aproximadamente unos 84 MMm3/día, reducido a sólo poco menos de 55 MMm3/día si se excluye el consumo propio en yacimientos cifra que incluye gas procesado para extracción de líquidos.

Del mismo modo no ha sido posible obtener para el caso de Venezuela de series históricas de precios y tarifas del gas. Las expuestas en el documento corresponden a un precio medio que no determina costos de transporte y distribución sino la evolución de la tarifa media final hasta 2006. Los datos para 2010 surgen del ENAGAS quien discrimina estas tarifas a partir de ese año.

• Uruguay

Cuadro 6.2.8. Uruguay. Precios y Tarifas del gas natural. En u\$s por MBTU-Referencia Montevideo

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos				
	Precio del gas (1)	Tarifas de Transporte	Residencial (5)	Comercial (6)	Industrial (7)	Generación Eléctrica	GNV
2000							
2001							
2002	1,22		14,22	25,10	4,71	No existe	No existe
2003	1,34		14,22	25,10	4,71	No existe	No existe
2004	1,45		14,78	26,07	4,87	No existe	No existe
2005	1,78		15,44	27,27	5,01	No existe	No existe
2006	2,59		17,29	29,76	6,29	No existe	No existe
2007	3,71		19,40	32,39	8,01	No existe	No existe
2008	9,71		28,50	42,61	15,97	No existe	No existe
2009	11,64		26,16	39,71	14,28	No existe	No existe
2010	11,71	0,2 (2)-1,6 (3)-13,3 (4)	25,85	39,78	13,56	No existe	No existe

Fuente: elaborado con datos de la DNETN, www.dnetn.gub.uy. Archivo: Sintesis Clientes Facturación.xls.

- (1) Valor de referencia gas de exportación Argentina
- (2) Cargado a usuarios industriales
- (3) Cargado a usuarios comerciales y pequeñas industrias
- (4) Cargado a usuarios residenciales
- (5) Categoría R6-proxy media
- (6) Categoría Com/ind 2-Pequeños usuarios
- (7) Categoría Com/ind 18-Grandes usuarios

Uruguay es un país importador neto de gas natural. El sistema de transporte de gas natural del país está compuesto por dos gasoductos. El primero, que entró en operación en 1998, es el Gasoducto Cr. Federico Slinger, también denominado Gasoducto del Litoral. Construido y operado por ANCAP, cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón y abastece varias plantas industriales de Paysandú, así como la red de distribución de la misma ciudad operada por Conecta.

El segundo, el Gasoducto Cruz del Sur, se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara (La Plata), hasta la ciudad de Montevideo, abasteciendo también a Colonia, San José de Mayo, Canelones, Pando, Ciudad de la Costa entre otras localidades. Cruza el Río de la Plata a la altura de Colonia y entró en funcionamiento a fines de noviembre de 2002. Abastece algunas plantas industriales del interior, así como la red de distribución de Conecta en Canelones y la red de distribución de Gaseba en Montevideo.

Las cantidades de importación desde la Argentina han sufrido variaciones significativas entre 2002 y 2010.

Se trata de un mercado muy reducido y que se compone en un 85% por las ventas en Montevideo, siendo el sector residencial un 47% del mercado de distribución regulada o con transporte contratado en Firme. Se estima que este segmento de distribución representa alrededor del 46% del mercado final, siendo el restante 54% el mercado industrial de grandes usuarios que contratan en modalidad interrumpible⁶⁷.

6.3. Síntesis de los aspectos relevantes en materia de política de precios

Seguidamente se presenta una síntesis comparativa de las tarifas para cada categoría de usuarios en cada país.

⁶⁷ Esto se infiere de los datos de los Balances Energéticos del Uruguay y también de la confrontación entre volúmenes de importaciones y cifras publicadas de ventas por parte de las distribuidoras. Ver archivo: Copia de matrices+2000+a+2008.xls. Es explícito en los reportes publicados por la DNETN ya que no reporta ni volumen ni número de usuarios en modalidad interrumpible.

Cuadro 6.3.1. Tamaño del mercado y tarifas estimadas- En MMm3/día y en u\$sd/MBTU. Imagen situación 2010 con datos estimados América del Sur

País	Tamaño del mercado interno (en Millones de m3 por día)						Total
	Residencial	Comercial	Industrial y Petroquímico	Centrales Eléctricas	GNC-Vehicular	Otros	
Argentina	25,0	3,8	34,8	36,7	7,8	3,2	111,3
Bolivia	0,1	0,1	1,8	2,9	1,2		6,1
Brasil	0,8	0,6	34,8	15,2	5,5	0,7	57,6
Chile (2004)	1,3		3,2	17,5	0,1		22,0
Colombia	2,7	1,3	5,9	7,9	2,2		20,0
Ecuador				s/d			
Perú	0,02	0,02	2,31	6,61	1,13		10,09
Venezuela	2,8		30,3	14,9		6,8	54,8
Uruguay	0,00	0,00	0,00				0,0
Variabilidad (Desvío estándar/promedio)	209%	150%	113%	77%	101%	87%	106%
Tarifas (Valores aproximados)- Expresados en u\$sd por MBTU							
País	Residencial	Comercial	Industrial y Petroquímico	Centrales Eléctricas	GNC-Vehicular	Otros (Petroquímica)	Media ponderada por mercados (Final)
Argentina	1,52	2,7	3,01	3,01	9		3,1
Bolivia	5,37	5,31	1,7	1,7	10		3,4
Brasil	54	36	13	4,1	14,5		11,4
Chile	33						
Colombia	8	8,5	4,5	3,8	20,5		6,7
Ecuador							
Perú	7,31	8,93	5	3,0	3,11		3,5
Venezuela	1,46	1,46	0,49	0,49		0,37	0,5
Uruguay	25,9	20,1	7,3				14,4
Variabilidad (Desvío estándar/promedio)	111%	104%	84%	51%	57%		82%

Fuente: estimaciones propias en base a datos obtenidos de.

Argentina: Enargas, Anuario Estadístico 2009 y 2010

Bolivia: Instituto Nacional de Estadísticas. Datos de 2009, preliminares.

Brasil: Ministerio de Minas e Energía, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural.

Chile: CNE.

Colombia: elaboración propia con datos revisados del Balance Nacional de Energía año 2009- UPME y CNO gas.

Ecuador: no presentaba desarrollo de mercado de gas

Perú: MEM del Perú. Archivo001_Distribución-dic 2010.pdf.

Venezuela: Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

Uruguay: DNETN, www.dnetn.gub.uy.

Como se observa en el cuadro 6.2.9 la variabilidad de las tarifas supera a la registrada a nivel de los precios del gas en boca de pozo en tanto la diferencia del tamaño de los mercados y sus distintas etapas de desarrollo, además de las políticas aplicadas, conducen a una elevada dispersión, en particular referida a los costos de distribución.

Sin embargo las diferencias en las tarifas industriales y las destinadas a generación eléctrica reflejan claramente la dispersión de criterios y normas para la fijación de tarifas diferenciales.

Una caracterización de lo mercados se presenta seguidamente.

Cuadro 6.3.2. Caracterización de los mercados de gas en América del Sur

País	Autoabastecido	Importador neto (más de 40% de mercado)	Exportador neto (más de 50% de la producción)	Precios con regulación según costos de oportunidad	Política de precios administrados en Mercado Interno	Activos privatizados	Sistema principal incipiente o con desarrollo inferior a los 15 años	Ranking en tamaño regional mercado interno	Ranking en tarifa media ponderada a mercado interno (tarifa mas baja)
Argentina	X				X	X		1	2
Bolivia			X		X			7	3
Brasil		X		X			X	2	6
Chile (2004)		X		X			X	4	s/d
Colombia	X			X		X		5	5
Ecuador	X				X			9	s/d
Perú	X				X		X	6	4
Venezuela	X				X			3	1
Uruguay		X		X			X	8	7

Fuente: CEPAL, 2011, Estudio sobre "Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur", elaborado por el consultor Kozulj, R., 2011 a ser publicado próximamente. Se observan así situaciones muy disímiles:

Argentina, Perú, Bolivia y Venezuela han sido países autoabastecidos que han aplicado durante la mayor parte del período 2000-2010 políticas de precios administradas con diferenciación importante en el precio de sus tarifas y con diversos criterios de segmentación de mercados. Aunque las diferencias entre ellos son aún múltiples presentan algunos rasgos comunes como el hecho de fijar precios internos sin referencia a los del mercado internacional o a los propios valores regionales de exportación. Sin embargo en Perú el desarrollo de la industria es incipiente y las reglas de mercado administrado se aplican sólo a los lotes actuales de Camisea y su contrato inicial (Lote 88). Venezuela tiene un muy antiguo desarrollo de uso del gas pero a partir, en su mayor parte, de gas asociado, cuya distribución ha sido planteada fundamentalmente vía transformación en GLP para el mercado domiciliario. Cuenta además con dos sistemas claramente diferenciados como lo son el de Oriente y Occidente. Por el contrario en Argentina la expansión de redes es muy vasta y su explotación privada deviene de un previo desarrollo de una industria estatal.

En el caso de Bolivia el desarrollo del mercado interno no había sido considerado como prioritario sino hasta las nuevas definiciones de política del año 2006 y, aún hoy, el énfasis en el mercado externo es una necesidad por su impacto global sobre la economía.

En el caso de Brasil por su parte, se presenta una situación mixta en tanto es un país productor e importador, pero los precios internos guardan referencia a los del mercado internacional o aún son superiores cuando se incluye el transporte.

Chile y Uruguay son casos de importadores netos que desarrollaron sus mercados sobre supuestos de abastecimiento de gas de Argentina vía gasoductos y que deberán desarrollar sus mercados vía GNL, pero con magnitudes inconmensurables entre ellos, en tanto la Argentina se ha convertido también en importador marginal.

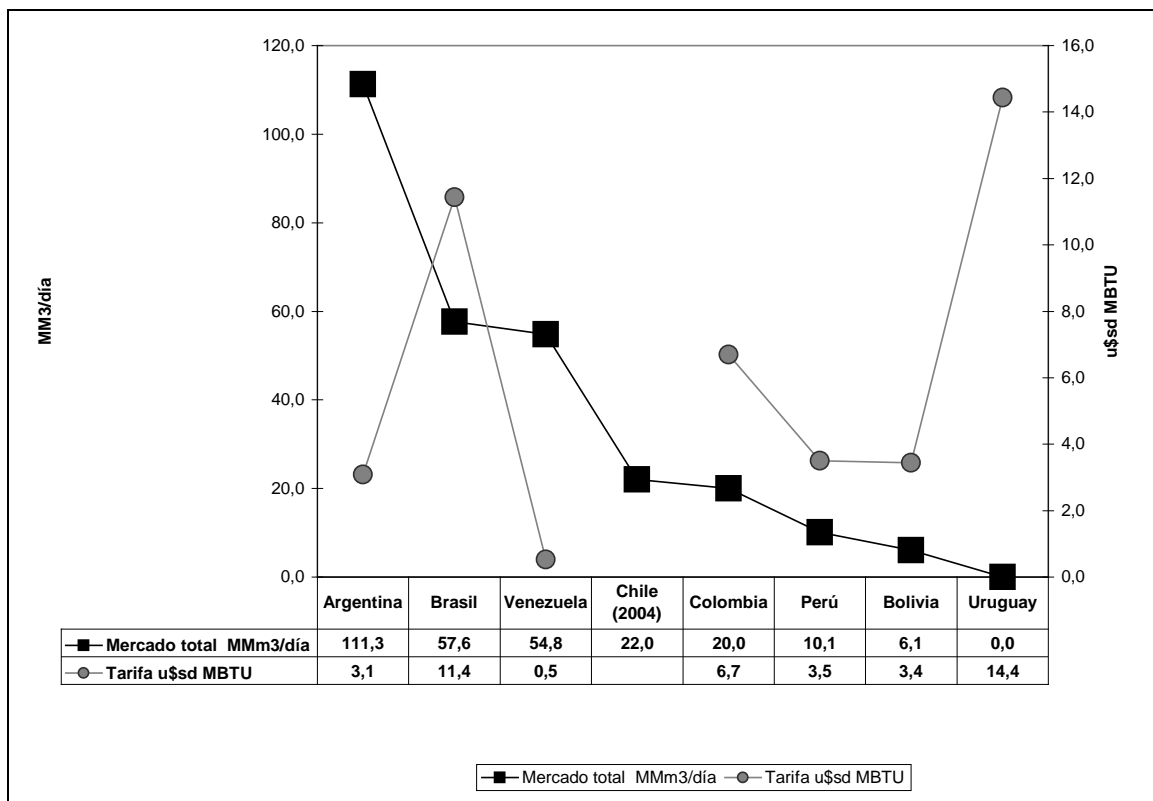
Ecuador ha explotado el gas a partir del anterior esquema de legislación petrolera y su uso se ha limitado a la generación eléctrica en un caso de integración de actividades entre productor y generador, situación que se halla en transición tras los cambios en la legislación sobre hidrocarburos.

Colombia es un país autoabastecido, con un desarrollo de un sistema antiguo y otro más reciente y que ha aplicado en el sector, de modo progresivo una política de precios internos vinculada a precios internacionales. Sin embargo parte del desarrollo se debió al accionar de su empresa estatal cuando de modo indirecto financió el sistema de transporte del interior del país aunque luego se privatizaron estos activos.

A su vez en cada uno de estos países el gas representa una proporción muy distinta en el total de la matriz de energía. Si a ello se suman los cambios en la regulación del sector en cada país, se vuelve comprensible hallar tal multiplicidad de valores para las tarifas aplicadas en cada caso.

Desde el punto de vista de la correlación entre tarifas medias ponderadas (resultante de los valores vigentes hacia 2010 para cada tipo de consumidor en cada caso, según volúmenes consumidos respecto del total) y el tamaño de del mercado de cada país, no puede establecerse tampoco una regla uniforme.

Gráfico 6.3.1. Tarifa media ponderada y tamaño del mercado total de cada país

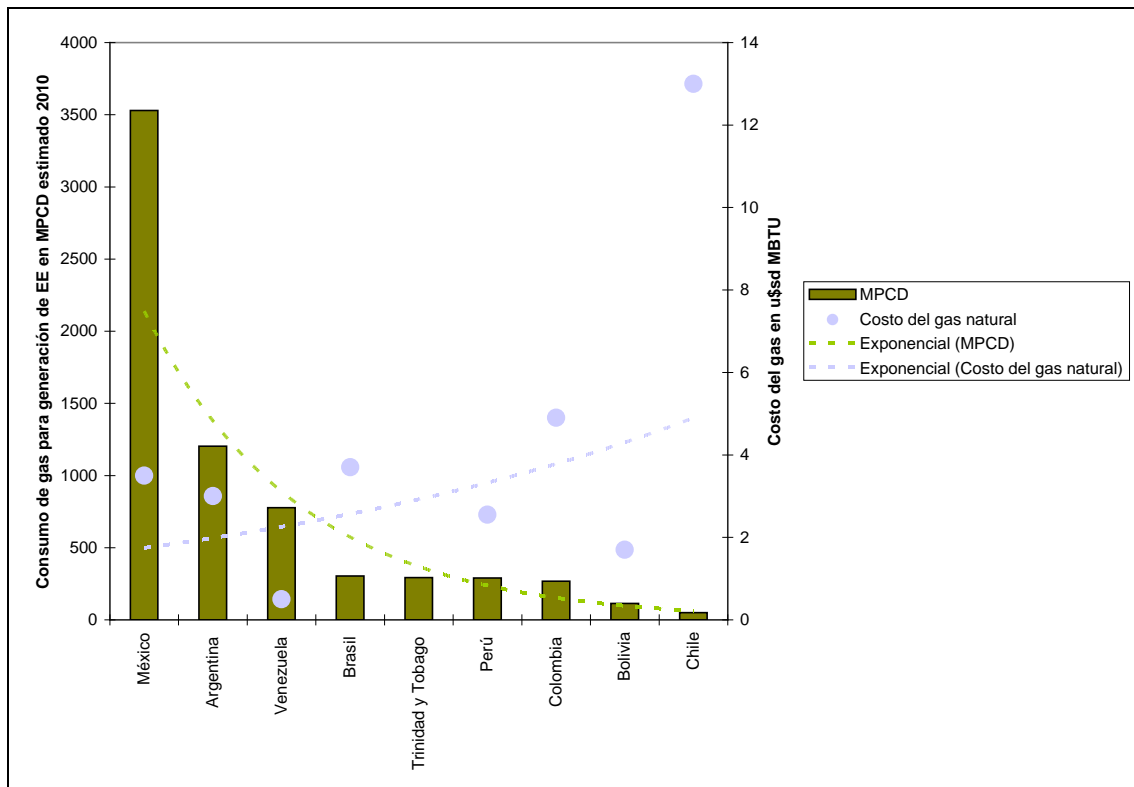


Fuente: estimaciones propias.

Nótese que de los datos presentados no se podría inferir en que medida tanto precios excesivamente altos como en los casos de Brasil y Uruguay, o excesivamente bajos como el de Venezuela, han sido barreras para un mayor desarrollo del uso y desarrollo del gas, ni tampoco es posible inferir cual es el valor que, sin hallarse por debajo de los costos económicos, permitiría un desarrollo adecuado de los mercados. No sólo se halla el tema de los precios relativos del gas respecto a sus sustitutos-más allá de los valores de las tarifas y precios del gas, lo que ha sido mostrado en el punto 6.1- sino una multiplicidad de factores adicionales que hacen a la disponibilidad de recursos, estrategias empresariales, políticas de desarrollo de los recursos energéticos (sean o no potenciales), disponibilidad de financiamiento y enfoque de políticas macroeconómicas y energéticas. *A pesar de ello esta claro que tanto valores muy bajos como excesivamente altos parecen indicar ser un obstáculo si se desea incrementar el uso de este producto energético.*

En el caso particular de la electricidad el uso del gas ha estado determinado por los factores explicados en el capítulo referido al sector eléctrico. Sin embargo la dispersión de precios, aunque existente, ha sido menor que en la de otros mercados.

Gráfico 6.3.2. Tamaño de los mercados de generación y costos del gas. Estimado 2009-2010. En MPCD y en U\$Sd MBTU

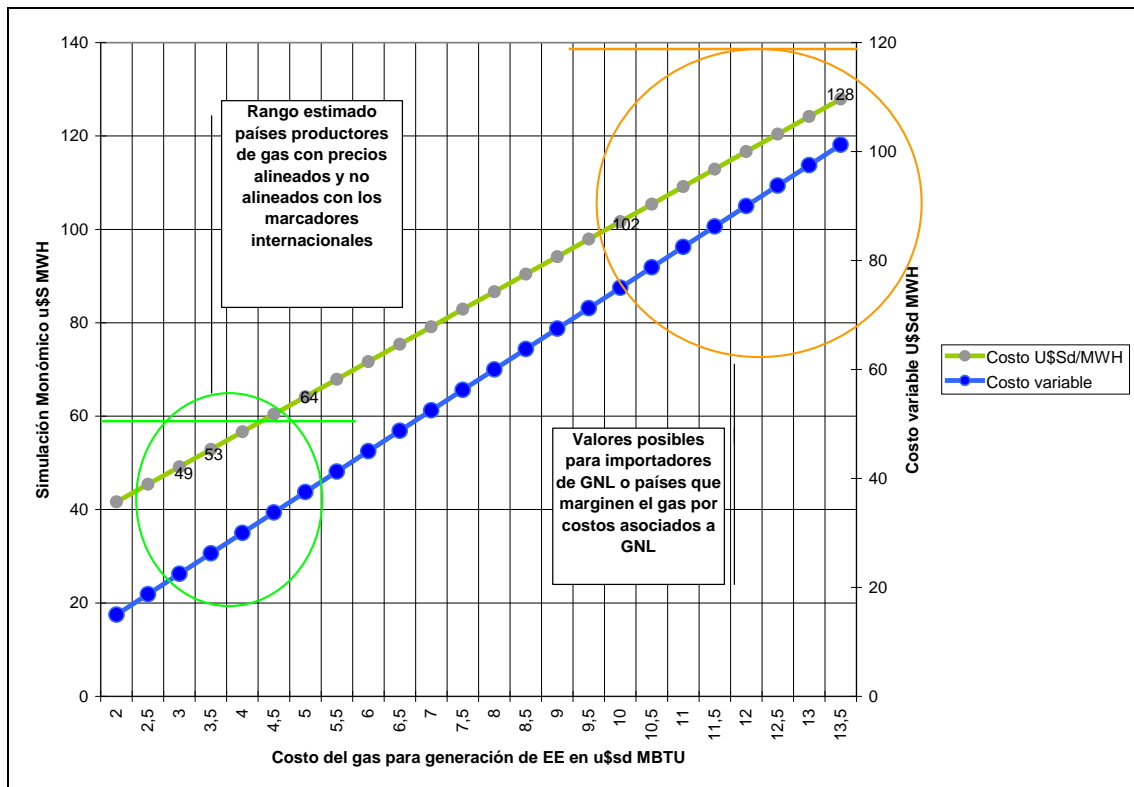


Fuente: estimaciones propias datos en archivo: síntesis de tarifas CEPAL.xls.

En tal sentido con la excepción de Venezuela y Bolivia (tal vez Perú), los países han tendido a fijar una gama de precios de entre 3 y 5 u\$s por MBTU, valores muy próximos a los de referencia internacional, según sea este referente (Henry Hub, sur de los EUA-Texas o Alberta). Aún la Argentina ha ido elevando el marcador del precio del gas para generación a fin de sincerar la situación particular vivida por este país entre 2002 y la fecha.

Un razonamiento que va surgiendo del análisis de la oferta y demanda de gas hasta aquí realizado se refiere a: 1) las barreras de entrada que genera el precio del gas a otras fuentes de generación, en ausencia de mecanismos explícitos de selección de tecnologías por fuentes y 2) la diferencia neta entre la situación de países productores e importadores, sobre todo si reposan en suministros de GNL. A su vez ambos factores se vislumbran como claves para la definición y planificación futura del sector en la región.

Gráfico 6.3.3. Simulación de costos de generación de un ciclo combinado según variaciones del precio del gas. En U\$Sd MBTU y U\$Sd MWH



Fuente: estimaciones propias.

Hipótesis:

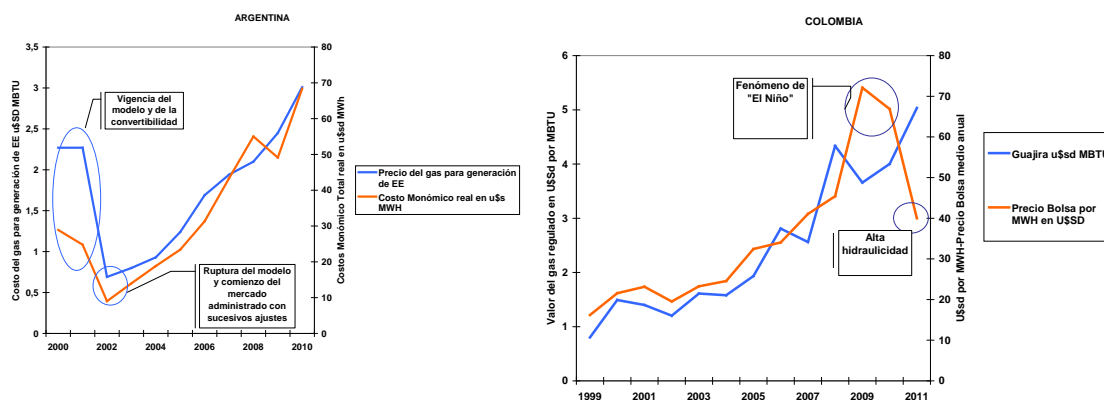
- Rendimiento BTU/KVh 7500
- FU 90%
- Costo de capital para central de 300 MW 1025 U\$Sd por KW
- Vida útil 25 años
- Tasa de remuneración 16%
- O&M 25% del costo fijo anual

Nótese que para los países productores, según los cálculos realizados, la gama de precios del gas conduce a costos de generación estandarizados que reflejan, según las diferencias de regulación y estructura del parque generador, a costos monómicos del orden de los 40-65 u\$sd MWh para una gama de precios del gas de entre 2 y 5 u\$sd por MBTU, situación compatible con los casos registrados de precios del gas. Para los países que en cambio son importadores de GNL, estos costos monómicos simulados se hallarían en una gama de entre 100-120 u\$sd por MWH.

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de los precios del gas para generación de electricidad y la evolución del costo de generación en los mercados mayoristas de Argentina y de Colombia al sólo fin de mostrar: 1- La correlación en series de tiempo entre costos del gas y de la electricidad; b) las diferencias entre costos del gas y costos monómicos en dos sistemas totalmente distintos tanto en caracterización del parque como en regulación y estructura de actores y mercados de gas y electricidad, además de los puntos singulares que marcan diferencias respecto a la tendencia.

Sin embargo las series ubican a los costos monómicos en el sendero de simulación presentado de un modo aceptable y, con excepción de los puntos singulares remarcados no puede ser puesto en duda la correlación entre incrementos del precio del gas y el de la generación eléctrica en los sistemas reales.

Gráfico 6.3.4. Precios del gas y costos de generación en los mercados mayoristas: los casos de Argentina y Colombia



Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA y UPME.

Ambas situaciones estructurales (gráfico 6.3.3) muestran lo crucial de obtener aproximaciones para definir conjuntamente los precios regionales del gas en función de los potenciales de introducir otras fuentes de generación según sea el caso de cada país en cuanto a dotación de recursos naturales-energéticos y financiamiento, lo que requiere una planificación indicativa conjunta con senderos y escenarios de corto, mediano y largo plazo, a la vez que garantizar que los precios del gas sean competitivos tanto para productores como para desarrollar los mercados de gas, a la vez que garantizar el suministro de electricidad a precios razonables.

La mera aproximación a políticas de fijación de precios según costos de oportunidad no pareciera bastar para lograr una matriz energética de la región que sea más sostenible, aunque sin tal aproximación tampoco parecería posible ampliar la oferta de gas que a todas luces es un desafío para la sostenibilidad de los sistemas eléctricos y de gas.

En tal sentido, si bien la introducción de productos marginales mas costosos (Ej. Líquidos o GNL) hace mas viable la opción de uso de renovables según los perfiles de cada país, sin duda eleva los costos del gas en otros sectores de consumo y en cualquier caso los costos de ambas energías para los usuarios se incrementa. En el caso del gas esto puede conducir a una menor penetración que la deseada y en general a mayores costos para los usuarios lo que llama a atender este aspecto en términos de accesibilidad y equidad.

7. TRANSPORTE DE GAS E INTEGRACIÓN

La región cuenta con una vasta red de gasoductos troncales, cuya representación aproximada se presenta en el siguiente mapa.

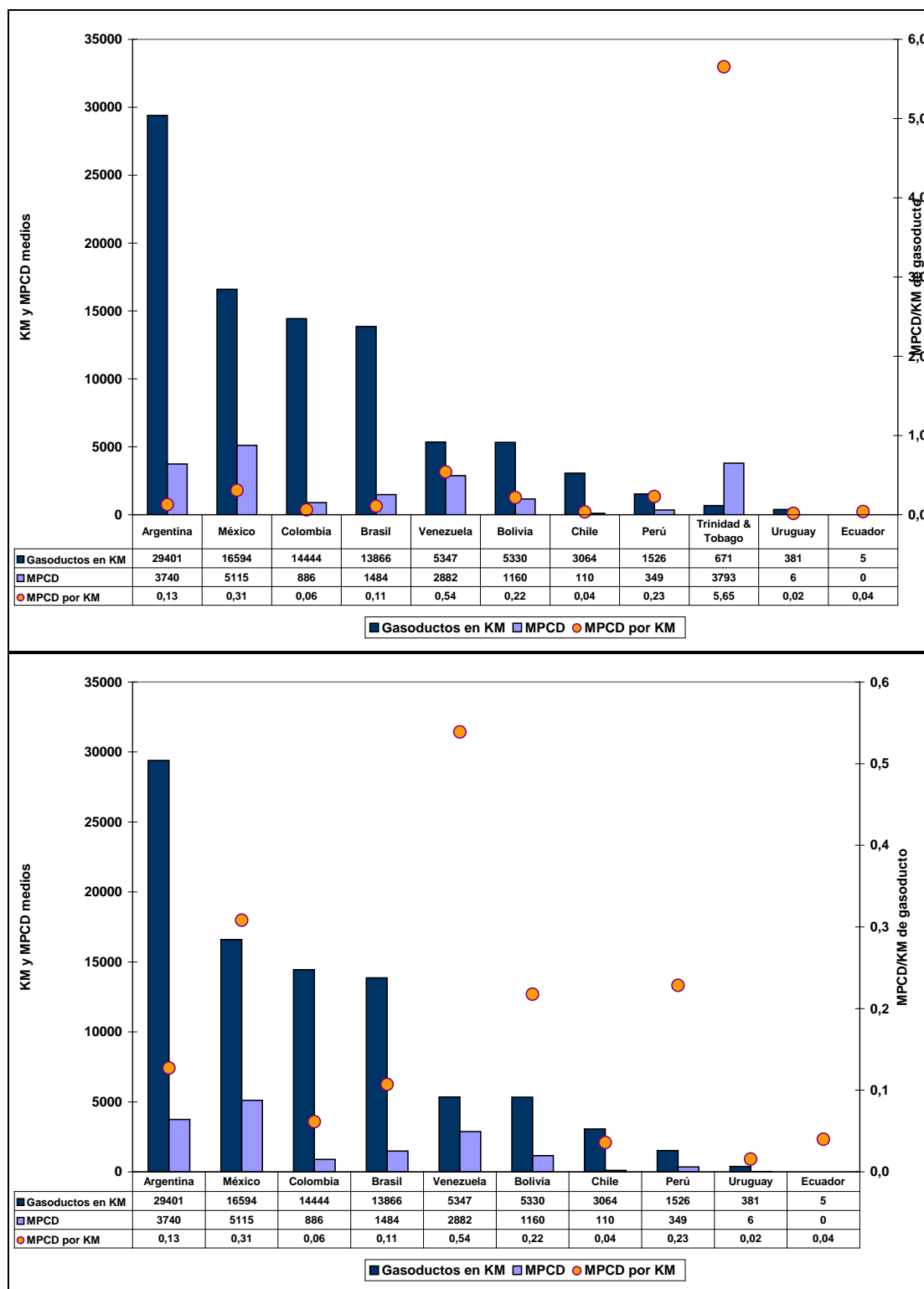
Mapa 7.1. Gasoductos construidos y proyectos



Fuente: http://www.theodora.com/pipelines/central_america_caribbean_and_south_america_oil_gas_and_products_pipelines.html. Corresponde a 2008 y puede haberse modificado parcialmente por la concreción de obras en Brasil.

Se estima que la longitud total de gasoductos troncales supera los 90 mil kilómetros.

Gráfico 7.1. Estimación de la longitud de los sistemas de transporte y tamaño de los mercados. Año 2009-2010 en Km. y MPCD



Fuente: Total Length of Pipelines for Transportation by Country, <http://chartsbin.com/view/1322>.

En el gráfico 7.1 se presenta la longitud de las redes de gasoductos en cada país y se estima un volumen medio transportado por cada sistema lo que depende tanto de los territorios servidos en cada caso, como de las particularidades de los mercados de gas que ya fueran descritos en este capítulo.

Trinidad & Tobago, Venezuela y México presentan los mayores índices de gas transportado por Km. de gasoducto, lo que revela la naturaleza de estos mercados con consumos diarios elevados pero concentrados en usos y puntos específicos. Le siguen Perú y Bolivia, mientras que Argentina y Brasil presentan índices similares a pesar de la absoluta diversidad y madurez de ambos mercados. Chile y Uruguay se halan en el otro extremo revelando tanto el bajo desarrollo de sus mercados, como los impactos de la suspensión de exportaciones desde Argentina.

Como se puede ver, por otra parte, la Argentina presenta la mayor extensión de gasoductos, seguida por México, Colombia y Brasil.

Mientras que Argentina representa casi un tercio de la longitud de gasoductos en la región, Argentina, México y Colombia representan dos tercios y, si se le suma Brasil, se llega al 82%. Venezuela sólo da cuenta del 5%.

Cabe destacar que la construcción y expansión del sistema de transporte troncal básico fue desarrollada en general, hasta la década de los 90, por las empresas estatales que operaban el negocio (Gas del Estado en Argentina hasta 1992; YPF hasta 1996; Corpoven y PDVSA (PDVSA Gas) hasta el presente; Petrobras hasta el presente; PEMEX hasta el presente, para dar algunos ejemplos).

En general fueron muy pocos los casos donde la red troncal se desarrolló por iniciativa privada. La principal excepción se dio en Colombia a través de Promigas creada en 1974 -y con el antecedente de Gas Natural Colombiano S.A. que explotó con buenos resultados técnicos y financieros los yacimientos encontrados en el Departamento de Bolívar al norte de Colombia-. Sin embargo el sistema de Transporte del Gas del interior en Colombia fue construido por contratos BOMT y transferidos a la empresa Ecogas, una sociedad del estado dependiente de ECOPETROL y que luego fuera privatizada absorbiendo la deuda ECOPETROL⁶⁸. En el caso de Perú, la construcción del gasoducto Camisea-Lima se realizó por concesión bajo un sistema BOOT⁶⁹ a través de la COPRI.

Tras las reformas energéticas de los noventa varias modificaciones fueron realizadas. Las principales se dieron en el caso de Argentina a partir del *unbundling* realizado sobre los activos de Gas del Estado (e YPF).

⁶⁸ En 1993 el Gobierno Nacional decidió que ECOPETROL liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales. Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de ECOPETROL y se conformó la Empresa Colombiana de Gas – ECOGAS, que posteriormente se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006.

⁶⁹ En diciembre de 2000, un consorcio multinacional liderado por Tecgas NV con la participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation, Graña y Montero y luego Tractebel, resultó adjudicatario, por 33 años, de la licencia para el transporte de gas natural y de líquidos de gas natural hasta Lima y Callao. La empresa formada por este consorcio se denominó Transportadora Gas del Perú SA (TgP). Ese mismo año es que se firmó de contrato BOOT (Built, Operate, Own and Transfer) en el cual se otorga en concesión a favor de TgP el Transporte de Gas Natural y los Líquidos de Gas. En agosto de 2004 se da la puesta en operación comercial.

En general los sistemas no presentaron problemas de expansión tras estas reformas y diversas modalidades hasta mediados de la década pasada.

En el caso de Argentina la expansión de gasoductos con destino al consumo interno se realizó principalmente mediante instalaciones de plantas compresoras y algunos *loops*, lo que permitió incrementar las ventas sin la necesidad de construir nuevos gasoductos troncales. Simultáneamente se construyeron por iniciativa privada el conjunto de gasoductos de exportación.

En el caso de Brasil, Petrobrás tuvo un papel activo en la construcción del gasoducto Bolivia- Brasil a través de Transredes y también en el desarrollo de los gasoductos internos.

Los principales problemas respecto a la expansión del sistema de transporte se comenzaron a manifestar después de 2004 y en muy diversos contextos regulatorios, de precios y por razones también muy distintas.

En Argentina varios factores se hallaron detrás de la lentitud de la expansión del sistema de transporte. Por una parte la incertidumbre respecto al origen de los campos de suministro. En el Plan 2004-2008, el gasoducto del NEA con una capacidad de 20 a 30 MMCD, se hallaba como obra prioritaria y suponía gas abundante provisto por Bolivia como alternativa al estancamiento de la oferta interna de gas. Tras las reformas ocurridas en ese país y dada la insuficiencia de oferta de Bolivia para atender la demanda comprometida con Brasil y Argentina, este proyecto manifestó problemas de definición mostrando la fuerte interdependencia entre decisiones de una nación y la posibilidad de planificación en otra, algo similar a lo que ocurrió con Chile con la suspensión de exportaciones desde Argentina. Por otra parte las tarifas de transporte que habían sido diseñadas sobre la base de un modelo de costos incrementales de largo plazo con señales por distancia –vigentes desde 1992 hasta el 2001 y que no habían producido ninguna expansión que no fuera a costos marginales inferiores a los implícitos en esta tarifa- quedaron reducidas a menos de un tercio de su valor original. Por lo tanto la modalidad de expansión fue a través de obras administradas y mediante fideicomisos, realizándose las obras que permitieran atender la creciente demanda interna sólo en función al crecimiento de la oferta interna de los productores y a través de la importación de GNL por buques regasificadores.

En el caso de Colombia se construyó el gasoducto de exportación a Venezuela, pero hubo dificultades entre 2007 y 2009 para realizar expansiones en algunos tramos cruciales que, dado el carácter radial del sistema de gasoductos afectó la capacidad de suministro del conjunto del sistema, sobre todo durante 2009 y parte de 2010 cuando se produjo el fenómeno de “El Niño”. En este caso la demora de las inversiones no se debió a problemas de insuficiencia de las tarifas, sino básicamente a la incertidumbre generada por la disponibilidad de gas y las negativas entre distintas partes a firmar contratos, en particular porque por las características del mercado colombiano dichos contratos forman parte del respaldo que requieren los generadores eléctricos para poder cobrar el cargo por confiabilidad que es el que permite al sistema eléctrico determinar la Energía Firme Contratada (ENFIC). En tanto el fenómeno de El Niño es de ocurrencia periódica, se crean largos períodos de “burbujas de gas” las que dan lugar a una oferta interrumpible que es mas

costosa que la firme, produciéndose una transferencia de las rentas de productores y transportistas hacia los generadores eléctricos toda vez que estos son los que manejan la reventa del gas no utilizado.

En el Perú, las restricciones en la ampliación del gasoducto de TGP también se manifestaron hacia 2008, cuando la demanda de los generadores eléctricos y otros consumidores superó el nivel que se hallaba previsto. También en este caso los generadores habían logrado capturar rentas de oportunidad recurriendo a contratos interrumpibles sobre el supuesto de que el sistema tenía holguras y no lograron la firma de nuevos contratos porque la capacidad en firme era limitada y la demanda había excedido los niveles de oferta previstos.

En Venezuela la interconexión Centro Oriente-Occidente (o proyecto ICO), planteada al menos desde 2006 por PDVSA Gas no ha sido concretada, lo cual trae ya certeza respecto a que Venezuela no podrá cumplir con el compromiso que había sido asumido para 2012 de revertir el flujo de importaciones desde Colombia y exportar gas a ese país.

En general PDVSA reconoce un fuerte atraso en todo su plan de inversiones de gas que sumaba más de 50 mil millones de dólares. El problema en este caso es de destino de la renta global de Petróleo a fines distintos a los de la ampliación de la oferta, lo que se traduce en una continua repetición de anuncios de obras que son pospuestas o presentan avances inferiores a los programados. Por otra parte las dificultades de gestión de proyectos de infraestructura presentan en ese país particularidades propias.

Cabe decir que la situación, perspectivas y desafíos del sector de transporte de gas natural en América Latina y el Caribe, fue analizada recientemente en un trabajo de la CAF-IDEAL⁷⁰. En ese trabajo, a diferencia de lo aquí señalado se identificaron experiencias exitosas en el desarrollo de este sector, a través de la evaluación de las diversas prácticas realizadas por los países a tal fin y de la identificación de aquellos aspectos de las políticas energéticas que permitieron su consolidación.

A su vez, se examinó la situación de la integración regional a la luz de la realidad interna de los países y de los procesos de cambios tecnológicos del sector. Una síntesis de este estudio referido al sector transporte y mercados de gas se presenta seguidamente, junto a comentarios críticos realizados a la luz de este diagnóstico⁷¹.

- Países que presentan un importante mercado de gas natural como Argentina y Venezuela, se han encontrado en el último tiempo con déficit de abastecimiento muy significativos. Estos países se encuentran realizando obras para la ampliación de la capacidad de transporte, aunque éstas se encuentran rezagadas en relación con el calendario original en que fueran previstas. No obstante, el requisito de inversiones es significativo en ambos casos: en Argentina para disminuir la congestión que se produce en el anillo del Gran

⁷⁰ Transporte de gas natural, BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA, IDEAL 2011, *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria*. Documento elaborado por CAF a solicitud de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB) para su presentación en la XXI Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno celebrada en Asunción, Paraguay.

⁷¹ Estos comentarios se hallan en itálica al lado de cada uno de los puntos que corresponden a una transcripción literal de las conclusiones del citado documento del IDEAL (2011).

Buenos Aires (GBA) y alimentar nuevas regiones (Noreste Argentino–NEA), se necesitan vías para incrementar el gas recibido desde Bolivia a través del gasoducto GNEA –ya en construcción–, de la importación de GNL y de los múltiples proyectos de regasificación que tiene previstos.

- Venezuela se requieren cuantiosos desembolsos para cumplir los objetivos del Plan Nacional de Gasificación, previo a lo cual se deben desarrollar sus campos gasíferos.
- Entre México, Argentina, Colombia, Brasil y Perú, las inversiones en ampliación de transporte se estiman en USD 15.000 millones para los próximos años. Esto permitiría cumplir con las metas de demanda interna y con los compromisos de exportación (Perú).
- Del total, Argentina y Perú representan el 70%⁷². A esta altura es importante destacar el carácter de “Estado” que tienen las inversiones en capacidad de transporte en ALyC y de toda la planificación del sector. En el futuro, se vislumbra una continuación de este proceso en que los Estados, mediante sus empresas públicas, continuarán teniendo un papel preponderante en la planificación del sector transporte de gas. En el caso de Argentina, Enarsa, empresa creada por el Estado Nacional, será la encargada de construir y operar el gasoducto GNEA. En la actualidad dicha empresa comercializa todo el GNL. *Cabe destacar, sin embargo, que esta afirmación realizada en el estudio IDEAL-CAF no plantea el problema del incremento necesario de la producción de gas en Bolivia, ni tampoco el hecho de que si bien los Estados se hallan en esta etapa de Planificación, los esquemas aún reposan en la atracción de capitales privados. Por otra parte no se vislumbra una clara planificación integrada entre las diversas cadenas energéticas, condición necesaria para que los objetivos de seguridad de suministro a costos razonables y adecuados al nivel de desarrollo de cada país puedan ser alcanzados.*

El documento de referencia continúa remarcando así otros aspectos de interés y que no se hallan alejados de lo expuesto en este diagnóstico.

- Ninguno de los países de ALC plantean taxativamente la construcción de gasoductos de integración ni en el corto ni en el mediano plazo.
- Sólo Bolivia, luego de la construcción de un ducto menor de alta capacidad para incrementar los envíos de gas hacia Argentina, plantea la posibilidad de realizar obras para incrementar la capacidad de envíos a Brasil. No obstante, es una posibilidad actualmente remota. Su problema principal es desarrollar y producir a tiempo todo el gas comprometido en su contrato con Argentina.
- La tendencia se afirma hoy en la exportación-importación de GNL: el liderazgo de Trinidad y de Perú en la región permitirá que importantes consumidores de

⁷² La cifra es citada a partir del documento *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria*, pero se desconoce el listado total referido, en particular por la incertidumbre del caso de Venezuela.

GNL como México, Argentina, Brasil y países centroamericanos y del Caribe (Puerto Rico, República Dominicana, Panamá y Jamaica) continúen siendo importantes clientes. *Respecto a esta afirmación cabría observar que en principio el principal mercado de LNG Perú son los EUA vía México y que las reservas desarrolladas de Camisea no parecen al momento suficientes para ampliar la planta de esta firma. Por otra parte la declinación de reservas de Trinidad & Tobago no aparece mencionada, lo que llama a remarcar aún más el tema generalizado de retraso de inversiones.*

- Eventualmente, y a mediano plazo, Venezuela puede generar capacidad de licuefacción y un mercado consumidor de su GNL en ALC. *Sin embargo el considerable atraso de las inversiones hace incierta la fecha en la cual tal opción sería factible.*
- También hay una nueva modalidad conocida como transporte “virtual”–cuando no es por ductos– que lleva consigo modalidades de distribución del GNL a menor escala, y que posibilitan atender consumos más pequeños y puntuales. Por ejemplo, en Chile, recientemente se inauguró la distribución al interior del país del GNL mediante camiones. En particular una parte del GNL que arriba a la terminal de regasificación de Quintero es transportada por vía terrestre a la región de Bio Bio y allí es regasificado (en unidades de regasificación pequeñas) y utilizado por industrias. *Al respecto cabe señalar que estas opciones via GNC estan siendo utilizadas en Colombia y brasil ha efectuado planteos similares. No obstante se trata de un producto caro y debe ser analizada su real potencialidad vis a vis los costos del GLP.*
- Por otra parte, si bien se desestimó la construcción del gasoducto URUPABOL, existe la posibilidad de que Paraguay se abastezca de GNL mediante barcos que transiten por la hidrovía Paraguay-Paraná.
- En Ecuador fue puesta en operaciones recientemente una planta que licuefacta gas de recientes descubrimientos, el que luego es transportado para el consumo industrial.
- En Perú, hasta que se terminen por conectar a los gasoductos troncales los ramales que abastecen los principales centros de consumo, se prevé utilizar GNL o GNC inicialmente. *Cabe decir que esto crearía un caso un tanto paradójico entre país exportador de GNL e importador del mismo.*

Según el reporte del IdeAL (2011):

- Estas tecnologías, de difundirse aún más, permitirían universalizar el gas en países de menor demanda, sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos. Los consumos aislados y puntuales tienen un gran potencial de ser cubiertos a partir de estas nuevas modalidades.

Sin embargo se desconocen los estudios existentes de factibilidad y viabilidad de los mismos, sobre todo en lo que a costos se refiere, lo que estaría indicando la tendencia regional a introducir productos marginales más costosos.

En parte esta conclusión se avala cuando se examina la síntesis por país.

- **México:**

Aspectos salientes prospectiva demanda y oferta de gas natural:

Demanda: crecimiento más moderado, que en la década pasada, siendo el principal driver la generación térmica (6% vs 2% proyectado hasta 2025), mientras se mantienen las exportaciones a EEUU (menores a las importaciones).

Oferta: nivel de producción doméstica sujeto a éxito/fracaso exploración offshore. Menor crecimiento que la demanda. Importaciones crecientes (25% de la oferta en 2025) sobretodo de GNL.

Carácter de la brecha (transporte y gas): Fuerte aumento de los costos logísticos por saturación de la red de gasoductos en el último tiempo. Se busca incrementar capacidad para mejorar la confiabilidad y establecer consumos “ancla” con doble objetivo: incrementar consumos residenciales en algunas regiones y abastecer de gas a centrales de CC. Los ductos serían para llevar cantidades crecientes de gas regasificado de terminales existentes y nuevas. Los proyectos hasta 2022 para incrementar la capacidad de transporte por 73 MM m³/día demandarían USD 2.100 millones.

Al respecto cabe señalar que uno de los principales problemas para llevar a cabo estas inversiones radica en el papel que desempeña PEMEX como proveedor de fondos fiscales de uso general frente a un panorama económico y social que se ha deteriorado considerablemente al haber perdido México posicionamiento tras la reconfiguración espacial del comercio, la producción y el consumo descrita en el Informe I del presente estudio.

- **Argentina**

Demanda: impulsada por sector industrial. Crece 2% hasta 2025. Se atenúan requerimientos de gas en generación (lo que dependerá de la capacidad de Argentina de concretar su plan nuclear y ampliar la oferta de renovables, ambos factores críticos porque implican no sólo un desmonte de subsidios generalizados y redireccionar estos a los sectores pobres, sino porque enfrenta un retraso generalizado de tarifas en un contexto de moneda apreciada como grandes obstáculos a superar).

Oferta: producción interna en caída en escenario base. Producción de gas no convencional sujeta a gran incertidumbre. Importaciones crecientes, y básicamente de GNL offshore. (Cabe resaltar que el gas no convencional implica desafíos ambientales de gran magnitud y costos no por debajo de los u\$sd 7 por MBTU, frente a una remuneración media de u\$sd 3 por MBTU o menos en la actualidad y estímulos para el programa “Gas plus” ligados a los valores Henry Hub)

Carácter de la brecha (transporte y gas): al 2014 la cobertura del país con gasoductos es del 100%. Primer tramo GNEA: operativo en 2012. Fin de las obras: 2014. Inversión: USD 2.700 MM (troncal) y 20 MM m³/día adicionales. Déficit de

transporte en principales centros de consumo (Anillo GBA) requerirá 30 MM m³/día adicionales de capacidad de transporte a un costo de USD 3.000 MM, (*cabe destacar que se desconoce si en paralelo se está invirtiendo en el desarrollo de la capacidad de producción de Bolivia, lo que es crucial para que este gasoducto no se convierta en un fuerte costo hundido*).

- **Colombia**

Demanda: crecimiento de la demanda de gas de todos los sectores menos generación (2% por año). Importante consumo del sector transporte y residencial. (*Cabe destacar que el sector más dinámico en términos potenciales es el industrial y el de generación después de 2020 para alcanzar un razonable equilibrio hidrotérmico, lo que genera la necesidad de productos marginales más costosos que pueden afectar la competitividad del gas*).

Oferta: producción interna en declive; se esperan resultados de exploración en nuevos campos. A mediano plazo el requerimiento de gas importado es creciente. (No obstante el debate con respecto a la conveniencia de las alternativas: a) explotación de los mantos de metano; b) plantas de GNL; c) líquidos; d) Carbón Mineral, no se halla aún resuelto. Por otra parte sin las exportaciones de gas a Venezuela el sistema sería holgado hasta 2018 salvo en períodos de demanda pico asociados al Fenómeno de El Niño. La ANH esta buscando atraer capitales para la exploración off-shore con miras a ampliar la atracción si se convirtiese en exportador)

Carácter de la brecha (transporte y gas): Se busca conectar 300 mil nuevos usuarios a 2014, lo que implica ampliar la capacidad de transporte. Se estima una ampliación de 14 MM m³/día a mediano plazo, con un total de inversiones de USD 700 MM. Esto aliviará las restricciones de transporte en el pico de consumo. El ducto de exportación a Panamá es incierto y se gestionan las obras para reversión del flujo desde Venezuela. (Por la incertidumbre respecto al retraso de inversiones en Venezuela, esta última opción es revisada).

- **Brasil.**

Demanda: consumo creciente en refinerías y petroquímica. Mayor consumo industrial de gas. Baja penetración en residenciales. Demanda crece 9% por año hasta 2020. (*Cabe resaltar que en este crecimiento de la demanda no se especifica el papel esperado de las termoeléctricas y que la tasa proyectada supondría un cambio de reglas respecto a la actual baja competitividad de Brasil, mercado totalmente incipiente respecto a su clasificación como maduro en el informe del IDeAL*)

Oferta: producción incremental gracias al pre-sal. Necesidad de GNL para picos de generación. Importaciones desde Bolivia aseguradas hasta 2020 (Brasil sólo incrementó sus reservas en un 2.7% entre 2010 y 2011, con 4% de ellas fuera de territorio brasileiro)

Carácter de la brecha (transporte y gas): Entre 2007 y 2010 se incrementó más del 60% la capacidad de transporte, finalizando las obras para integrar todo el territorio

nacional. Planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico. Inversiones en capacidad de transporte por USD 1.700 MM en los próximos 10 años. Se suman USD 7.500 MM para complejo de licuefacción/regasificación en pré-sal. *(Cabe destacar que el desarrollo del Pre Sal es aún un gran desafío y que del éxito del mismo como de otros desarrollos se definiría el futuro rol exportador de Brasil o la continuidad de su carácter mixto productor-importador).*

- **Perú.**

Demanda: crecimiento 8% anual. Sector industrial, petroquímica y generación son los sectores más dinámicos.

Oferta: producción doméstica que excede consumo; exportaciones de GNL representan casi 30% de la demanda en 2025. Potencial para abastecer con GNL a la región (ya envía a Brasil).

Carácter de la brecha (transporte y gas): Múltiples proyectos de ampliación de la capacidad de transporte a partir del ducto principal de TGP (aumento producción de Camisea). Consumos “anclas” para desarrollo de mercados residenciales. Inversiones requeridas para evacuar producción y cumplir planes de exportación de GNL: USD 4.800 MM, incrementando en 78 MM m³/día la capacidad de transporte. Interconexión con Chile aún no planeada.

Observación general al diagnóstico del IDeAL para el caso peruano: las discusiones respecto a la suficiencia de las reservas comprobadas de Perú para cumplir con el conjunto de metas y la asimetría entre los consumidores iniciales y otros regulados respecto al gas futuro de libre disponibilidad, junto a la proyección de múltiples demandas internas requieren una clarificación del uso del gas en el futuro junto a una revisión de los planes de expansión térmica en generación y varios aspectos regulatorios no menores. Por otra parte las cifras de inversión aparecen como elevadas si se considera que este fue aproximadamente el monto de LNG-Perú para su planta.

- **Venezuela.**

Demanda: proyecciones atadas a la respuesta de la producción interna. Proyectos de exportación de GNL a partir de 2015 impulsarían la demanda. El consumo residencial está frenado por falta de infraestructura. Carencia de gas retrasó proyectos de generación eléctrica (aprox. 3.300 MW). *(En realidad Según información de PDVSA, la masificación del gas en hogares es mediante GLP. Por otra parte los mayores requerimientos provienen de la industria y la propia industria petrolera)*

Oferta: el 90% producción de gas asociada al petróleo, que cayó fuertemente. Exploración costas afuera para proyectos de GNL, mercado interno y venta a Colombia *(el desarrollo del gas libreen Venezuela es una gran incógnita aún).*

Carácter de la brecha (transporte y gas): A mediados de la década pasada, la visión incluía la construcción de mega obras de integración energéticas vinculando todo el continente: “Gasoducto del Sur”, “Gasoducto Centroamérica” y el “Gasoducto Transcaribeño”. Actualmente las inversiones están centradas en capacidad de

licuefacción para exportar GNL en 2015 y lento avance del Plan Nacional de Gasificación. *(Sin embargo los mega proyectos en Venezuela y su no concreción tienen una larga data que adiciona incertidumbre. Ej. El proyecto Cristóbal Colón⁷³ que se iba a realizar en 1988, en 1996 se concluye dado que la viabilidad del proyecto no resultaba atractiva a los precios vigentes requiriéndose en ese entonces un mínimo de u\$sd 3 MBTU; la idea se reflota en 2004-2005 con una escala menor y otro nombre, pero aún no hay un avance significativo. Esta reseña histórica viene al caso en este diagnóstico para poner de manifiesto que en Venezuela la magnitud del negocio del crudo y sus altos niveles de inversión chocan constantemente con otras disputas por la aplicación de renta petrolera a inversiones, lo que hace a la no concreción de ideas como “Sembrar el Petróleo” o aún al registro del retraso de inversiones en gas como un hecho posiblemente cultural y que excede las cuestiones de la orientación política)*

- **Bolivia.**

Demanda: crecimiento del 9% anual hasta 2020, y entre 2020 y 2025 cae al 5% si expira el contrato de exportación a Brasil. El GNEA dinamizará envíos a Argentina. El consumo interno está impulsado por proyectos de industrialización del gas.

Oferta: incertidumbre acerca de las reservas puede peligrar los envíos al exterior. *(Este no es un tema por cierto menor con respecto al proyecto de Argentina y por lo tanto deberían ser establecidos escenarios claros para evitar la construcción de costosas infraestructuras sin respaldo en firme y certificado y con claras cláusulas respecto al reparto de riesgos)*

Carácter de la brecha (transporte y gas): Las principales obras destinadas a la ampliación de la capacidad de transporte están orientadas al mercado interno: Proyecto Siderúrgico Mutún, expansión GAA Cochabamba-La Paz, y gasoducto entre Carrasco Cochabamba GCC, entre otros. Inversiones totales requeridas USD 676 MM. Se desestimó la construcción del URUPABOL, que integraría Bolivia, Paraguay y Uruguay.

Comentario complementario al diagnóstico del IDeAL para el caso de Bolivia: la cuestión del mayor uso interno del gas se halla enraizada en tradiciones y aspiraciones legítimas en tanto Bolivia ha dependido del gas casi como único recurso. Si bien en un comienzo los listados de posibilidades de utilización interna del gas parecían exagerados, actualmente ha habido un avance en: política de precios diferenciada entre consumidores internos y externos, una reducción del número de proyectos estratégicos más adecuados a sus posibilidades de inversión, una política de captura de la renta de exportación y un reconocimiento de sus

⁷³ Los orígenes datan de 1978 y los descubrimientos atribuibles a Lagoven. En el año 1988 se reinician los estudios entre Lagoven y Shell. El proyecto luce positivo y se bautiza posteriormente como Cristóbal Colón, pues se estimaba que la primera exportación de gas licuado saldría en el año 1998, cuando se cumplían 500 años de la llegada del navegante a tierras venezolanas.

El 28 de febrero de 1991, Lagoven, Shell, Exxon y Mitsubishi Corporation, suscribieron el acuerdo preliminar de desarrollo a fin de evaluar la factibilidad del proyecto. El 14 de junio del mismo año el Ministerio de Energía y Minas solicitó al Congreso de la República la debida autorización para que Lagoven ejecute el proyecto Cristóbal Colón en asociación, conforme a las previsiones del artículo 5o de la Ley de Nacionalización. se estableció, como requisito indispensable, la debida autorización del Congreso, la cual fue impartida con fecha 10 de agosto de 1993. En la autorización otorgada por el Congreso se estableció que la participación accionaria de Lagoven fuese inferior al 50%. Y de esa forma, la distribución del capital para el proyecto quedó así: Lagoven 33%; Shell 30%; Exxon 29% y Mitsubishi 8%, respectivamente. El Congreso Nacional otorgó una autorización para la celebración del Convenio de Asociación del Proyecto, el cual fue suscrito el 25 de enero de 1994, dando lugar a la formación de la empresas mixta "Sucre-Gas, S.A", el día 17 de abril de 1994.

menores reservas. Sin embargo, al depender de inversiones privadas para el desarrollo de un mayor nivel de producción, el modelo puede verse en una brecha creciente respecto a los recursos capturados por las exportaciones y las necesidades internas de inversión social e infraestructura. Por otra parte esto afecta tanto a Argentina como a Brasil, sin que se vislumbre una política común.

- **Chile.**

Demanda: se espera que aumente el 9% anual hasta 2020. El sector eléctrico se amplía con mayor potencia térmica con base en carbón y renovables.

Oferta: Dependiente de la Planta de Quintero. Comenzó la distribución de GNL mediante camiones a la región del Bio Bio. Esto podría ampliarse en el futuro a otras regiones.

Carácter de la brecha (transporte y gas): (En el caso de Chile la dependencia del GNL será constante y su crecimiento dependerá de los precios relativos. La experiencia con la dependencia del gas Argentino ha dejado una huella que divide las opiniones respecto a la conveniencia o no de expandir mas la oferta de GNL).

- **Uruguay.**

Demanda: en crecimiento a partir de la disponibilidad de gas del proyecto de regasificación binacional con Argentina que estará operativo en 2013. El gas se destinaría en buena parte para central térmica Punta del Tigre y también consumos residenciales, industriales y Transporte.

Carácter de la brecha (transporte y gas): de concretarse el proyecto de regasificación y que el país tome los volúmenes previstos, se requerirá ampliar infraestructura de transporte interna. El gasoducto de interconexión del proyecto de regasificación de GNL forma parte de la licitación de toda la obra, de manera que la repagarán ambos países con el peaje por el uso de la planta.

Comentario complementario: existen fuertes dudas acerca de la concreción de este proyecto a pesar de su conveniencia, lo que puede radicar en problemas políticos.

8. CONCLUSIONES

Las reservas comprobadas de gas en la región se han incrementado levemente en ALC sólo considerando incluidas las cifras de Venezuela. En cambio, han disminuido si éstas se excluyen.

Llama considerablemente la atención que durante el período de vigencia de precios internacionales bajos se haya producido un incremento de reservas y, contrariamente a lo esperado durante la vigencia de precios mas elevados, las incorporaciones hayan sido menores o negativas. Como sea, el porcentaje de reservas comprobadas de gas de ALC respecto al total mundial ha disminuido entre 1990 y 2011.

Por otra parte los crecientes requerimientos de gas provenientes de la generación de electricidad y del sector industrial conducen a la región a una posición importadora con buena parte del comercio de GNL siendo extraregional.

Esta situación, no parece poder ser explicada en términos generales bajo ninguna explicación simplista como la de la “insuficiencia de las señales de precios o regulatorias”, aún cuando ellas han jugado un papel importante en casos como Argentina. Se ha visto que países como Colombia y Perú) han tenido serios problemas en la coordinación de los mercados de gas y electricidad y entre los segmentos del Upstream y de Transporte de gas.

Del mismo modo países que se autoperceben como poseedores de grandes reservas no lograron desarrollar ni mayores reservas ni mayores niveles de producción.

Los retrasos en inversiones han obligado a los gobiernos a intervenir mercados y generar reglas ad hoc para la expansión, como por ejemplo a través de subastas o fondos de fideicomiso, mostrando ser instrumentos aptos para resolver crisis de corto plazo. Sin embargo la incertidumbre respecto a los niveles de producción a ser alcanzados en el mediano y largo plazo, hace de estos mecanismos algo poco probable de ser aplicado para resolver el tema en esos horizontes de tiempo.

La incertidumbre generada por estas circunstancias ha conducido a una creciente tendencia a la utilización de GNL y así a un producto más costoso, restando potenciales de integración por gasoductos.

Por otra parte la enorme dispersión de estructuras de mercado, institucionales y de políticas de precios y tarifas no parece condecirse con manifestaciones de crecimiento proyectado de la demanda de gas, siendo los casos más claros de retraso de penetración del gas respecto a su potencialidad los de Brasil y el de Venezuela.

Aunque se ha visto que la región dispondría de gas no convencional, los desarrollos tecnológicos y regulatorios no se hallan aún a la altura de ser implementados debido a cuestiones ambientales y de precios.

Dada la elevada dependencia del gas para generación térmica generada en las últimas décadas tal como demostrado en el Tomo II de este Informe, la

consecuencia es un producto marginal más costoso en ambas cadenas: gas y electricidad. Si bien esto mejora las perspectivas para la introducción de renovables, ciertamente las complica desde aspectos como seguridad de suministro, acceso, competitividad y sostenibilidad siendo un desafío definir como prioridad de la Agenda la matriz energética deseable y posible en cada subregión y a nivel de toda ALC.

Por otra parte este cuadro puede chocar frente a las manifestaciones de la región como excedentaria en gas y potencial exportadora, pero para que ello ocurra una cantidad de inversiones coordinadas por un Plan Indicativo Maestro sería necesario como primer paso para definir a través de que instrumentos el mismo se podría llevar a cabo habida cuenta de la diversidad de actores, visiones, objetivos y situaciones inerciales aquí detectadas y puesta de manifiesto.



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO V-Fuentes Renovables

15 de diciembre de 2011

INDICE

Pág.

5. LAS FUENTES RENOVABLES	376
5.1. Introducción.....	376
5.2 Alcance de la definición de fuentes renovables.....	376
5.3. ALyC en el Contexto internacional.....	380
5.3.1. Aplicaciones distintas a la Generación Eléctrica. Mercados de Calor y enfriamiento, aprovechamiento directo de la energía	380
5.3.2. Generación eléctrica con renovables.....	381
5.4. Estado actual del desarrollo regional.....	386
5.5. Inversiones y ambiente de negocios para otras fuentes de energía	398
5.5.1. Aspectos generales.....	398
5.5.2. Panorama de la Inversión a nivel Global	399
5.6. Estado de situación en la región. Potencial, grado de desarrollo, barreras, desafíos y oportunidades para diversas tecnologías renovables en el contexto actual de ALyC ..	401
5.6. Identificación de fuentes de financiamiento	416
5.7. Principales barreras e incentivos respecto a la oferta y demanda de Renovables	425
5.7.1. Barreras generales.....	425

INDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 5.2.1. Evolución de la Oferta Renovable sobre Oferta total de Energía y Oferta Renovable sobre Población	379
Gráfico 5.4.1. Evolución Reciente de la Capacidad Instalada de energía Eólica América Latina y El Caribe 2010	391
Gráfico 5.4.2. Capacidad eólica acumulada en ALyC, 2005-2015	393
Gráfico 5.4.2. Feed-in Tariff para proyectos de energía eólica onshore (USD/MWh).....	394
Gráfico 5.5.2.1. Nueva Inversión Financiera en Energía Renovable en América Latina (sin Brasil) año 2010 (en miles de millones US\$).....	400
Gráfico 5.6.1. Cuatro pasos para el diseño e implementación de mercados nacionales de energías renovables.....	418

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 5.2.1. Indicadores relevantes para identificar el rol de las energías renovables - Año 2009	378
Cuadro 5.4.1. Capacidad Instalada por tipo de Fuente Renovable en América Latina y El Caribe.....	388
Cuadro 5.4.2. Capacidad Instalada de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, Top 10 de países América Latina y El Caribe.....	390
Cuadro N° 5.4.3. Capacidad Instalada de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, Top 10 de países América Latina y El Caribe	390
Cuadro 5.4.4. Capacidad instalada adicional mínima y máxima por fuente y país (MW)	395
Cuadro 5.4.5. Potencial estimado oficial de fuentes alternativas para la generación de electricidad.....	395
Cuadro 5.4.6. Estimaciones de la Capacidad Instalada Futura en MW.....	397

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 5.3.1.1. Capacidad Instalada de Calentamiento Solar. Año 2009	381
Figura 5.3.2.1. Participación de las Energías Renovables en el Consumo Global de Energía Final.....	382
Figura 5.3.2.2. Tasas medias de Crecimiento anual de la Capacidad Instalada de energías renovables y producción de biocombustibles, 2005-2010	382
Figura 5.3.2.3. Capacidad Instalada Renovable, Países en Desarrollo, UE y Países Top 5 de Países, 2010	383
Figura 5.3.2.4. Capacidad Instalada en Energía Eólica Top 10 de Países, 2010.....	384
Figura 5.3.2.5. Capacidad Instalada en Energía Solar Fotovoltaica, Top 10 de Países, 2010.....	385

5. LAS FUENTES RENOVABLES

5.1. Introducción

Las preocupaciones relacionadas con la seguridad de suministro, búsqueda de senderos limpios en la producción de energía, en particular evitando emisiones de gases de efecto invernadero y acceso de energía para sectores de población en áreas rurales, urbanas y periurbanas han dado lugar a un vasto desarrollo de tecnologías y posibilidades de producción de energía tanto para grandes cantidades de energía (ventas y suministros a redes eléctricas troncales) como para sectores aislados o dispersos.

Del mismo modo una mejor inserción de la región en el escenario internacional puede requerir de cuotas crecientes de uso de energías renovables.

A su vez parte de estas tecnologías implica la posibilidad de vincular la producción de energía con actividades productivas de modo tal de potenciar localmente el uso de recursos humanos de diverso grado de calificación.

Por todas estas razones y también debido a la presencia de actores con interés en el desarrollo de estas fuentes muchos países de la región han decidido promover, bajo distintos mecanismos y con diversa intensidad el mayor uso de estas fuentes en sus territorios.

5.2 Alcance de la definición de fuentes renovables

Siguiendo convenciones internacionales se excluye del análisis a la gran hidro (incluyendo bajo esta denominación las plantas mayores a 30MW de potencia, aunque este límite no es homogéneo, muchas veces se lo establece en sólo 10MW).

El uso de la leña, residuos y producción de biocombustibles se examina en el capítulo V aunque conceptualmente corresponde su inclusión dentro de las Fuentes Renovables.

Resulta también relevante distinguir e identificar con claridad los ámbitos o mercados en donde se emplean fuentes renovables, ya que las realidades son muy diferentes:

- **Generación de Electricidad conectada a la red:** generalmente sistema eléctrico nacional o alguno de sus subsistemas. Se incluyen proyectos de tamaño importante vinculados principalmente a las fuentes hidroenergía, eólica, geotermia, biomasa - incluyendo residuos y biogas - y en menor medida solar (Fotovoltaica y de Concentración solar Térmica CSP). Puede incluirse en este grupo también la denominada generación distribuida o net metering (principalmente PV), si bien son pequeños equipos diseñados para un hogar o edificio, el esfuerzo de implementación implica la necesidad de pensar en todo el sistema eléctrico que contiene estos potenciales micro-productores. La generación mareomotriz aún no presenta desarrollos terminados, pero su potencial suele ser considerado de alta relevancia.

- **Generación de Electricidad no interconectada:** usualmente para pobladores e instalaciones o proyectos rurales o periurbanos. Coinciden con las fuentes anteriores, con la discutible excepción de la geotermia, pero en cuanto a la estrategia y racional de implementación son recursos muy diferentes. La tecnología involucrada puede ser muy similar (caso de paneles PV) pero la escala y logística requerida suele elevar considerablemente los costos, con ventajas y barreras diferentes.
- **Usos Térmicos o aprovechamiento directo:** de la energía renovable. También se los denomina mercados de calentamiento o enfriamiento (*heating and cooling markets*) Involucra calentadores solares de agua, acondicionamiento de hogares y edificios en general para aprovechar la irradiación solar y/o la circulación de aire, el empleo de biomasa para generar agua caliente o calor de proceso, etc. Son servicios o usos de la energía muy importantes aunque de difícil identificación y relevamiento.
- **Biocombustibles:** para transporte, desarrollados en capítulo previo.

El análisis realizado en este capítulo referido a las Fuentes Renovables puede nutrirse de un modo muy limitado de la base de datos SIEE de OLADE, esto se debe principalmente a la escasa participación y registro de la fuente en los consumos totales de energía, con la excepción de la geotermia, la leña y la biomasa, particularmente el bagazo de caña de azúcar. Es deseable que en el corto plazo esta base de datos cuente con entradas o registros específicos para la Generación Eólica, Solar, etc.

Una excepción la constituye los residuos de caña de azúcar, desarrollados en el capítulo XX (análisis biocombustibles y otras biomásas). Por otro lado, al analizar la fuente otros residuos de actividades primarias y agroindustria, se presentan las dificultades indicadas, debido a imposibilidad de identificar que proporción de Otras Primarias corresponde a tales residuos y que porción a por ejemplo la energía eólica. Esta última fuente ha tenido una penetración explosiva en los últimos años 2009 – 2011, particularmente en Brasil y México, por lo tanto es deseable comenzar a identificarla de modo exclusivo, fuera de otras primarias. Esto representa una necesidad imperiosa dentro de la elaboración de los balances energéticos nacionales.

Como primera aproximación a la situación en la región, es interesante identificar tres indicadores básicos, siguiendo la base de datos de OLADE. La suma de Residuos de Caña, Leña, Geotermia y Otras Primarias, permite entonces obtener una primera comparación entre países y regiones en términos de participación sobre la oferta interna bruta total de energía. De este modo los países que muestran una mayor participación son aquellos donde abunda la leña y los residuos agrícolas (Guyana, Haití, Centroamérica, excepto Panamá, Paraguay) y donde la hidroelectricidad representa una elevada fracción de la generación eléctrica (Área del Sur excepto Argentina, Colombia, Costa Rica, Suriname). El indicador del uso de renovables per cápita, destaca relativamente al Área del Sur, con la misma excepción, a Guyana, Costa Rica. La dimensión de emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía

consumida resalta a México, Trinidad y Tobago El Caribe en general seguido del Área Andina, siempre en términos relativos, respecto toda la región.

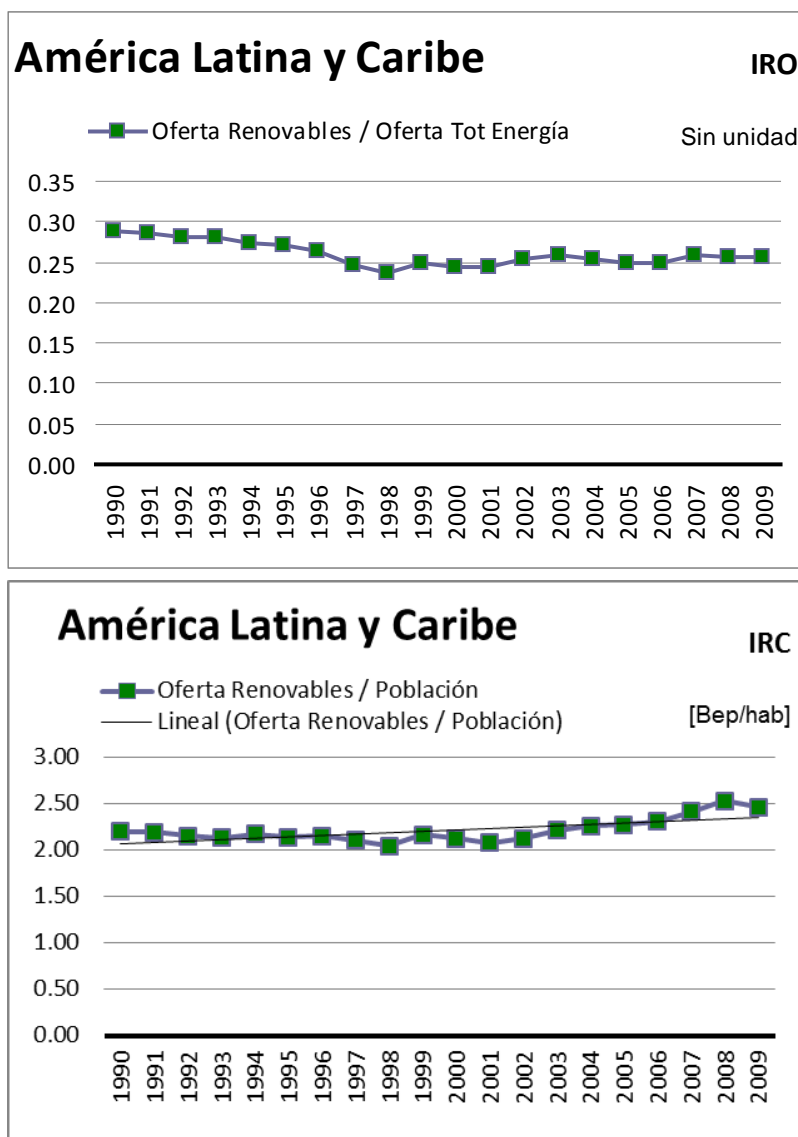
Cuadro 5.2.1. Indicadores relevantes para identificar el rol de las energías renovables - Año 2009

	Particip. Renovables en la OIBT [%]	Uso Renovables per capita (kTep /hab)	CO2/consumo energético [ton/bep]
A - El Caribe	13%	1.10	0.49
BARBADOS	6%	0.85	0.66
CUBA	11%	0.77	0.44
GRENADA	7%	0.49	0.48
GUYANA	46%	4.17	0.26
HAITI	73%	1.46	0.13
JAMAICA	15%	1.39	0.46
REP.DOMINICANA	15%	0.83	0.50
SURINAME	21%	2.91	0.56
TRINIDAD Y TOBAGO	0%	0.13	0.73
B - Mesoamérica	14%	1.39	0.51
COSTA RICA	51%	3.87	0.29
EL SALVADOR	51%	2.62	0.33
GUATEMALA	56%	2.96	0.27
HONDURAS	50%	2.17	0.28
MEXICO	8%	0.94	0.56
NICARAGUA	48%	1.73	0.31
PANAMA	23%	1.73	0.38
C - Área Andina	16%	1.41	0.43
BOLIVIA	22%	1.00	0.39
COLOMBIA	25%	1.33	0.40
ECUADOR	11%	0.83	0.47
PERU	24%	1.07	0.38
VENEZUELA	12%	2.32	0.45
D - Área del Sur	39%	3.79	0.32
ARGENTINA	10%	1.28	0.45
BRASIL	46%	4.17	0.27
CHILE	27%	3.42	0.40
PARAGUAY	147%	9.32	0.16
URUGUAY	34%	3.37	0.33
E - América del Sur	32%	3.02	0.35
América Latina y Caribe	26%	2.47	0.40
CENTRO AMERICA	49%	2.60	0.30
CONO SUR	22%	2.69	0.42

Fuente: elaboración propia en base a datos del SIEE OLADE

Una visión dinámica de la región puede obtenerse a partir del gráfico siguiente, resulta evidente que el consumo de energías renovables aún no ha hecho un giro significativo, los pilares de Hidroelectricidad y Biomasa son de antigua data. Sólo al hacer el cociente per cápita se identifica un leve aumento en la penetración de estas energías.

Gráfico 5.2.1. Evolución de la Oferta Renovable sobre Oferta total de Energía y Oferta Renovable sobre Población



Fuente: elaboración propia en base a datos del SIEE OLADE

Otra consideración sustantiva, se refiere a la estimación del aprovechamiento de energías renovables para usos directos, el registro es escaso y su estimación es un desafío que también alcanza a los países desarrollados.

Generalmente no se tiene en claro la viabilidad económica de los aprovechamientos de energías renovables para la conversión directa a electricidad (por ejemplo, aplicaciones de fuentes renovables a sistemas de baja y alta temperatura - termoelectricidad- o usos pasivos en zonas urbanas y rurales).

Respecto a las potencias instaladas, las fuentes oficiales no coinciden con las noticias o novedades generadas por los desarrolladores de los proyectos, presentándose una situación de promoción con la información que dificulta la tarea de identificar las plantas que realmente se encuentran produciendo energía a partir de fuentes renovables. Al culminarse los proyectos renovables o transitar las últimas etapas, la novedad es publicitada y las fuentes específicas reflejan una

incorporación de hecho. Pero al recurrir a las fuentes oficiales, éstas no reflejan la incorporación en simultáneo⁷⁴.

5.3. ALyC en el Contexto internacional

En este apartado se complementan y traen a colación aspectos tratados ya en el Informe I, con el único propósito de contextualizar el desarrollo de la oferta de renovables en ALyC en el contexto mundial con datos actualizados al año 2011 donde ello es posible.

5.3.1. Aplicaciones distintas a la Generación Eléctrica. Mercados de Calor y enfriamiento, aprovechamiento directo de la energía

Este segmento del aprovechamiento de las energías renovables resulta particularmente relevante para la Región. Se incluye el empleo de biomasa moderna, energía solar y geotérmica, para brindar agua caliente y calor a decenas de millones de edificios a escala global.

El gran desafío es la identificación de esos aprovechamientos, su dispersión es importante, siendo muy difícil la obtención de cifras agregadas o globales.

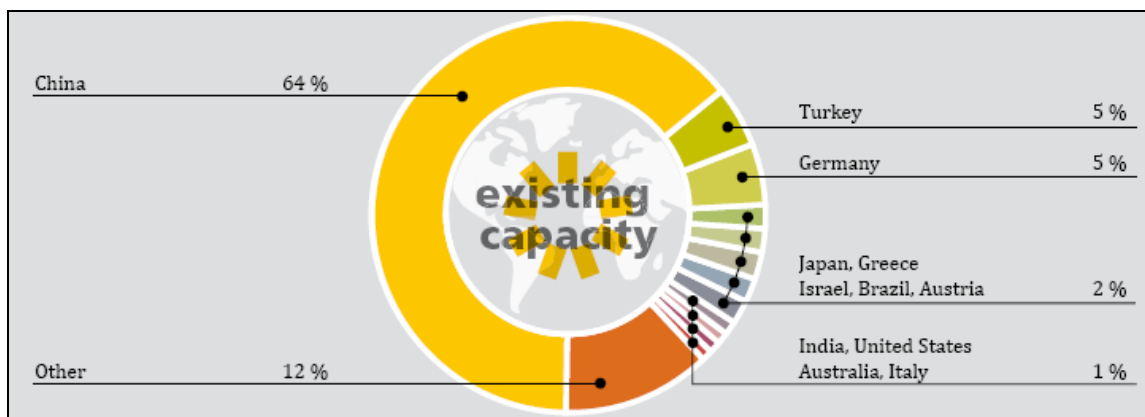
Ejemplos incluyen la captación de energía solar directa para calentamiento de agua (*solar water heaters*); para calor de procesos industriales, e incluso para enfriamiento. La energía obtenida a partir de la biomasa y la geotermia, brindan calor para la industria, los hogares y la agricultura. El diseño edilicio incorporando el aprovechamiento solar pasivo (*passive solar building design*), brinda también calor y luz de modo creciente.

En América Latina y el Caribe el empleo de leña para calefacción y cocción es de sustantiva relevancia, si bien queda aún mucho camino por recorrer en cuanto a la eficiencia y calidad de los artefactos o equipos empleados. En particular el empleo de residuos de biomasa (bagazo de caña de azúcar, residuos de actividades forestales y cáscara de arroz) es extremadamente relevante tanto para la producción de electricidad como para su quema en calderas por ejemplo de ingenios azucareros.

A nivel global China, Alemania Turquía, India y Australia lideraron el mercado de calentamiento de agua en el año 2009.

⁷⁴ Por ejemplo se encuentran diferencias en potencia eólica instalada para el año 2010 en Costa Rica del orden del 30%. 92.1MW (http://www.aresp.go.cr/docs/CAPACIDADXFUENTE_1996-2010.xls) y 120 o 124MW (<http://www.lawea.org/newsletter/esp/040210/noticia06.html>).

Figura 5.3.1.1. Capacidad Instalada de Calentamiento Solar. Año 2009



Fuente REN21.

La capacidad de calentamiento solar de agua y ambiente verificó un aumento del 16% durante el año 2010, alcanzando un total de 185GW_{th}, excluyendo calentamiento de piscinas no cubiertas. Como puede apreciarse en la figura superior, China resulta el líder excluyente. Brasil nuevamente es el único miembro regional cuya presencia es identificable, habiendo sumado unos 0.6GW_{th} en el año 2010.

Esta descripción puede completarse con el aprovechamiento directo del calor de la tierra o geotérmico, en 2010 la capacidad global alcanzó los 51GW_{th}. Unos 78 países empelaban esta fuente en el año indicado, liderados por Estados Unidos; China, Suecia, Alemania y Japón. México es el país de la región con mayor desarrollo de la geotermia, aunque muy distante de los líderes mencionados.

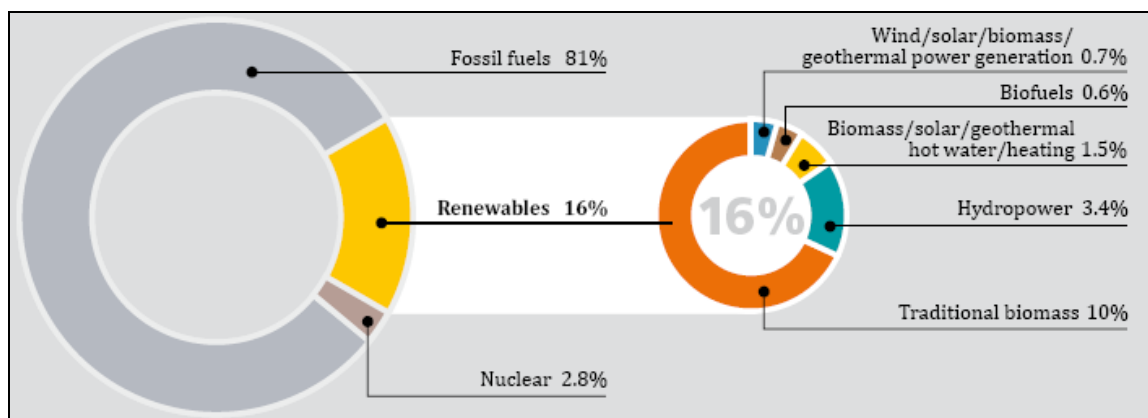
5.3.2. Generación eléctrica con renovables

A continuación se presenta un panorama de la situación actual de las principales fuentes de energía renovable en el mundo, con algunos comentarios de América Latina y el Caribe, en aquellos casos en que su participación resulta relevante. Inmediatamente después se desarrolla el estado de situación regional, donde queda evidenciado el contraste entre el avance incipiente en la mayoría de los países de la región y el enorme potencial – sobre todo técnico – que estas opciones poseen.

Según se destaca en el reporte Renewables 2011, Global Status Report⁷⁵ la energía renovable da cuenta de aproximadamente la mitad de los 194GW de nueva capacidad de generación eléctrica incorporada en todo el mundo en el año 2010. El incremento respecto al año anterior fue del 8%, disponiéndose en total de 1320GW de capacidad instalada renovable, lo cual representa la cuarta parte de la potencia total de generación eléctrica en el año 2010.

⁷⁵ REN21. 2011. Renewables 2011 Global Status Report, Paris REN21 Secretariat.

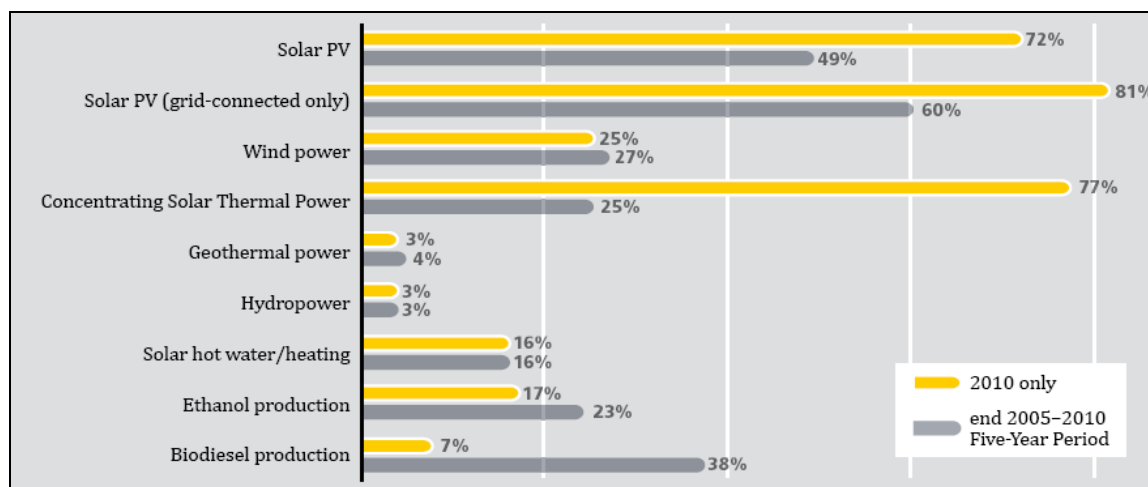
Figura 5.3.2.1. Participación de las Energías Renovables en el Consumo Global de Energía Final



Fuente: REN21, 2011.

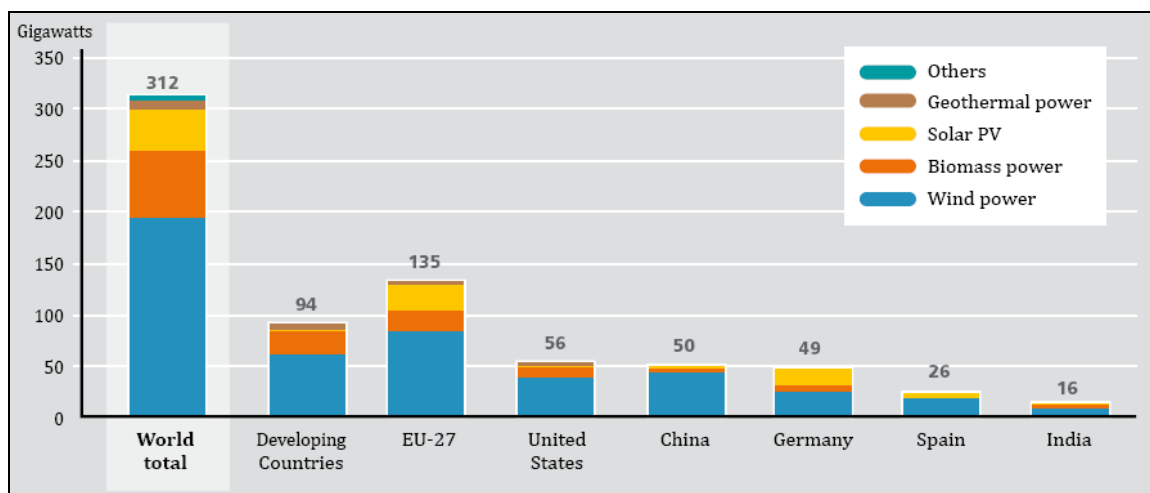
En las dos figuras de abajo puede distinguirse claramente aquellas fuentes que verifican muy altas tasas de crecimiento reciente – principalmente la Solar – de aquellas que estando más maduras, reflejan menores tasas de incremento anual, pero representan la mayor parte de la potencia instalada – eólica y biomasa.

Figura 5.3.2.2. Tasas medias de Crecimiento anual de la Capacidad Instalada de energías renovables y producción de biocombustibles, 2005-2010



Fuente: REN21, 2011.

Figura 5.3.2.3. Capacidad Instalada Renovable, Países en Desarrollo, UE y Países Top 5 de Países, 2010

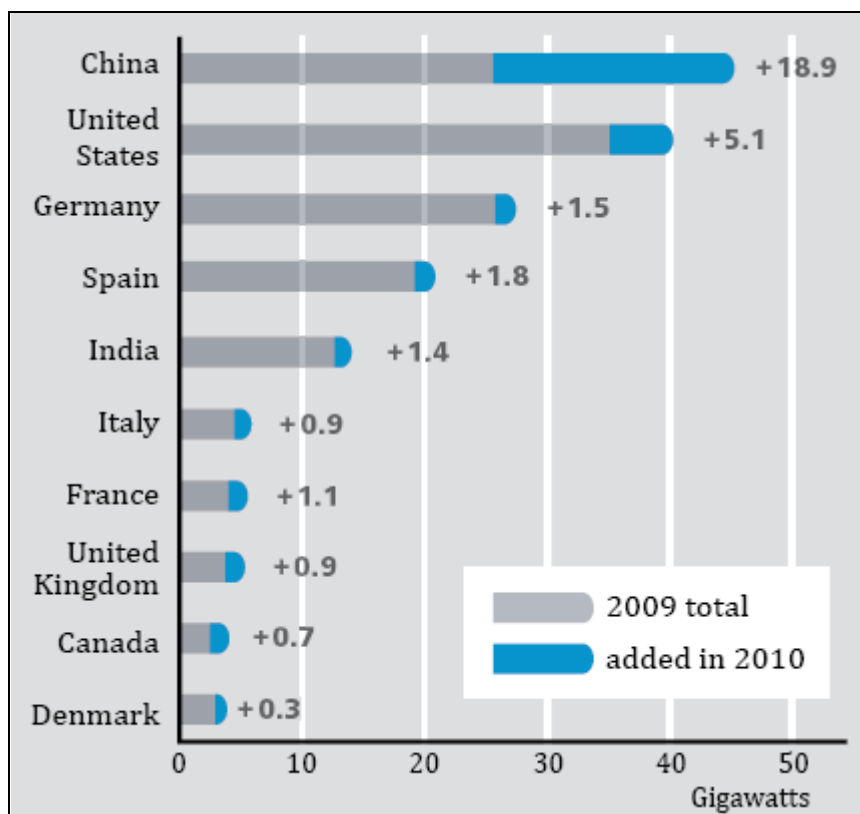


Fuente: REN21, 2011. (Sin incluir hidroelectricidad)

Puede identificarse muy claramente la inferior relevancia de la energía solar mediante paneles FV en los países en desarrollo: segunda columna de la figura de arriba. Por el contrario la Biomasa y la Geotermia (puede agregarse la Hidroenergía) son fuentes de mayor importancia relativa en la región de América Latina y El Caribe, reflejando la mayor abundancia de esos recursos.

En términos absolutos la fuente **eólica** es la que verifica un mayor incremento en el año 2010, con 39GW globales (totalizando unos **198GW**), seguida de la hidroeléctrica, 30GW y la solar FV con 17GW de aumento en el año. El reporte anual, destaca que la mayoría de las nuevas turbinas fueron incorporadas en países en desarrollo, principalmente China que explica nada menos que la mitad del incremento de potencia eólica global en el año 2010, tal como puede apreciarse en el gráfico inferior.

Figura 5.3.2.4. Capacidad Instalada en Energía Eólica Top 10 de Países, 2010



Fuente: REN21, 2011. (Sin incluir hidroelectricidad)

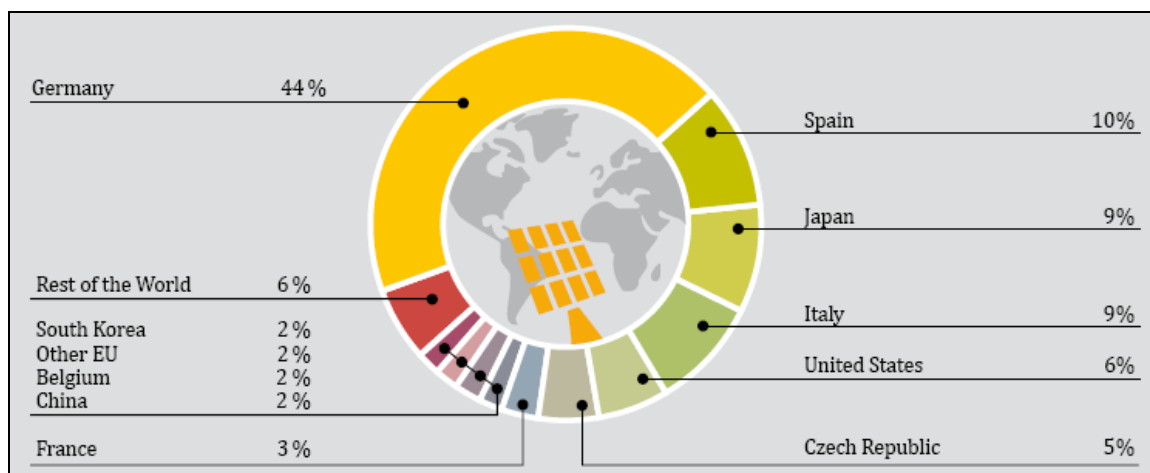
La Región, si bien está lejos del top 10, ha presentado un incremento del 54% en su potencia eólica en el año 2010, liderada por México y Brasil con unos 0.3GW cada uno.

A nivel global la fracción de energía eólica *off shore* es pequeña, sin embargo crece de modo exponencial, pasando de 1.2GW a 3.1GW a fines del 2010. Lidera Europa (el Reino Unido en particular posee 1.2GW) seguida de China. Se verifica una clara tendencia al incremento del tamaño de los proyectos individuales, tanto *on* como *off shore*, en función de la existencia de economías de escala, presentes no sólo en la infraestructura física vinculada - subestaciones de transmisión, punto de conexión a la red - sino también en la evolución de los costos de licenciamiento o habilitación y de obtención de permiso o autorización. Por su parte la evolución de la eólica en pequeña escala, si bien es más que incipiente, también progresa de modo exponencial, ejemplo Canadá, Estados Unidos, Reino Unido (65% de incremento del mercado de turbinas de pequeña escala en el 2010) y China.

La segunda fuente renovable para generar electricidad en importancia relativa a nivel global es la **biomasa** con unos **62GW** totales de potencia instalada. Los principales países productores son los EEUU, Alemania, Suecia, el UK, Japón China y Brasil. El miembro regional de este top 7, alcanzó una capacidad instalada de 7.8GW en el año 2010, basada principalmente en plantas de cogeneración (calor y electricidad) instalados en los ingenios azucareros.

En tercer lugar en cuanto a peso relativo, pero primero en función del incremento anual de la capacidad instalada (con unos 17GW en el 2010), es la **Solar Fotovoltaica** con aproximadamente **40GW** globales en el 2010. Europa lidera con holgura este mercado (80% del total mundial), destacándose claramente Alemania y luego España (donde la industria está sufriendo fuertes perturbaciones debido a un techo o límite impuesto en sistemas montados en tierra e incertidumbres asociadas a modificaciones regulatorias – remuneración de la fuente). Italia y la República Checa han verificado también significativas incorporaciones de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos.

Figura 5.3.2.5. Capacidad Instalada en Energía Solar Fotovoltaica, Top 10 de Países, 2010



Fuente: REN21, 2011

En cuanto a características a destacar en el mercado de esta fuente, se identifica una clara tendencia a desarrollos de escalas mayores, a nivel de planta o empresa (*utility scale*) definidas en más de 200 kilowatts (por ejemplo el 32% y el 26% de la capacidad fotovoltaica de España y Alemania, respectivamente). *La mayoría de la capacidad fotovoltaica instalada está conectada a la red, siendo la participación de la fuera de red decreciente.*

Sin embargo a partir de la importancia de las áreas rurales y de población dispersa en América Latina, la evolución y configuración del mercado fotovoltaico podría asemejarse más al Australiano, donde el 70% de la solar fotovoltaica está fuera de red en hogares, granjas y localidades remotas.

Hacia fines del año 2010, la capacidad instalada global de Electricidad a partir de la **geotermia** se situó en torno a los **11GW**. Los incrementos recientes más significativos tuvieron lugar en Islandia, Indonesia, Nueva Zelanda, Estados Unidos y Turquía. Entre las razones coyunturales que imposibilitaron un mayor despegue se menciona la falta de disponibilidad de equipos o plataformas de perforación (en competencia con la exploración de hidrocarburos). México con casi 1GW integra los principales países que han desarrollado esta fuente para generación eléctrica.

Respecto a los **Concentradores Solares Térmicos** para generar Electricidad, en el año 2010 se han instalado unos 478MW, totalizando una capacidad global de

1094MW. El 90% de los colectores en funcionamiento son de tipo cilindro-parabólicos (*parabolic trough plants*). El país líder es España con 632MW en operación, gracias al otorgamiento de un sobre precio o premio sobre el costo de generación. Se destacan además las instalaciones desarrolladas y en construcción en los Estados Unidos, Norte de África y Oriente Medio. Se mencionan también instalaciones recientes de tipo híbrido, combinando la captación solar con empleo de gas natural (Marruecos y Egipto). Sin embargo se ha observado que la reducción del costo de la tecnología fotovoltaica, desafía el crecimiento del mercado de concentradores solares. Es el caso de Estado Unidos donde varios proyectos fueron re-diseñados para emplear tecnologías fotovoltaicas a escala de planta, en vez de concentradores solares. Sin embargo el atractivo de brindar depósito térmico otorgando flexibilidad al despacho, justificaría costos ligeramente superiores para esta última tecnología.

La **energía hidroeléctrica** tuvo un incremento del 5% en el 2010, claro que este aumento combina nueva capacidad instalada (globalmente 30GW, para totalizar **1010GW** en total) con la abundancia relativa de las precipitaciones ocurridas en el período relevante. Los países con mayor potencia instalada son China, Brasil, los Estados Unidos, Canadá y Rusia, consolidando el 52% de la potencia total. Los tres primeros países indicados incorporaron respectivamente 16GW, 5GW, 20MW y 500MW de nueva capacidad hidroeléctrica. En términos dinámicos, Asia liderada por China y América Latina liderada por Brasil, son las regiones más activas en cuanto a nuevos desarrollos hidroeléctricos.

En contraste, Europa, Japón y los Estados Unidos son quienes poseen la mayor parte de los **136GW de capacidad global de bombeo** (permitiendo la regulación del momento de turbinado y generación). En el año 2010 fueron incorporados 5GW de esta tecnología.

La **energía del océano** es la menos desarrollada dentro de las renovables, más aún dentro de la región. Los diques o barreras para capturar la energía de las mareas son la tecnología más avanzada y la única que habría alcanzado una escala comercial o de mercado. Otras alternativas para aprovechar el recurso son los diques y turbinas para olas; energía osmótica; y sistemas de conversión térmica de energía del océano. Existen plantas antiguas en Francia, Canadá, Rusia y China por unos **262MW** de capacidad instalada en operación en el 2001. Hacia el año 2010 existían unos pocos proyectos de generación pre-comerciales, involucrando diversas tecnologías, en unos 25 países. Se destacan los desarrollos y pilotos de Europa (Portugal, Reino Unido, Suecia, Noruega), Australia y los Estados Unidos.

5.4. Estado actual del desarrollo regional

Tomando en cuenta las dificultades indicadas tanto para la obtención de la información como para la verificación y comprobación de la misma, puede hacerse un análisis de tipo coyuntural – en función del crecimiento explosivo de las energías renovables, verificado en los últimos años. La identificación de elementos estructurales y tendencias firmes sólo puede hacerse de un modo preliminar.

Los cuadros siguientes permiten identificar la importancia de los países más grandes de la región – Brasil y México, Argentina en Biomasa – así como muy buenas participaciones de Chile, Costa Rica y Nicaragua en energía eólica; Centro América en geotermia; Guatemala, Uruguay y Chile en Biomasa.

Es interesante observar que al ponderar la potencia instalada en renovables por los habitantes, cambia sensiblemente el orden de jerarquía, destacándose aún más los países de menor tamaño relativo, frente a los tres mayores. Figuran así entre los principales, Guyana y Uruguay en Eólica y Nicaragua, El Salvador y Honduras en Biomasa.

Cuadro 5.4.1. Capacidad Instalada por tipo de Fuente Renovable en América Latina y El Caribe

Año referencia:	Capacidad Instalada Total (MW)													Total 2010
	Hidro < 20/<30MW			Eólica		Geotermia	Solar FV			Biomasa			Biogas	
	2008;2009 o 2010			2010		2010	2009 - 2010			2008;2009 o 2010			2010	
Fuente:	OLADE; ICA; otras			varias		OLADE	ICA, varias			ICA, varias			varias	OLADE
ARGENTINA	428	2011	ç	55.1	β		11.2	2010	α	720.0	2008	α		32,848.0
BARBADOS														257.2
BOLIVIA	216.9	2008												1,645.0
BRASIL	4,043.0	2010	α	929.0	γ		86.00	2010	γ	7,800.0	2010	α	71.5	112,400.0
COLOMBIA	472.0	2009	α	20.0	β		1.0	2009	α	134.0	2009	α		13,568.4
COSTA RICA	116.9	2008		119.6		165.7				40.0	2010	ζ		2,953.3
CUBA				9.6										5,852.6
CHILE	159.0	2008	α	170.8	β					166.0	2008	α		16,620.8
REP. DOMINICANA	471.6	2008												5,691.7
ECUADOR	193.6	2008		2.4			0.02	2009						5,142.7
EL SALVADOR	33.5	2008				204.4				99.0	2010	ζ		1,461.1
GRENADA				1.0										49.1
GUATEMALA	171.8	2010				49.0				371.5	2010	ζ		2,454.4
GUYANA				13.5										348.2
HAITI	10.5	2008												267.3
HONDURAS	520.3	2008			β					91.5	2010	ζ		1,610.4
JAMAICA	23.4	2008		23.7	β	0								854.3
MEJICO	473.0	2008	α	521.0	δ	964.5	25.0	2010	δ	474.0	2010	δ	33.0	52,945.4
NICARAGUA	0.9	2008		63.0	η	87.5	η			121.8	2010	η		1,072.6
PANAMA	93.9	2008												1,839.7
PARAGUAY														8,816.1
PERU	210.0	2009	α	0.7	β		3.7	2009	α	77.0	2009.0	α		8,612.6
SURINAME														410.0
TRINIDAD Y TOBAGO														1,600.0
URUGUAY				40.5	ε					239.5	2010.0	ε	1.0	2,692.0
VENEZUELA	25.0	2009	α											24,838.0
ARUBA				30.0	β									
BONAIRE				10.8	β									
CURACAO				12.0	β									
Saint Kitts and Nevis				2.0	β									
TOTAL IDENTIFICADO	7,615.4			2,024.6		1471.2				126.9			7,914.3	306,850.9

Nota: Por defecto los datos corresponden a OLADE, se indica una sola fuente por dato aunque en muchos casos coinciden varias. La estimación de la pequeña hidro se basa en datos por máquina de OLADE al año 2009, es un ejercicio preliminar para aquellos países donde se disponía de datos.

Fuentes:

α De Martino Jannuzzi, Gilberto et.al. Energías Renovables para Generación de Electricidad en América Latina: mercado tecnologías y perspectivas. International Copper Association, 2010.

- β Wind Energy Council o WWEA http://www.wiki-gwec.net/en/index.php?title=Main_Page ;
http://www.thewindpower.net/country_status_en.php
- γ ANEEL, Brasil, <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>
- ε MIEM, Uruguay <http://www.miem.gub.uy/gxpsites/agxppdwn?5,6,249,O,S,0,561%3BS%3B1%3B163>
- δ <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=5992&idp=63>
- ζ Istmo Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, CEPAL Noviembre 2011
- η Dirección Estudios económico y tarifas INE http://www.ine.gob.ni/DGE/estadisticas/serieHistorica/Capacidad_Instalada.pdf
- ϛ Clean Energy, Oct/Nov 2011. Media Traders S.A. Spitznagel, F.C., director editorial.

Cuadro 5.4.2. Capacidad Instalada de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, Top 10 de países América Latina y El Caribe

#	Eólica	MW	Geotermia	MW	SolarPV	MW	Biomasa	MW
1	BRASIL	929.0	MÉXICO	964.5	BRASIL	86.0	BRASIL	7871.5
2	MEJICO	521.0	EL SALVADOR	204.4	MEJICO	25.0	ARGENTINA	720.0
3	CHILE	170.8	COSTA RICA	165.7	ARGENTINA	11.2	MEJICO	507.0
4	COSTA RICA	119.6	NICARAGUA	87.5	PERU	3.7	GUATEMALA	371.5
5	NICARAGUA	63.0	GUATEMALA	49.0	COLOMBIA	1.0	URUGUAY	240.5
6	ARGENTINA	55.1			ECUADOR	0.02	CHILE	166.0
7	URUGUAY	40.5					COLOMBIA	134.0
8	ARUBA	30.0					NICARAGUA	121.8
9	JAMAICA	23.7					EL SALVADOR	99.0
10	COLOMBIA	20.0					HONDURAS	91.5

Fuente: Elaboración propia en base a WWEA y resto de fuentes detalladas en el cuadro anterior.

**Cuadro 5.4.3. Capacidad Instalada de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, Top 10 de países América Latina y El Caribe
KW per cápita**

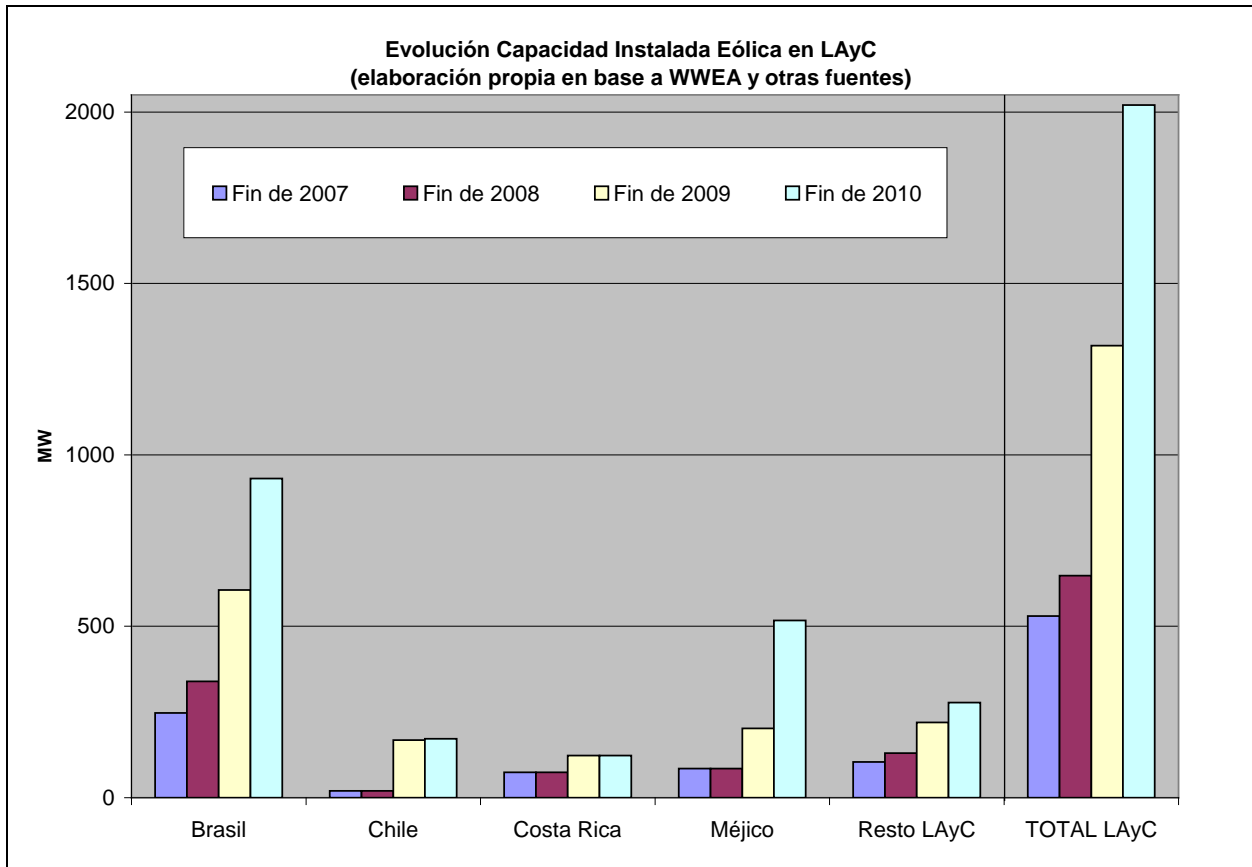
#	Eólica	KW/ miles hab.	Geotermia	KW/ miles hab.	SolarPV	KW/ miles hab.	Biomasa	KW/ miles hab.
1	COSTA RICA	25.8	COSTA RICA	35.7	BRASIL	0.440	URUGUAY	71.0
2	GUYANA	17.7	EL SALVADOR	33.0	ARGENTINA	0.275	BRASIL	39.9
3	URUGUAY	12.0	NICARAGUA	15.0	MEJICO	0.226	GUATEMALA	25.8
4	NICARAGUA	10.8	MEJICO	8.7	PERU	0.125	NICARAGUA	20.9
5	CHILE	10.0	GUATEMALA	3.4	COLOMBIA	0.022	ARGENTINA	17.7
6	GRENADA	9.6			ECUADOR	0.001	EL SALVADOR	16.0
7	JAMAICA	8.7					HONDURAS	12.0
8	BRASIL	4.8					CHILE	9.7
9	MEJICO	4.7					COSTA RICA	8.6
10	ARGENTINA	1.4					MEJICO	4.3

Fuente: Elaboración propia en base a SIEE OLADE (población), WWEA y resto de fuentes detalladas en el cuadro anterior.

Nota: Aruba no se incluye en el top 10 eólico, por quedar fuera de escala u orden de magnitud.

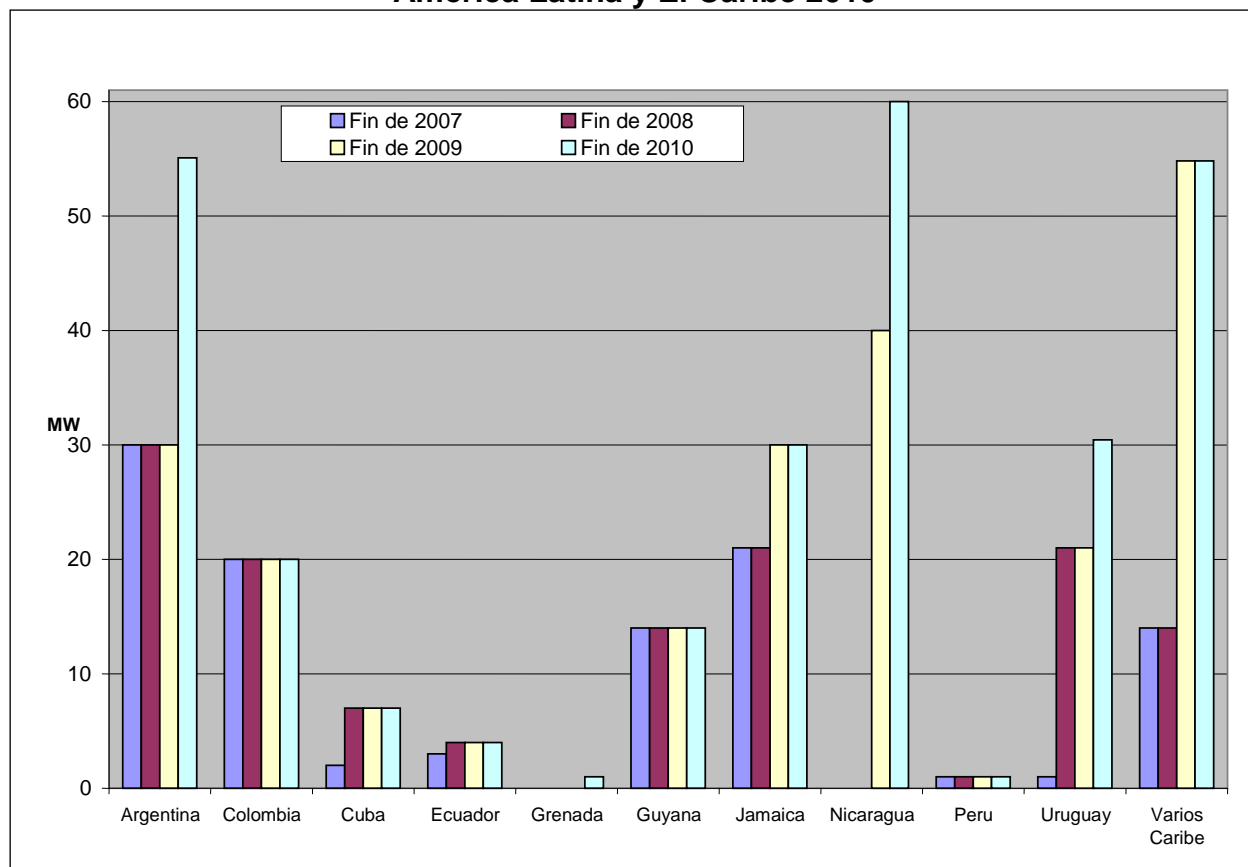
En función de la importancia de la fuente eólica, se presenta la evolución reciente de la potencia instalada en los principales países de la región al año 2010. En cuatro países (Brasil, México, Argentina y Nicaragua) el aumento de potencia en el último año analizado ha sido sustantivo, este incremento refleja una tendencia que también se está verificando en el año en curso, 2011.

Gráfico 5.4.1. Evolución Reciente de la Capacidad Instalada de energía Eólica América Latina y El Caribe 2010



Fuente: Elaboración propia en base a WWEA y resto de fuentes detalladas en el cuadro anterior.

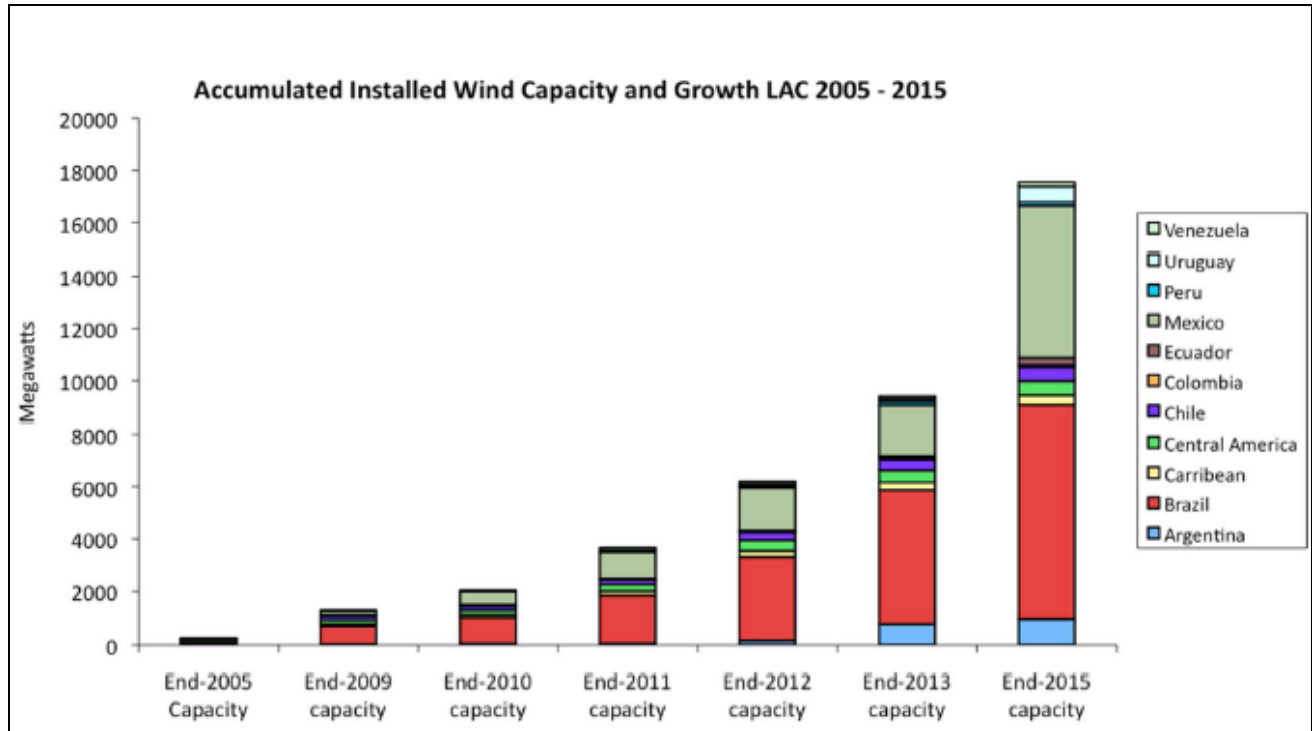
Gráfico 5.4.1 -continuación
Evolución Reciente de la Capacidad Instalada de energía Eólica
América Latina y El Caribe 2010



Fuente: Elaboración propia en base a WWEA y resto de fuentes detalladas en tabla anterior.

Nota: Varios Caribe corresponde a Aruba, Bonaire, Curacao y Saint Kitts and Nevis.

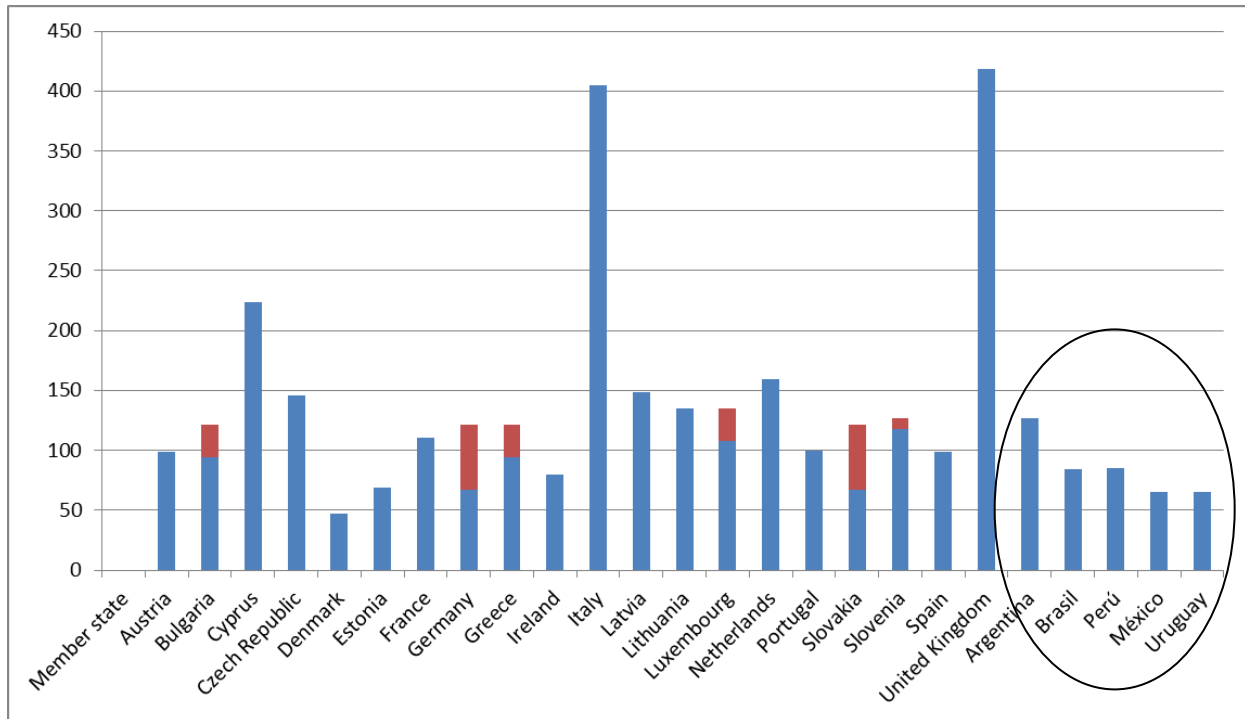
Gráfico 5.4.2. Capacidad eólica acumulada en ALyC, 2005-2015



Fuente: IPCC informe renovables 2011

Un panorama del costo de incorporación a cada sistema eléctrico, se exhibe en la tabla siguiente, aunque un mayor detalle respecto al momento de incorporación será necesario, para juzgar el nivel de los precios reconocidos.

Gráfico 5.4.2. Feed-in Tariff para proyectos de energía eólica onshore (USD/MWh)



Fuente: en base a www.energy.eu y Tokman, Vestas 2010.

Es interesante señalar que de materializarse estas tarifas en la región y si el panorama de un gas escaso y caro se establece en forma definitiva (ver Tomo III, Informe III), para aquellos países como México, Uruguay, Chile y en general la región la opción eólica podría volverse competitiva pero sobre un umbral superior al de los costos de generación predominantes aún en los últimos años.

La Proyección del uso de fuentes renovables por tipo de tecnología, por regiones y principales países: Eólica, PCH, Solar, Geotermia, Mareo motriz y otras se aborda a continuación.

En los cuadros siguientes se presenta los valores mínimos y máximos a partir de planes oficiales de expansión para la capacidad instalada de generación eléctrica mediante energías renovables en países de la región seleccionados y en la sub región América Central. El año de prospectiva es el 2020, excepto Venezuela (2013) y América Central (2015).

Cuadro 5.4.4. Capacidad instalada adicional mínima y máxima por fuente y país (MW)

	Brasil (2020)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Perú (2020)	Colombia (2020)	Venezuela (2013)	México (2020)	América Central (2015)
Energía eólica	6000- 7800	200 – 8000	1000 – 6122	0 - 403	9 – 100	172	1724	115
PCH	6966	1004	616 - 676	0 – 509	512 – 601	0	465	0
Biomasa	8521	300 – 1000	380 – 1742	101	180	0	100	110
Energía geotérmica	0	100 – 200	0 – 488	125 – 400	55	0	126	25.5
Solar fotovoltaica	0	250 - 500	4	80	0	0	0	0
Océanos	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Concentrada (CSP)	195	300	0 - 970	0	0	0	0	0

Fuente: G. De Martino Jannuzzi et al. International Cooper Association, Energías Renovables para Generación de Electricidad en América Latina: mercado, tecnologías y perspectivas, 2010.

Las mayores posibilidades de desarrollo de energía eólica se encontrarían en Brasil, Argentina y Chile; nuevas mini-hidro tendrían sus principales mercados en Brasil y en menor medida en Argentina, Chile y Colombia

Cuadro 5.4.5. Potencial estimado oficial de fuentes alternativas para la generación de electricidad

	Solar Fotovoltaico (kWh/m ² .año)	Energía Eólica (MW)	PCH (MW)	Geotérmica (MW)	Biomasa (MW)
Argentina	1800	5000	425-480	150-2000	430
Brasil	1095-2372.5	>250000	25913	360-3000	26540 ¹
Chile	663.5-2555	6000-10000	2600	3500-7000	1000
Perú	1900-2500; 1800	2500	1000	1000-2990	178 ²
Colombia	1800	21000	25000	55 ²	47
Venezuela	1606-2445.5	45195	15000	910	340
México	1640-2370	40000	32503	6500-8000	800
América Central	1725-2175	400 – 600 W/m ² (⁴)	18000 ³	24400-31500	635

Notas: ¹ Potencial estimado para generación de electricidad a partir de bagazo de la caña hasta 2025;

² potencia instalada estimada para 2020 debido a la inexistencia de más datos; ³pequeñas centrales (<10MW);

⁴ pequeño y gran porte; ⁴ valores para un régimen de viento de bueno a excelente.

Fuentes: **Argentina:** Asal et al. (2005), SEN et al. (2009), SEN (2008); **América Central:** Garten Rothkopf (2009), CEPAL (2007), MINAE (2007); **Brasil:** Garten Rothkopf (2009), Jannuzzi et al. (2008), Pigatto (2008), Ecol News (2010), Walter y Ensinas (2010); **Chile:** Garten Rothkopf (2009), Mocarquer (2009), Oliva (2008), UTFSM (2008b); **Colombia:** ESMAP (2007), UPME (2005a); **México:** Garten Rothkopf (2009), SENER (2006); **Perú:** Nogueira (2010), Gamarra (2010), REEEP (2009), DR (2006b); **Venezuela:** Garten Rothkopf (2009), Márquez (2009). En: G. De Martino Jannuzzi et al. International Cooper Association, Energías Renovables para Generación de Electricidad en América Latina: mercado, tecnologías y perspectivas, 2010.

Los potenciales indicados en la tabla de arriba, estimados por G. De Martino Jannuzzi et al. para la *International Cooper Association*, proviene de fuentes diversas y tal como advierten los autores, deben analizarse detenidamente, estando originadas por estudios heterogéneos que aplicaron diferentes metodologías sus estimaciones presentadas.

En particular una publicación reciente de la IEA (*Harnessing Variable Renewables, A Guide to the Balancing Challenge*, OEDC/IEA, 2011), consiste en describir el modo en que puede caracterizarse un sistema eléctrico, de modo de permitir una estimación respecto a la cantidad de energía renovable variable puede manejar, dada su configuración actual.

Antes que un tope o techo técnico respecto al desarrollo del potencial, implica identificar el potencial presente de penetración de energía renovable variable dada las características (cuatro) del propio sistema:

- disponibilidad de plantas con posibilidades de modular su despacho;
- capacidad de almacenamiento de electricidad;
- manejo de la demanda e
- interconexiones con otros sistemas.

Cuadro 5.4.6. Estimaciones de la Capacidad Instalada Futura en MW

	Brasil (2015)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Perú (2020)	Colombia ^b (2020)	Venezuela (2013)	México	América Central
Energía Eólica	1000 ¹¹ ; 1000 ¹⁰ ; 1423 ¹² , 4441 ¹³ , 1500 ¹⁷ , 1600 ¹⁸ , 3000 ¹⁹ , 2400 ²⁰	200 ² , 8000 ³	6122 ²⁶ , 1000 ²⁷	145-403 ³¹	50-100 ⁷	172 ²²	1724	115
PCH (= 20 MW)	5566 ¹³ , 7734 ¹²	100 ⁴	616 ²³ , 676 ²⁴ , 675 ²⁵	410-509 ³¹	512.0-601.0 ⁶		465	
Biomasa	3000 ¹⁰ , 3000 ¹¹ , 7421 ¹³ , 3106 ¹⁴ , 1900 ¹⁵ , 5300 ¹⁶ , 13000 ¹⁷	300 ² , 1000 ³	300 ²³ , 314 ²⁴ , 400 ²⁵	178 ^{30,31}	180.0 ⁶		343	110
Energía Geotermia	0 ¹¹	0 ² , 200 ³	130 ²³ , 130 ²⁴ , 130 ²⁵	125- 400 ³²	55.0 ³⁵		126	25.5
Solar FV		0 ² , 500 ³	4 ²³ , 4 ²⁴ , 4 ²⁵	80 ³³				
Energía de los Océanos	0 ¹¹	0 ² , 0 ³	0 ²⁷	0 ³¹	0			
Energía Solar Concentrada (CSP)	195 ⁹	0 ² , 300 ³	10 ^{23, 24, 25} , 195 ²⁸		0			

Fuente: G. De Martino Jannuzzi et al, 2010.

Notas: 1 Sistemas aislados (SEN, Fundación Bariloche y REEEP, 2009); 2 Escenarios de Referencia (Greenpeace, EREC y Greenpeace International, 2009); 3 Escenario Revolución Energética (Greenpeace, EREC, y Greenpeace International, 2009); 4 SEN, Fundación Bariloche, y REEEP (2009); 5 Fuera de servicio; 6 UPME (2009) y compilación propia de proyectos; Recordon (2009); 8 sistemas autónomos (Jannuzzi et al., 2009); 9 Greenpeace y ESTIA (2003); 10 Escenario de Referencia (IEA, 2006); 11 Escenario de Políticas Alternativas (IEA, 2006) 12 ;EPE (2009) 13 Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y Ministério de Minas e Energia (MME) (2010); 14 Generación de energía eléctrica excedente a partir de la biomasa del setor alco-azucarero (EPE, 2007); 15 Escenario de Referencia (Schaeffer et al., 2000); 16 Escenario de Control Ambiental (Schaeffer et al., 2000); 17 Escenario de Eliminación de Carbono (Schaeffer et al., 2000); 18 Escenario de Tecnología Avanzada (Schaeffer et al., 2000); 19 Escenario de Referencia (IAEA et al., 2006); 20 Escenario Shift (IAEA et al., 2006); 21 En 2009 había una planta hidroeléctrica de 25 MW instalada en el sistema eléctrico venezolano, pero no se encontró una reglamentación/legislación venezolana que definiera una PCH; 22 De acuerdo con el "Plan Piloto de Generación Eólica"; 23 Escenario Conservador (Universidad de Chile y UTFSM, 2008); 24 Escenario Dinámico (Universidad de Chile y UTFSM, 2008); 25 Escenario Dinámico-plus (Universidad de Chile y UTFSM, 2008); 26 Escenario Revolución Energética para 2020 (Greenpeace y EREC, [s.d.]); 27 Escenario de Referencia para 2020 (Greenpeace y EREC, [s.d.]); 28 Greenpeace y ESTIA (2003); 29 SFCRs; 30 Gamarra (2009); 31 DGER (2009); MEM (2009); MEM (2010); 32 MEM (2010); Artieda (2008); 33 MEM (2010); 34 Recordon (2009); 35 Bastidas (2010); Higuera (2010); 36 MEM (2009); 37 Referente solo al SIC (Universidad de Chile y UTFSM, 2008).

5.5. Inversiones y ambiente de negocios para otras fuentes de energía

5.5.1. Aspectos generales

El importante aspecto de las inversiones y su financiamiento en el sector renovables también debe desagregarse por sector para que tenga sentido su análisis.

Por un lado se dispone y se ha contado históricamente con financiamiento de **cooperación internacional**, el sector de Electrificación Rural (la categoría más completa es energización rural, pese a que el énfasis suele concentrarse sin dudas por el suministro eléctrico). MDL y cambio climático.

Por otro lado se identifican los proyectos de generación eléctrica conectados al sistema eléctrico nacional, aquí se dispone también de cooperación internacional, en primer lugar para realizar estudios de medición de recursos eólico, solar, de biomasa, etc. y también para desarrollo estudios de factibilidad de los proyectos puntuales o de regiones de alto potencial.

El **sector público** también realiza inversiones en energías renovables, ya sea de modo directo, empleando recursos y fondos originados en la recaudación fiscal, o bien brindando créditos claramente más convenientes que los disponibles en los mercados financieros nacionales e internacionales, mediante Bancos de Desarrollo.

Otra categoría de recursos es **la Inversión Extranjera Directa**, suele ser muy relevante para desarrollar el mercado luego de implementados los primeros proyectos en la región.

Los empresarios privados también realizan inversiones y financian proyectos de energías renovables, con grandes diferencias según el atractivo del respectivo mercado, las condiciones generadas por la política sectorial (Energía, y renovables en particular).

Es cada vez más frecuente el intento por desmenuzar los distintos componentes de la inversión en renovables, para luego identificar mejor en que etapa recurrir a las diversas fuentes citada:

- Costos de medición de los recursos (solar, eólico, biomasa, geotermia, etc.)
- Costos de desarrollar políticas e instrumentos de promoción
- Costos Proyectos piloto y demostración
- Costos de implementación de una política o estrategia concreta
- Costos adicionales por garantizar el acceso a la red, desarrollar contratos a largo plazo,

- Costos de los proyectos propiamente dichos:
 - Costo financiero de deuda del proyecto completo
 - Costo financiero del patrimonio o equity del proyecto completo
 - Costos de operación y mantenimiento
 - Capex/depreciación (valor residual luego de cubiertos costos de capital y mantenimiento)
 - Costos de decomiso o desarme

Un número creciente de estudios y reportes intentan aconsejar sobre el mejor uso de la gran variedad de opciones disponibles, en particular los llamados PFM (public financing mechanisms).⁷⁶

5.5.2. Panorama de la Inversión a nivel Global

La inversión total en energía renovable alcanzó los 211 mil millones de dólares en el año 2010, logrando un interesante repunte desde los US\$ 160 mil millones del año anterior. Este volumen incluye financiamiento de activos, capital de riesgo, inversión privada en capital propio (equity), mercados públicos (acciones) e Investigación y Desarrollo tanto por parte de los Estados como de la Empresas. A este total puede adicionarse una inversión estimada en US\$15 y US\$40/45 miles de millones, para calentadores solares de agua y grandes hidroeléctricas (mayores a 50MW), respectivamente⁷⁷.

Este panorama global posee tres puntos a destacar:

- Por primera vez, las nuevas inversiones financieras en energías renovables en los países en desarrollo sobrepasaron las de las economías desarrolladas.
- Por otro lado, más dinero público fue canalizado vía bancos de desarrollo que mediante paquetes o instrumentos de estímulo gubernamental. Según datos compilados por el *Bloomberg New Energy Finance's* 13 bancas de desarrollo brindaron US\$13500 millones en financiamiento para proyectos de energías renovables durante el 2010, siendo los 3 bancos líderes el European Investment Bank US\$5400 millones; el brasilero BNDES, US\$3100 millones y el alemán KfW US\$1500 millones.
- Por último China se constituyó por segundo año consecutivo en el principal destino de la inversión en estas energías.

El financiamiento de activos (Inversiones de Capital) de proyectos renovables a escala de planta (granjas eólicas, parques solares y plantas térmicas solares), alcanzó los US\$128000 millones en 2010, casi el 60% del total.

En la región se dio una curiosa paradoja, la inversión en energías renovables en Brasil, año 2010, cayó un 5%, situándose en US\$7 mil millones – principalmente consolidación del sector biocombustibles mediante fusiones y adquisiciones - sin embargo América Latina verificó el incremento absoluto más elevado en la inversión entre las regiones en desarrollo: México alcanzo un 348% de incremento, como resultado de los grandes desarrollos eólicos y un proyecto de geotermia, alentador resultado del incremento en el *target* u objetivo de penetración de renovables del 3.3% al 7.6% para el año 2012.

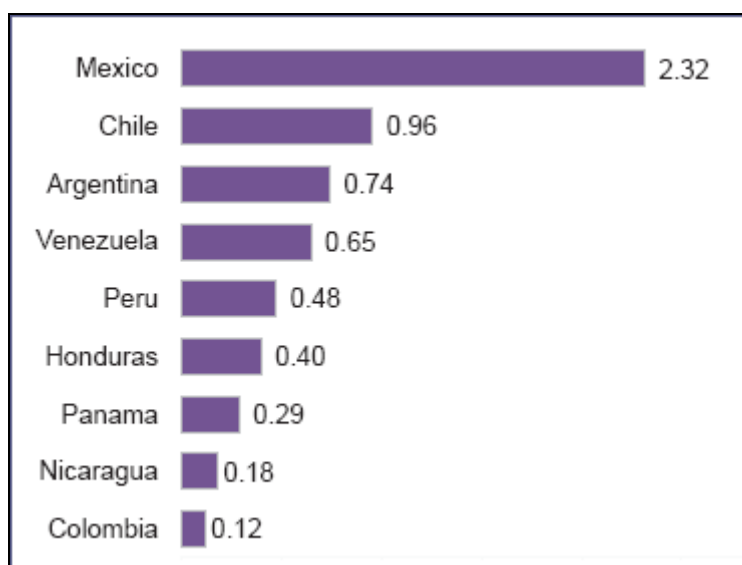
⁷⁶ Ver por ejemplo UNEP, Public Finance Mechanisms to mobilize Investment in Climate Change Mitigation, UNEP SEFI, 2008 o Get FIT Plus De-Risking Clean Energy Business Models in a Developing Country Cotnext, DB Climate Change Advisors, Deutsche Bank Group, Abril 2011.

⁷⁷ Bloomberg New Energy Finance's (BNEF) *Global Trends in Renewable Energy Investment, Paris, 2011.*

Argentina consiguió un aumento de la inversión del 568%, alcanzando US\$740 millones de inversión en el año y Chile (mini hidro; eólicas y biomasa) del 21%, localizando US\$960 millones de inversión en energías renovables⁷⁸.

En Perú la inversión se multiplicó más del doble, respecto al año 2009, alcanzando los US\$480 millones, en mini hidro, etanol y plantas de biomasa. Venezuela registró también un fuerte crecimiento a partir de una única inversión en cuatro plantas de biocombustibles, por parte de la empresa petrolera estatal PDVSA.⁷⁹

Gráfico 5.5.2.1. Nueva Inversión Financiera en Energía Renovable en América Latina (sin Brasil) año 2010 (en miles de millones US\$)



Fuente: Bloomberg New Energy Finance, UNEP, 2011.

⁷⁸ REN21, 2011.

⁷⁹ Bloomberg New Energy Finance's, 2011

5.6. Estado de situación en la región. Potencial, grado de desarrollo, barreras, desafíos y oportunidades para diversas tecnologías renovables en el contexto actual de ALyC

Esta tabla posee una gran variedad de datos expresados de modo sintético, información sobre potenciales y estimaciones respecto a costos y viabilidad han sido extraídos del SRREN, reporte sobre renovables del IPCC, 2011⁸⁰. El panorama brindado se complementa directamente con la sección de políticas e instrumentos de promoción, que permite identificar países y regiones con desarrollos generalmente incipientes.

- **Usos térmicos y mecánicos**

Colectores solares para calentamiento de agua y calefacción

Potencial y características:

Enorme potencial de desarrollo en casi toda la región (excluye latitudes extremas hacia el sur y localizaciones urbanas y rurales con alto grado de sombreado). El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 430EJ/año, SRREN). Esta tecnología se aplica tanto en áreas rurales como urbanas, donde se concentrará la mayor parte de los habitantes de la región. Se aplica principalmente en los sectores residencial, comercial y de servicios, y en menor medida en la industria para calentamiento de agua sanitaria y de procesos. Usualmente debe combinarse con otro sistema de abastecimiento energético basado en GLP, GN, EE, o leña, que permita complementar la variabilidad del recurso y evite el sobredimensionamiento del equipamiento solar. Para una instalación residencial estándar en zona templada se estima un ahorro anual de combustibles convencionales para calentamiento de agua situado en torno al 50% del consumo total para dicho uso.

Existen tres tipos principales de tecnologías: de tubo en vacío (mayor eficiencia, menores pérdidas en climas fríos), placa plana (termosifón y circulación forzada), y sin cubierta (para calentamiento de piscinas).

Aspectos económicos:

Un sistema comercial de tubo en vacío apto para un hogar residencial (20 tubos, 200 litros/día, 2.7m²) cuesta en la Argentina cerca de USD900 sin instalación ni transporte. Este tipo de sistemas puede reducir cerca de un 50% el gasto anual de combustible para calentamiento de agua de uso sanitario en una zona templada. Con una tarifa de gas natural cercana a los 1.4USD/m³ (Chile) el tiempo de repago de este tipo de sistema es inferior a los 3 años. Con una tarifa de gas natural del orden de 2.1USD/m³ (Brasil) el tiempo de repago es inferior a los 2 años. En la Argentina el tiempo de repago es superior a la vida útil del sistema para los usuarios de gas natural que pagan la tarifa con subsidio. En cambio, sí resulta conveniente para usuarios residenciales de GLP por la gran diferencia en el precio de la energía con el GN. Los sistemas comerciales de

⁸⁰ IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SREEN [O. Edenhofer, R. Pichs Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2011

placa plana fabricados localmente poseen precios similares o superiores. Existen además diseños para autoconstrucción de muy bajo costo.

Grado de desarrollo y perspectivas:

El desarrollo es aún incipiente, aunque prometedor. Existen nichos de penetración en hogares rurales de altos ingresos donde el abastecimiento de otros energéticos es problemático, para calentamiento de piscinas, para la sustitución de duchas eléctricas (e.g. Brasil), en comercios y servicios con elevada utilización de agua caliente (e.g. hoteles, hospitales), y en algunos planes de viviendas sociales y edificios públicos. Dada la simplicidad de la tecnología de colectores planos, varios países de la región poseen fabricantes locales (Argentina, Brasil, México). No existe fabricación en la región de colectores de tubo en vacío. Algunos países poseen reglamentaciones que impulsan (exenciones tributarias, amortización acelerada, mandato para instalaciones nuevas) su adopción en determinados sectores (Chile, Uruguay) básicamente edificios públicos y piscinas, pero también nuevos hogares. Las aplicaciones para calefacción son casi inexistentes pero podrían tener buen desarrollo en la zona templada y templada fría de Argentina y Chile.

Barreras:

Bajas tarifas de los energéticos convencionales reducen drásticamente las posibilidades de penetración de esta tecnología. Un ejemplo es el caso de la Argentina, donde los sistemas residenciales resultan viables para usuarios de GLP pero no para usuarios de GN debido a la gran diferencia en las tarifas de estos energéticos. Sin embargo, aún con tarifas que permitan una recuperación de la inversión en pocos años, la inversión inicial resulta una barrera para la difusión de esta tecnología en los sectores de medios y altos ingresos. Es necesaria la implementación de mecanismos de subsidio parcial o financiamiento blando para la inversión inicial. Otra barrera está vinculada a la calidad variable del equipamiento, la ausencia de capacidad para instalación y la baja calidad de los servicios de posventa. En algunos países las regulaciones edilicias y los procedimientos burocráticos de aprobación pueden constituir barreras adicionales. Adopciones recientes de medidas regulatorias y promocionales que facilitan su implementación se encuentran en Uruguay, Chile, República Dominicana y México, aún deben desarrollarse marcos regulatorios completos que obliguen su incorporación

Desafíos:

La tecnología de tubo en vacío y en particular la proveniente de China, está ganando participación en el mercado en relación a los colectores de placa plana, debido a una mayor eficiencia, precios accesibles y en algunos casos menores a los de los equipos fabricados en la región. Los sistemas por termosifón son los que se fabrican en la región pero tienden a ser reemplazados por los sistemas con circulación forzada a medida que se incrementa el ingreso y aumenta la posibilidad de heladas. La estandarización y certificación de equipos es una necesidad en toda la región, así como la mejora de la capacidad industrial y de los servicios de instalación y posventa.

Oportunidades:

Aprovechamiento de la capacidad de fabricación para el ensamble de colectores usando tubos importados y posteriormente producción regional. Utilización de planes de viviendas y la demanda potencial del sector público para el incremento de la capacidad de producción y reducción de costos. Implementación de regulaciones e incentivos aprovechando o en paralelo con el incremento de tarifas en energéticos.

Síntesis de recomendaciones:

Implementar marco legal y regulatorio para la incorporación de estas tecnologías en el ámbito edilicio, comenzando por viviendas sociales, nuevas edificaciones, edificios públicos, edificaciones con alta intensidad de uso de agua caliente sanitaria (piletas, clubes, sector salud, etc.)

Implementar mecanismos de estandarización y certificación de equipos con etiquetado

Difundir y desarrollar capacidades en todos los ámbitos involucrados en la potencial utilización de estos sistemas (planificadores, arquitectos, constructores, instaladores, usuarios).

Otorgar créditos a la inversión inicial.

Países: todos

Energía solar pasiva

Potencial y características: El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 430EJ/año, SRREN). El potencial de ahorro de energía convencional de este conjunto de tecnologías es muy elevado en el área de edificaciones, especialmente si se combinan con medidas de URE.

Grado de desarrollo y perspectivas:

Escaso desarrollo. Incipiente difusión y disponibilidad de sistemas constructivos asociados a esta tecnología. Incipiente desarrollo de esquemas de etiquetado para edificaciones (e.g. Argentina, Chile).

Barreras:

Bajas tarifas y precio de los energéticos convencionales. Mayor costo de la construcción. Ausencia de incentivos y regulación. Escaso conocimiento por parte de usuarios, profesionales, constructores, planificadores y aquellos involucrados en el diseño, construcción y refacción edilicia. Escasa disponibilidad comercial y difusión de métodos y de materiales eficientes energéticamente.

Desafíos:

Mejorar el conocimiento por parte de los planificadores, profesionales y constructores. Desarrollo de mecanismos para manejar el incremento de la inversión inicial y superar la barrera asociada al bajo costo de las tarifas en algunos países. Implementación de proyectos piloto y demostración.

Oportunidades:

Aumento progresivo de tarifas en la región. Eliminación de subsidios a la energía en Argentina. Difusión de la tecnología en diversos países con regulación e

incentivos económicos (e.g. Chile).

Síntesis de recomendaciones:

Implementar marco legal y regulatorio para la incorporación de estas tecnologías en el ámbito edilicio, comenzando por viviendas sociales, nuevas edificaciones, edificios públicos, edificaciones con alta intensidad energética para acondicionamiento de ambientes.

Difundir y desarrollar capacidades para la aplicación de las nuevas metodologías y materiales en todos los ámbitos involucrados (planificadores, arquitectos, constructores, usuarios).

Promover la disponibilidad comercial de materiales alternativos a costo competitivo. Implementar proyectos de demostración, show rooms, etc.

Países: todos

Otras tecnologías solares para calor/frío

(secado, cocción, desalinización, purificación, producción de hielo)

Potencial y características: se trata de un conjunto de tecnologías, en general de bajo costo, algunas de ellas aptas para autoconstrucción.

Grado de desarrollo y perspectivas:

Paradójicamente, al tratarse de tecnologías económicas y simples no han atraído suficiente interés como para ser comercializadas masivamente por estar dirigidas generalmente a usuarios de bajo nivel de ingreso. Existen numerosas iniciativas de autoconstrucción impulsadas por ONGs e instituciones educativas y de investigación en el área de la energía solar (e.g. Puna). Difusión limitada a nichos de usuarios del sector residencial y servicios, principalmente en el área rural.

Barreras:

Bajo nivel de ingreso de los potenciales usuarios. Característica artesanal de la construcción. Baja disponibilidad comercial. Ausencia de certificación / estandarización. Aspectos culturales vinculados con la adopción de ciertas tecnologías (e.g. tiempos de cocción de alimentos, sabor, etc.).

Desafíos:

Lograr una amplia difusión en zonas rurales con adecuada insolación, garantizar servicios de asistencia posventa y aprendizaje sobre la marcha, para mejorar la tasa de penetración.

Síntesis de recomendaciones:

Incorporar en programas rurales de construcción y mejoramiento de viviendas, promoción de economías familiares, mejoramiento de infraestructura, sumar e integrar esta opción a actividades de agricultura familiar vinculadas a los alimentos, tanto para autoconsumo como pequeños volúmenes de venta.

Países: todos

Bombeo eólico (directo y mediante bomba eléctrica)

Potencial y características:

El recurso eólico es la cuarta fuente renovable en importancia disponible en ALyC, juntamente con la energía de los océanos. Existen diversas tecnologías de bombeo eólico, siendo la tradicional el bombeo mecánico mediante molinos multipala de estructura pesada y mecanismo relativamente simple. Se acciona y funciona adecuadamente con una relativamente baja intensidad de viento (a partir de 3 a 4m/s), lo que amplía significativamente su área de aplicación en relación a los aerogeneradores de mediana y gran potencia. Requiere una adecuada red de mantenimiento ya que las partes móviles generan desgaste. Existe una segunda generación de bombeo mecánico eólico de estructura más liviana pero su uso tampoco es muy difundido. Finalmente, los pequeños aerogeneradores pueden generar electricidad para accionar una bomba de agua eléctrica.

Grado de desarrollo y perspectivas:

Los molinos multipala tradicionales alcanzaron un importante grado de desarrollo, principalmente en la Argentina, con cerca de 500,000 molinos instalados para bombeo directo de agua, posibilitando el desarrollo ganadero durante el siglo pasado. Actualmente se encuentra en regresión debido a la penetración de otras formas de bombeo y a la reconversión de la ganadería a cría estabulada y su desplazamiento por cultivos de soja. La tecnología sigue disponible en la región pero su uso y red de mantenimiento es más limitada.

Barreras:

Elevada inversión inicial para hogares rurales con bajo ingreso. Ausencia de una red coordinada de apoyo, promoción y asistencia técnica.

Desafíos y oportunidades:

Aún existen numerosas pequeñas explotaciones pecuarias de carácter familiar que dependen de acuíferos superficiales para la bebida animal. El bombeo desde acuíferos subterráneos puede ofrecer una alternativa más confiable de suministro de agua potable a lo largo de todo el año. En términos comparativos la tecnología es de fácil mantenimiento, siempre que se la incorpore con mínima asistencia técnica.

Síntesis de recomendaciones: Incorporar en programas rurales de agricultura familiar, pequeñas explotaciones que combinen ganadería y agricultura, promoción de economías familiares, mejoramiento y dotación de infraestructura. Aprovechar programas y cooperación existente para energía renovable, producción, recursos hídricos y desarrollo rural.

Países: zonas favorables en casi todos los países

Geotermia

Potencial y características:

El recurso geotérmico es el segundo recurso energético renovable con mayor potencial técnico en ALyC (alrededor de 165EJ/año). El potencial técnico en AL para usos directos se sitúa entre 1.3EJ/año y 41.3EJ/año.

Grado de desarrollo y perspectivas:

La capacidad instalada al año 2010 en AL era de 0.8GWth para usos directos. Se estima que al año 2015 se podría tener una capacidad instalada cercana a 1.1GWth y una generación de 2.9TWhth/año (SRREN). Principalmente se encuentran aplicaciones comerciales y de servicios (balneoterapia, invernaderos, cría de peces, etc.). El aprovechamiento de la energía geotérmica para acondicionamiento de ambientes mediante la utilización de bombas de calor e intercambiadores enterrados no está muy difundida en la región.

Barreras:

La utilización está limitada a las cercanías del punto de extracción del fluido geotérmico. La inversión en exploración, perforación, y aprovechamiento la limita al aprovechamiento por parte de usuarios comerciales (balneoterapia, cría de peces, invernaderos), industriales (agua de procesos), o residenciales agrupados (calefacción).

Oportunidades:

Aprovechamiento en el sur del continente para acondicionamiento de ambientes mediante bombas de calor. Incremento de tarifas de los energéticos utilizados para acondicionamiento de ambientes.

Países: principalmente Mesoamérica, Países Andinos. Uruguay y Argentina también cuentan con recursos potenciales interesantes.

- **Interconexión a la red eléctrica**

Gran Hidro

Potencial y características:

El potencial de desarrollo técnico en AL se sitúa en torno a los 610GW (Brasil 260GW, Colombia 96GW, Perú 59GW, Venezuela 46GW, Argentina 40GW, Ecuador 31GW, Chile 25GW, Paraguay 13GW, Uruguay 13GW, Bolivia 10GW), con una generación estimada de 2,860TWh/año (10EJ/año) (SRREN). *A pesar de esta cifra, el recurso hidro sería el que posee menor potencial técnico de desarrollo a futuro en ALyC, en relación al resto de los recursos renovables.*

Aspectos económicos:

En base a grandes proyectos hidro en ALyC se estiman costos de inversión entre 1,700USD/kW a 2,100USD/kW. *Esto da un costo de la energía de entre 35USD/MWh y 42USD/MWh (factor de capacidad 54%, tasa de descuento 7%), lo que la convierte en una de las fuentes más económicas en un escenario de elevados precios del gas natural.*

Grado de desarrollo y perspectivas:

La energía hidro es, conjuntamente con la biomasa, la energía renovable que alcanza el mayor nivel de desarrollo actualmente en la región. La generación hidroeléctrica alcanzó cerca de 732TWh en América del Sur y Central en el año 2009, con una potencia instalada de 156GW. Brasil generó en el año 2008 370TWh, y Venezuela 87TWh. *El potencial sin desarrollar se estima en torno al 74%. El factor de capacidad promedio regional es del 54%. Se estima que al año 2035 la región podría generar 1,054TWh/año. Diferentes escenarios brindan una penetración al año 2050 entre 2.5EJ/año y 5.5EJ/año (SRREN).*

Barreras:

Dificultad en la obtención de financiamiento de los proyectos. Oposición de representantes de la sociedad a determinados emprendimientos a raíz de sus impactos negativos sobre el medio ambiente, principalmente, aunque no exclusivamente, asociados a las centrales con embalse. En algunas regiones la reducción de la hidraulicidad por variabilidad climática puede llegar al 40% hacia fin de siglo (e.g. Comahue, Argentina).

Desafíos:

Consideración adecuada de los impactos negativos asociados al desarrollo de centrales en zonas ambientalmente sensibles. Contemplar los posibles impactos de la reducción de la hidraulicidad debido a fenómenos de variabilidad climática.

Oportunidades y recomendaciones:

Aprovechar la complementariedad eólico-hídrica para “ahorrar” agua; así como eventuales sinergias con la estacionalidad de la explotación de caña de azúcar. El desarrollo de infraestructura (no sólo transmisión eléctrica sino también caminos y

accesos) a partir de grandes obras eléctricas posibilita la incorporación de otras renovables complementarias. Esto requiere planificación cuidadosa y detallada. Deben ser convocados todos los actores y considerados de modo amplio los costos para minimizar impactos sociales y ambientales, principalmente con las poblaciones afectadas.

Países: todos, con excepciones puntuales como Uruguay e islas del Caribe.

Parques eólicos

Potencial y características:

Importante potencial de desarrollo en varios países de la región. El recurso eólico es el cuarto más importante en términos de energía renovable disponible en ALyC, juntamente con la energía de los océanos (alrededor de 48EJ/año, SRREN). El potencial teórico de ALyC se situaría cerca de los 2,700GW (Argentina 2,200 GW, Brasil 350GW, México 71GW, Perú 22GW, Chile 10GW). La generación asociada sería de unos 6,800 TWh.

Aspectos económicos:

El costo de inversión en AL se sitúa entre los 2,100USD/kW a 2,400USD/kW (Brasil). Esto da un costo de la energía en torno a los 70USD/MWh (factor de capacidad 35%, tasa de descuento 7%). Las tarifas acordadas en las últimas rondas de licitaciones se sitúan en torno a los 65USD en Uruguay (87 en convocatoria previa), 75USD en Brasil y 126USD en Argentina. En Perú también se lograron valores muy bajos: 69 USD/MWh comparados con 85USD de una licitación de febrero 2010, al igual que en México, 65USD.

Grado de desarrollo y perspectivas:

La potencia instalada ronda los 2,500MW. El desarrollo es aún incipiente, salvo en el caso de Brasil donde hay cerca de 1,000MW instalados. Argentina tiene un compromiso de desarrollo cercano a los 2,500 para el año 2016, según lo indicado por la ley de energías renovables 26.190. Brasil tiene grandes perspectivas de desarrollo aún no cuantificadas en los planes. Uruguay estaría licitando unos 500MW para el 2015. La región podría tener cerca entre 5GW y 17GW eólicos instalados hacia el año 2015 (Tokman, ejecutivo de Vestas 2011). La mayor parte de este desarrollo ocurriría en Brasil (8GW) y México (6GW), seguidos de lejos por la Argentina, Uruguay, Chile y países de América Central. Diferentes escenarios brindan una penetración al año 2050 entre 0.3EJ/año y 6EJ/año (SRREN). Hasta el momento las turbinas de mayor potencia instaladas en la región son de 2MW.

Barreras:

La ausencia de fuentes de financiamiento es una de las principales barreras al desarrollo de los grandes proyectos, incluyendo las obras necesarias para conectarse a la red. Un ejemplo es el caso de la Argentina donde existe una importante capacidad eólica adjudicada mediante el GENREN pero que no ha sido aún implementada. *En cambio, en Brasil, el financiamiento otorgado por el BNDES ha resultado clave para el desarrollo de los proyectos. También deben emprenderse estudios de detalle de las posibilidades reales de los distintos*

sectores eléctricos para incorporar energía fluctuante.

Desafíos:

Articular fondos estatales, multilaterales y privados para el desarrollo de los proyectos eólicos, en todas las etapas, desde la factibilidad hasta el cierre financiero o Project Finance. Avanzar con la etapa de relevamiento detallado del recurso en las zonas de mayor potencial. *Realizar simulaciones completas de prospectiva para identificar la necesidad de balancear las cargas y de fortalecer los sistemas de transmisión y transporte eléctrico.*

Oportunidades y recomendaciones:

El PROINFA de Brasil ha logrado demostrar la viabilidad de una herramienta implementada para la promoción de este tipo de energía y los elementos requeridos. Posibilidades de financiamiento a través de la Banca pública y organismos multilaterales. Existe una importante industria eólica focalizada en Brasil que puede abastecer el mercado regional e incluso tener perspectivas de exportación extraregionales. Aprovechar la complementariedad eólico-hídrica para mitigar los impactos de la variabilidad eólica sobre los sistemas interconectados.

Países: Argentina, Brasil, Chile, México, Perú, Uruguay Venezuela, varios países de América Central.

Concentradores Solares Térmicos para Electricidad

Potencial y características:

El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 430EJ/año, SRREN). CSP abarca una serie de tecnologías: plato parabólico, canal parabólico, concentrador central, reflector lineal de Fresnel. Salvo las centrales de plato parabólico, el resto de las centrales posee la ventaja de poder almacenar energía térmica para seguir generando cuando el sol ya no entrega radiación útil a los colectores, lo que le brindaría un mayor factor de capacidad que la energía fotovoltaica.

Aspectos económicos:

No existe experiencia en la región. A nivel internacional se estima un rango de costo de inversión entre 3,800USD/kW (sin almacenamiento) y 7,650USD/kW (con almacenamiento). El costo de la energía oscila entre 180USD/MWh y 270USD/MWh (SRREN).

Grado de desarrollo y perspectivas:

No existen emprendimientos comerciales de este tipo en la región. Existe un proyecto propuesto para México del tipo canal parabólico (Agua Prieta, aprox. 14MW solar). Existe I&D, como la llevada a cabo por el INENCO en Argentina. La generación CSP en América del Sur podría alcanzar los 300TWh hacia el año 2050 (SRREN).

Barreras:

Reducción de costos (e.g. fluidos térmicos, concentradores). Falta de madurez tecnológica de algunos conceptos. Financiamiento de los proyectos.

Consideración del nivel de ingreso de los usuarios.

Países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, México, Perú

FV centralizada

Potencial y características: El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 430EJ/año, SRREN).

Aspectos económicos:

La Central solar FV de Calama de 9MW (Chile) tendría un costo de inversión cercano a los 4,400USD/kW, lo que daría un costo de la energía cercano a los 170USD/MWh (factor de capacidad 30%, tasa de descuento 7%). La proyectada central solar FV de San Juan de 20MW (Argentina) tendría un costo de 3,500USD/kW, con un costo de la energía en torno a los 140USD/MWh (factor de capacidad 30%, tasa de descuento 7%).

Grado de desarrollo y perspectivas:

La potencia fotovoltaica instalada en ALyC es de algunas decenas de MW, incluyendo todo tipo de instalaciones. La mayor parte corresponde a aplicaciones aisladas. Existen parques solares de alrededor de 1MW de potencia en Argentina, Chile, México, y Brasil, y proyectos por algunas decenas de MW (100MW México, 20MW Argentina, 50MW Brasil, 9MW Chile). La fabricación en la región se limita al ensamble de módulos fotovoltaicos utilizando celdas importadas. Existen anuncios para la instalación de fábricas de celdas en Argentina, México y en Chile. *Es probable que en los próximos años la utilización de la tecnología FV en este tipo de instalaciones supere en potencia a las instalaciones rurales aisladas, tal como sucede en los países desarrollados. Conforman un grupo de tecnologías aún en desarrollo, tanto desde el punto de vista del incremento de la eficiencia como de la reducción de costos.*

Barreras:

Posee uno de los mayores costos de inversión dentro de las ERs comerciales, con la consiguiente dificultad en asegurar el financiamiento de las instalaciones. Escasa experiencia en la región en este tipo de desarrollos.

Desafíos:

Lograr el financiamiento de los proyectos. El desarrollo de una industria regional de celdas fotovoltaicas, desde la minería del cuarzo hasta los paneles fotovoltaicos, pasando por la producción de silicio de grado solar y de celdas fotovoltaicas. Alcanzar una mayor madurez tecnológica, desarrollando mayor eficiencia y menor costo por unidad de potencia. Competir con el mercado de celdas fotovoltaicas importadas a bajo costo, dimensionar el mercado a fin de no crear sobrecapacidad.

Oportunidades recomendaciones:

Existencia de adecuados recursos minerales en diversos países de la región. Existencia de capacidad para el ensamble de módulos fotovoltaicos. Existencia de tarifas feed-in para FV en algunos países (e.g. Argentina).

Países: zonas desérticas, semidesérticas y sub-húmedas de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, México, Perú

FV descentralizada

Potencial y características: El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 430EJ/año, SRREN). Estas son instalaciones fotovoltaicas montadas habitualmente en los techos de edificaciones residenciales y comerciales, e interconectadas a la red eléctrica mediante un medidor bi-direccional (net-metering – existen recientes medidas para su incorporación en México, Costa Rica, Guatemala y República Dominicana). El excedente de generación FV se exporta a la red y el déficit se cubre con la misma. Requiere una adecuada infraestructura de distribución. Entre las principales ventajas se encuentra la ausencia de almacenamiento mediante baterías.

Aspectos económicos:

Se estima un costo de inversión para instalaciones residenciales y comerciales situadas en techos entre 3,700USD/kW y 6,800USD/kW. El costo de la energía se sitúa entre 270USD/MWh y 480USD/MWh (factor de capacidad 15%, tasa de descuento 7%) (SRREN).

Grado de desarrollo y perspectivas:

La potencia fotovoltaica instalada en ALyC es algunas decenas de MW, incluyendo todo tipo de instalaciones. La mayor parte corresponde a aplicaciones aisladas. Existen pocas instalaciones descentralizadas de este tipo, principalmente de instituciones de investigación o servicios públicos. Brasil estaría evaluando la posibilidad de implementar esta modalidad de generación. Argentina y Uruguay están realizando evaluaciones con el mismo fin. Existe una muy limitada capacidad de producción de celdas solares en ALyC (en Argentina se producen celdas para la industria aeroespacial). Existen anuncios para la instalación de fábricas en Argentina, México y en Chile.

Barreras:

Elevado costo de la tecnología impide competir sin la existencia de incentivos como el feed-in, el cual sólo existe en algunos países y para instalaciones centralizadas. Regulaciones en el segmento de distribución impiden en algunos países la interconexión de pequeños generadores descentralizados como los hogares con sistemas FV.

Desafíos:

Adecuación de la infraestructura de distribución y el marco regulatorio para permitir la generación descentralizada. Desarrollar capacidad regional de producción de celdas fotovoltaicas. Mejorar los servicios de instalación y posventa

Oportunidades:

Brasil estaría por adecuar el marco regulatorio para fomentar este tipo de

instalaciones. Probada efectividad de la tecnología de net-metering para la difusión de las instalaciones domiciliarias.

Países: Todos. En particular están desarrollando primeros pasos en Uruguay, México, Costa Rica, Guatemala y República Dominicana (Puerto Rico El Salvador y Panamá estarían también avanzando en la implementación de esta opción).

Geotermia

Potencial y características:

El recurso geotérmico es el segundo más importante recurso energético renovable disponible en ALyC (alrededor de 165EJ/año, SRREN). Posee la ventaja de la relativa estabilidad en la producción de energía a lo largo del tiempo si el yacimiento es manejado adecuadamente. Este hecho la hace comparable a una central termoeléctrica convencional, aportando capacidad firme a la red. El potencial técnico en AL se sitúa entre 15.5EJ/año y 19.3EJ/año hasta profundidades de 3km, y de entre 23EJ/año y 55.7EJ/año hasta 5km (SRREN).

Aspectos económicos:

El costo de inversión varía típicamente entre 1,800USD/kW y 3,600USD/kW, aunque puede ser superior. El costo de la energía se sitúa entre 50USD/MWh y 72USD/MWh (factor de capacidad 74%, tasa de descuento 7%).

Grado de desarrollo y perspectivas:

Posee un importante grado de desarrollo en algunos países de América Central y en México. La capacidad instalada en AL era de 1.5GWe en el 2009 (México 958MW, El Salvador 204MW, Costa Rica 166MW, Nicaragua 88MW, Guatemala 52MW). Se estima que la capacidad podría alcanzar 1.1GWe en el año 2015 (excluyendo México), con una generación de 7.2TWhe/año (SRREN). Diferentes escenarios brindan una penetración al año 2050 entre 0.1EJ/año y 2EJ/año (SRREN).

Barreras:

Financiamiento de los proyectos. Costo de interconexión de yacimientos ubicados en localizaciones aisladas y lejos de la demanda/red interconectada. Impactos negativos del desarrollo de algunos tipos de yacimientos en zonas ambientalmente sensibles.

Desafíos:

Avanzar con la etapa de relevamiento detallado del recurso y posibilidad de interconexión.

Oportunidades y recomendaciones:

Desarrollo para actividades productivas específicas localizadas en zonas aisladas

Países: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, México, Nicaragua, Perú, Argentina, Chile, otros.

Océanos

Potencial y características:

La energía de los océanos es el cuarto recurso energético renovable más importante disponible en ALyC (alrededor de 45EJ/año, SRREN). Abarca un conjunto de tecnologías para aprovechar la energía de las olas, de las mareas, de las corrientes, y el gradiente térmico de los océanos. El factor de capacidad oscila entre 22% y 40%.

Aspectos económicos: en etapa de desarrollo pre-comercial. Los costos de los prototipos no son muy representativos. Se estiman costos de inversión entre 4,200USD/kW y 16,000USD/kW (SRREN).

Grado de desarrollo y perspectivas:

No existen instalaciones comerciales de este tipo en ALyC.

Barreras:

Tecnologías aún en etapa de desarrollo pre-comercial. Elevado costo de inversión. Escasez de financiamiento. Algunas de las tecnologías poseen cuestionamientos ambientales.

Desafíos:

Alcanzar la madurez tecnológica dentro de cada sub-tecnología (mareas, olas, OTEC). Iniciar proyectos o acciones de tipo piloto para identificar viabilidad de proyectos específicos.

Países: Argentina (mareas) , Brasil (OTEC, mareas), Chile (olas, mareas), Colombia (mareas), Honduras (mareas), Nicaragua (mareas), Panamá (mareas), América Central (OTEC), Caribe (OTEC)

- **Generación aislada**

Fotovoltaica (FV)

Potencial y características: El recurso solar es el principal recurso energético renovable disponible en ALyC. Potencial de aplicación en toda la región, excepto en localizaciones con excesivo sombreado (edificaciones, vegetación).

Aspectos económicos:

El costo de inversión en un sistema residencial para aplicación aislada puede variar significativamente en función del país, envergadura del proyecto, impuestos, y localización. Para un sistema básico de alrededor de 80Wp, con una batería y regulador, el costo del sistema instalado en zona rural se sitúa entre 13,000USD/kW (Perú) y 22,000USD/kW (Patagonia Argentina). El costo de la energía en estos casos se sitúa entre 1.4USD/kWh y 2.3USD/kWh.

Grado de desarrollo y perspectivas:

La potencia fotovoltaica instalada en ALyC es algunas decenas de MW, incluyendo todo tipo de instalaciones. Las aplicaciones rurales aisladas son el principal campo de utilización de la tecnología FV en ALyC, con mayor desarrollo en México, Argentina, Brasil, Perú y Bolivia. La mayor parte de los proyectos de electrificación rural aislada se basan en la instalación de sistemas fotovoltaicos de entre 50-100Wp por hogar, para iluminación, comunicaciones y otros usos de baja potencia. Se estima que está tendencia continuará y habrá una tendencia hacia el incremento de la potencia unitaria de los sistemas.

Barreras:

Reducida sustentabilidad temporal de las instalaciones por problemas de desarrollo de una adecuada infraestructura de OyM en el área rural. Elevado costo de inversión. Financiamiento de los proyectos. Bajos ingresos de la población beneficiaria. Requiere almacenamiento en baterías.

Desafíos:

Reducir el costo de producción de las celdas. Incrementar la capacidad de producción regional. Mejorar la infraestructura de OyM. Diseño e implementación de sistemas de gestión adecuados a cada contexto. Incrementar la potencia y energía brindada por los programas de electrificación rural de tal forma de abastecer más usos, incluyendo en forma prioritaria los usos productivos. Mejorar la capacitación en todos los niveles.

Oportunidades:

Existen aún cerca de 27 millones de personas sin acceso a la electricidad en zonas rurales de América Latina. Una importante fracción podría recibir servicios básicos de electricidad mediante energía fotovoltaica.

Síntesis de recomendaciones:

Países: todos

Eólica

Potencial y características:

Posee algunas ventajas sobre los sistemas FV (e.g. costo y mayor potencia unitaria), aunque adolece del mismo problema: la variabilidad del recurso.

Aspectos económicos:

El costo de inversión para un aerogenerador comercial de 4.5kW fabricado en la Argentina se sitúa en torno a los 2,500USD/kW (excluyendo baterías). Sistemas más pequeños pueden llegar a costar hasta 5,000USD/kW.

Grado de desarrollo y perspectivas:

Amplia oferta de equipos, tanto de producción regional como importados. Calidad variable a causa de la falta de estandarización y certificación.

Barreras:

Elevado costo de inversión. Financiamiento de los proyectos. Bajos ingresos de la población beneficiaria. Requiere almacenamiento en baterías. Problemas de adecuado mantenimiento en zonas con población dispersa y dificultad de acceso.

Desafíos:

Diseño e implementación de sistemas de gestión adecuados a cada contexto. Energización de usos productivos

Oportunidades y recomendaciones:

Existen aún cerca de 27 millones de personas sin acceso a la electricidad en zonas rurales de América Latina. Una fracción podría recibir servicios básicos de electricidad mediante energía eólica.

Países: localizaciones puntuales en todos los países de la región

Micro Centrales Hidroeléctricas

Potencial y características:

El potencial de aprovechamiento se limita a pobladores ubicados relativamente cerca de un curso de agua con características adecuadas (salto, caudal, regularidad). Posee especial relevancia en toda la zona Andina de AL, aunque no exclusivamente. En Chile se estima un potencial técnico de 10GW y una cartera de proyectos por 3,000MW, en Perú un potencial de 1,000MW. Esta tecnología tiene varias ventajas sobre otros sistemas de provisión de electricidad aislados como ser la FV y la energía eólica, siendo las principales la escasa variabilidad del recurso a lo largo del año, el menor costo de la energía, los mayores niveles de potencia y energía disponibles generalmente por usuario, la ausencia de baterías. Es una tecnología que ha alcanzado un importante grado de madurez y reducción de costos. El potencial podría ampliarse significativamente si se desarrollasen comercialmente turbinas del tipo hidrocínético. Estas turbinas aprovechan la energía cinética del agua en lugar de la potencial y son aptas para cursos de agua con desniveles inferiores a 1.5m. Existe I&D en esta tecnología en Argentina y en Brasil.

Aspectos económicos:

Se estima un costo de inversión típicamente entre 2,500USD/kW y 7,000USD/kW (potencia <10MW). El costo de la energía se sitúa habitualmente entre 50USD/MWh y 140USD/MWh. El PROINFA contempla una tarifa en torno a los 65USD/MWh para PCH.

Grado de desarrollo y perspectivas:

Posee un significativo grado de desarrollo en la región (e.g. Brasil 4GW, Argentina 400MW, Chile 210MW, Perú >210MW), restando aún potencial por desarrollar. El PROINFA en Brasil ha logrado impulsar obras MCH por 1190MW.

Barreras:

Elevado costo de inversión. Financiamiento de los proyectos. Bajos ingresos de la

población beneficiaria

Desafíos:

Diseño e implementación de sistemas de gestión adecuados a cada contexto. Energización de usos productivos.

Oportunidades:

Existen aún cerca de 27 millones de personas sin acceso a la electricidad en zonas rurales de América Latina. Una pequeña fracción podría recibir servicios básicos de electricidad mediante energía hidroeléctrica.

Síntesis de recomendaciones:

Países: principalmente Zona Andina y zonas de serranías

5.6. Identificación de fuentes de financiamiento

Se debe destacar la dificultad en el acceso al crédito y financiamiento en general, los sistemas financieros de la región no están preparados en general para financiar proyectos a largo plazo, con bajas tasas de rentabilidad y complejas ecuaciones de precios futuros inciertos. Además de desconocer el negocio, las garantías exigidas son muchas veces prohibitivas. En la realidad son los propios fondos regionales, o de desarrollo los que cubren parcialmente este vacío, donde se destaca el BNDES de Brasil (en el año 2009 alcanzó un volumen de financiamiento de US\$ 73.870 millones, que representó 9% del PBI nacional⁸¹), que permite ejemplificar la necesidad de complementar el marco de promoción de las energías renovables con disponibilidad de financiamiento a largo plazo y con tasas bajas. Otras instituciones que pueden cubrir el rol de banca de desarrollo son el BID, la CAF el propuesto Banco del Sur⁸².

En términos de cooperación internacional se destacan los aportes de GEF, GIZ, Banco Mundial, entre otros tal como se desarrolla a continuación.

Como se mencionó, contemplar y valorizar otro tipo de beneficios y co-productos que se derivan del desarrollo de las renovables, permitiría sincerar el conjunto completo de bienes y servicios a los que puede accederse. Los emprendimientos hidroeléctricos poseen beneficios múltiples como la regulación, protección y reforestación de cuencas a partir de desarrollos hidroeléctricos, otros desarrollos de renovables poseen similares ventajas, por ejemplo al sistematizar el empleo de biomasa residual de actividades productivas, como combustible, se cierra una cadena primaria (forestal, agrícola, ganadera, etc) o secundaria. Sin embargo, la creación de empleo directo e indirecto, el desarrollo de cadenas productivas completas, etc caen fuera del ámbito de análisis para la toma de decisión, que suele ser el proyecto individual.

⁸¹ http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1230270

⁸² Un interesante trabajo en torno a los Bancos de Desarrollo en América Latina ha sido publicado por el Instituto de Estudios Peruanos, donde se presentan 35 estudios de caso para el conjunto de entidades financieras de desarrollo que operan en el marco de las finanzas rurales. http://web.bancosdesarrollo.org/facipub/upload/cont/822/files/2_base_bancos_final.pdf

Dentro de la revisión de bibliografía relevante para la sección financiamiento de Energías Renovables, se destaca un muy reciente trabajo compilado por el DB Climate Change Advisors, 2011⁸³. En particular se consideran opciones para distintos instrumentos de política y fuentes para su financiamiento, que permitan cubrir – o disminuir - la brecha entre los costos actuales de generación eléctrica a partir de renovables (*levelized costs of electricity* o LCOE por sus siglas en inglés) y los costos objetivo (*targeted costs*) a los que se desea arribar, por ejemplo mediante tarifas de tipo feed-in. Ese costo objetivo está determinado justamente por el costo de la generación de energía a partir de fuentes convencionales⁸⁴.

Además de esa brecha, los países en desarrollo enfrentan otro desafío que consiste en afrontar el alto costo de inversión inicial (*upfront cost*) de los proyectos económicamente viables de implementación de energías renovables.

El paso previo a este complejo ejercicio consiste en establecer un contexto o ambiente que posibilite el desarrollo de las tecnologías renovables. ***El desarrollo de mercados de energía renovable requiere además de tal contexto, políticas públicas de largo plazo integrales y estables, con fuerte compromiso y voluntad política tras una previa definición de los rasgos esperados y deseados de las matrices energéticas nacionales definidas teniendo en cuenta: 1) seguridad de suministro; 2) impacto sobre los ingresos de la población y el gasto de los gobiernos; 3) importancia del impacto medioambiental y social de la matriz previa existente.*** Tales políticas son responsabilidad de los gobiernos nacionales y deberían incrementar la rentabilidad mediante la reducción de costos y la mejora de los ingresos, reduciendo los riesgos asociados a las tecnologías de energías renovables.

En el referido trabajo (DB Climate Change Advisors, 2011) el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo propone cuatro pasos para que cada país cree un ambiente o contexto habilitante para el desarrollo de las renovables:

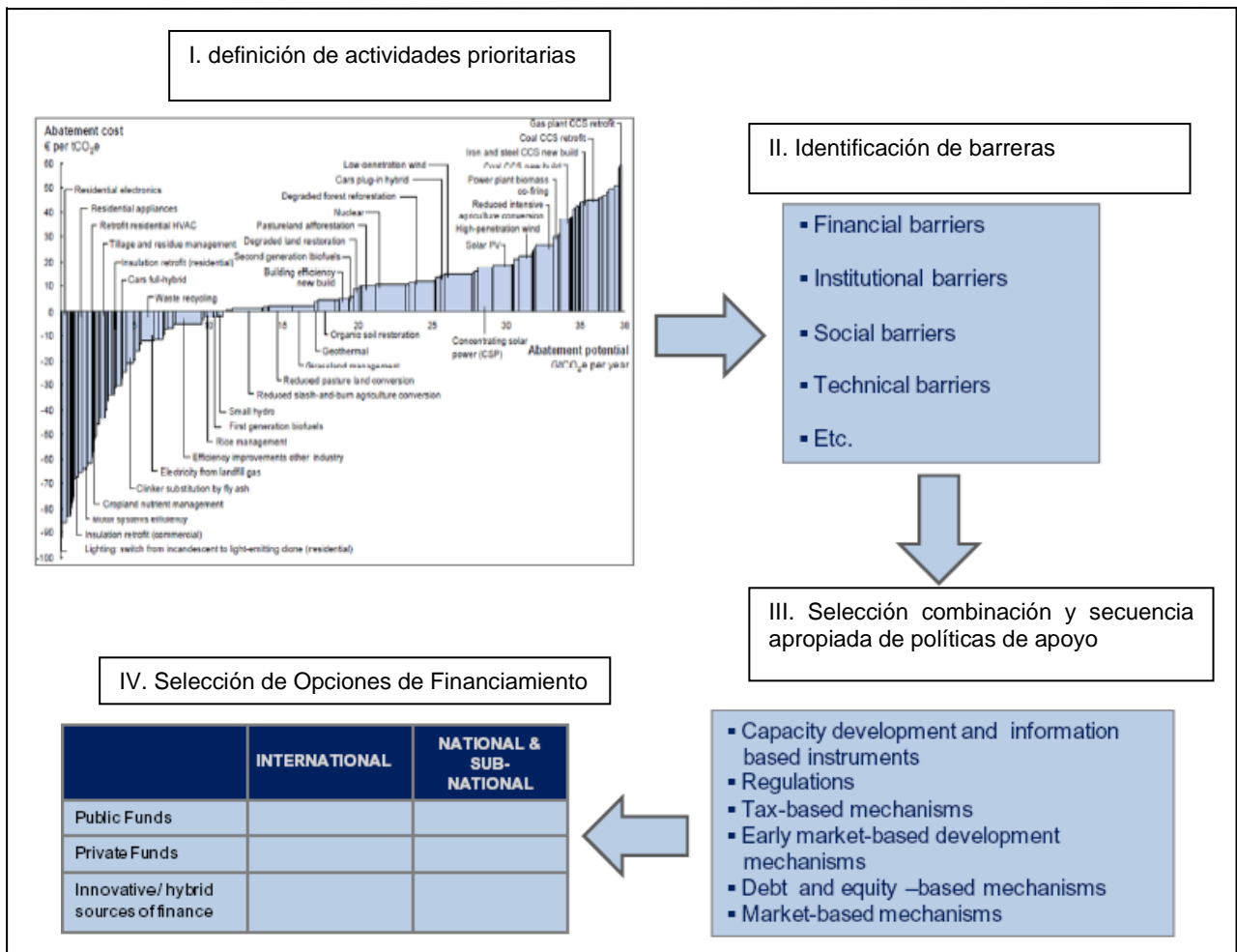
1. Definir tecnologías y actividades vinculadas energías renovables a priorizar;
2. Identificar las barreras al desarrollo de sus mercados;
3. identificar la combinación de instrumentos de política para su remoción; e
4. identificar y acceder a las opciones de financiamiento para desarrollar tal combinación.

El gráfico siguiente vincula las cuatro etapas. En la definición de prioridades se realiza un ordenamiento según el costo de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG Abatement Cost Curve) el primer conjunto implica, para una determinada tasa de descuento, un conjunto de Proyectos de inversión de tipo no-regret, lo que significa que la realización de los mismos es rentable. Luego y de modo creciente se ordenan aquellos proyectos con costos mayores que cero, que requerirán financiamiento o ajustes en el flujo de costos y beneficios, por ejemplo mediante la propia venta de las reducciones de emisiones. Se destaca que este ejercicio debe realizarse para cada uno de los países, en función de las circunstancias nacionales.

⁸³ Get FiT Plus De-Risking Clean Energy Business Models in a Developing Country Cotnext, DB Climate Change Advisors, Deutsche Bank Group, Abril 2011.

⁸⁴ En el ejercicio realizado se asume un valor de 6-10 centavos de dólar por kWh de costo-objetivo y se lo compara contra 11 y 25 centavos de dólar por kWh como LCRE de la eólica y la PV respectivamente.

Gráfico 5.6.1. Cuatro pasos para el diseño e implementación de mercados nacionales de energías renovables



Fuente: UNDP, Engineering Investability (2010) and McKinsey, GHG Abatement Cost Curve (2009), en DB Climate Change Advisors, 2011.

Mayor detalle sobre las estrategias nacionales de mitigación del cambio climáticas será desarrollado en futuros informes de este estudio (Informe V), ya que el desarrollo de energías renovables es una de varias estrategias, en términos de costo eficiencia, resultan priorizadas (por ejemplo mediante el ordenamiento según el costo de de las opciones de reducción de emisiones) las medidas de eficiencia energética. La identificación de barreras, en cambio puede analizarse específicamente para el avance de cada una de las energías renovables, la selección de instrumentos de política se desarrolla más adelante, aunque no siempre es posible vincular con precisión el conjunto de herramientas y la secuencia con las barreras que están siendo abordadas en cada uno de los países.

Por último se deben identificar y obtener acceso a las distintas fuentes de financiamiento para llevar a cabo el marco de políticas, implementar los instrumentos financieros y desarrollar proyectos piloto o demostración que han sido escogidos por los gobiernos nacionales.

El PNUD estima que existen más de 50 fondos bilaterales y multilaterales vinculados al cambio climático, muchos de los cuales incluyen mandatos de inversión en energías renovables. *Existe un énfasis creciente en las fuentes de financiamiento innovativas e híbridas, que incluye alternativas no tradicionales como nuevos mecanismos para catalizar flujos financieros, instrumentos en pleno desarrollo como NAMAs (Acciones Nacionales Apropriadas para la Mitigación) e incluso el rediseño o mezcla de acuerdos publico-privados existentes.*

Nuevamente la combinación de fuentes de financiamiento a emplear, depende de la situación específica de cada país. Existirían sin embargo ventajas en el empleo de fuentes propias (nacionales) e internacionales vinculadas a la diversificación y compra nacional. Entre las primeras pueden mencionarse contribuciones del presupuesto Nacional y recursos provenientes de reformas en los subsidios a combustibles fósiles (que sólo serían aplicables a los países que aún subsidian combustibles y disponen de excedentes tributarios o no están sujetos a grandes riesgos macroeconómicos). Entre las internacionales se incluyen fondos bilaterales y multilaterales, mercado de carbono (MDL), Banca Internacional de Desarrollo e inversión externa directa.

Según el documento de referencia (DB Climate Change Advisors, 2011), en principio el diseño de las políticas debería cubrirse con fuentes públicas, al igual que las actividades de fortalecimiento institucional y desarrollo de capacidades, áreas en las que es difícil contar con capital privado. Mientras que para las inversiones en las tecnologías de energías renovables involucradas y proyectos específicos puede acudir al sector privado. ***Este punto de vista no toma en cuenta sin embargo la fragilidad macroeconómica de muchas de las economías de la región y el fuerte retraso social existente, por lo cual las reformas tributarias en LAC se constituyen en un desafío central (CEPAL, 2012) indicando la importancia del tratamiento integrado de los aspectos energéticos, sociales, ambientales económicos y políticos como reto regional y global habida cuenta de que este tema y debate se está produciendo en las economías del centro.***

Por último y en función de la complejidad del panorama de posibles fuentes y mecanismos de financiamiento, los países en desarrollo deben desarrollar capacidades de modo tal de poder hacer frente a actividades diversas, tales como:

- Concienciar a los tomadores de decisión respecto a las opciones de financiamiento disponibles;
- Seleccionar y definir una combinación apropiada de fuentes de financiamiento a convocar y solicitar, por parte de los responsables de política
- Desarrollar propuestas preliminares y documentos de proyecto para cumplir los requisitos de acceso a los fondos, entre ellas idear las estrategias de mitigación NAMAs, como herramienta requerida para acceder a financiamiento internacional para cambio climático
- Delinear estrategias para combinar y ordenar en el tiempo las múltiples fuentes de financiamiento para solventar las actividades priorizadas. Por ejemplo los fondos GEF pueden resultar muy útiles para remover barreras de mercado y construir capacidades para el desarrollo de políticas, una agencia bilateral puede solventar estudios de factibilidad específicos por proyecto y el MDL puede incrementar los ingresos en función de los créditos de carbono.

A continuación se presenta un detalle de fondos disponibles para países en desarrollo que si bien no es exhaustivo, permite identificar la variedad de opciones para financiar el desarrollo de energías renovables en la región

Fondos Multilaterales:

- *Climate Investment Funds* (CISS) Banco Mundial, constituido por dos fondos trust:
 - El *Clean Technology Fund* para tecnologías bajas en Carbono⁸⁵ y el
 - *Strategic Climate Fund*, que a su vez incluye tres sub-fondos, el Programa Piloto para Resiliencia Climática que se orienta a medidas de adaptación; el Programa para el despegue de la Energía Renovables para Países de bajos ingresos y el Programa de Inversión en Bosques, orientado a disminuir emisiones por deforestación
- El *Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund* (GEERER) manejado por el Banco Europeo de Inversión. Posee un tamaño objetivo de 200 a 250 millones de euros, hacia septiembre del 2009 ya había reunido 108 millones de euros.
- La *Global Climate Change Alliance*, fondo europeo de unos 140 millones de euros, busca financiar proyectos que integren estrategias de desarrollo y cambio climático.

Fondos Multilaterales de las Naciones Unidas

- El *Adaptation Fund* del protocolo de Kioto, se forma con un cargo del 2% de los Certificados de Reducción de Emisiones emitidos, financia actividades de adaptación. Hacia julio de 2010 había reunido cerca de 170 millones de dólares
- Los fondos GEF (*Global environment Facility Trust Fund*) operan en alianza con 10 entidades, entre ellas UNDP; FAO, UNIDO y Bancos de Desarrollo como el africano, asiático y europeo. Se aplican a proyectos que contribuyan a mejorar el ambiente global. Desde 1991 se ha brindado más de 8000 millones de dólares en donaciones, apalancando cinco veces más recursos de co-financiamiento para proyectos en 165 países. En 2010 la quinta reposición de fondos fue de unos 4250 millones de dólares.
- Ventana temática Ambiente y Cambio Climático, para alcanzar las metas de desarrollo del milenio. También de Naciones Unidas, apunta a reducir la pobreza y vulnerabilidad mediante acciones que mejoren la gestión ambiental y los servicios, facilitando el acceso a nuevos mecanismos de financiamiento y fortaleciendo la capacidad de adaptación al cambio climático. El esponsor es el gobierno español, con 528 millones de euros iniciales, 90 de ellos asignados a la ventana temática indicada. A fines del 2009, 400 millones adicionales fueron dispuestos.

⁸⁵ Hacia mediados del 2010 se contaba con 13 planes para emplear unos 4300 millones de dólares de estos fondos para energía solar a transporte público. En total movilizarían 40000 millones

Fondos Multilaterales Gubernamentales.

Los gobiernos de países desarrollados también han creado fondos bilaterales para financiar acciones de cambio climático, algunos ejemplos vinculados a la penetración de energías renovables son:

- La Iniciativa Hatoyama cooperación japonesa por un total de 15000 millones de dólares (incluye fondos asignados por la *Cool Earth Partnership*) que apunta a la asistencia en transferencia de tecnología, y a impulsar marco efectivo para combatir el cambio climático. Ya ha asignado unos 5000 millones de dólares para proyectos de mitigación.
- La Iniciativa Climática Internacional, cooperación alemana que ha distribuido 194 millones de euros a 181 proyectos en el área de abastecimiento energético sustentable, y otras vinculadas a la mitigación

Por un lado se ha acordado financiamiento de tipo *Fast Start* por unos 30000 millones de dólares para el 2010/2012, por otro lado en largo plazo, El Grupo Consejero de Alto Nivel de las Naciones Unidas para el financiamiento de Cambio Climático, indica que es posible movilizar unos 100.000 millones anuales par acciones vinculadas al cambio climático en países en desarrollo hacia el año 2020, pero este salto de escala requiere alcanzar un importante grado de compromiso político.

Además de los fondos multilaterales y bilaterales, existen **recursos publico-privados** que también pueden ser empleados para financiar inversiones en energías renovables. Sin embargo estos recursos⁸⁶ ***suelen incluir un componente principal de carbono, por lo que dependen del precio del CO₂, y no se considera que puedan ser muy exitosos en nutrir de financiamiento a los proyectos de energías renovables, ya que los ingresos por emisiones evitadas suelen representar una fracción menor en el total de ingresos de estos proyectos.***

Estructuras financieras más novedosas como El *Global Climate Patnership Fund* de Alemania, que reúne al IFC del Banco Mundial y al Banco de desarrollo alemán (KfW) han comprometido más de 100 millones de dólares y podrían ser más promisorios al apalancar – según se estima - más de 4 veces los fondos comprometidos, sirviendo como modelo par combinar donaciones públicas con inversión privada.

Por último para colocar deuda en mercados financieros, pueden emitirse **bonos verdes**. El Banco Mundial ha emitido más de 1500 millones de dólares en este tipo de bonos, mediante 22 transacciones en 15 tipos de moneda. Los proyectos de mitigación y apoyo a medidas de adaptación elegibles incluyen plantas solares y eólicas. Esta puede ser una oportunidad de invertir en proyectos de cambio climático mediante productos de ingreso fijo con mínimo riesgo. ***La ventaja es que el repago no está vinculado a la performance financiera del proyecto, el inversor no asume riesgos específicos del proyecto.***

⁸⁶ Algunos ejemplos son el *Carbon Partnership Facility*, que está siendo diseñado para desarrollar reducciones de emisiones y fortalecer su compra en el período post 2012; el *Community Development Carbon Fund*, financiamiento de carbono para proyectos en regiones más atrasadas de los países en desarrollo, manejado por el Banco Mundial; Italian Carbon Fund, Danish Carbon Fund, Netherlands CDM Facility, Prototype Carbon Fund (Banco Mundial); Umbrella Carbon Facility, entre otros pueden brindar fondos a proyectos CDM en la región.

Se destaca aquí los avances identificados en Colombia y Panamá. En el primer país se ofrecen exenciones impositivas y en el segundo se permite aplicar hasta un 25% de la inversión directa, al pago del impuesto sobre la renta, durante los primeros diez años del proyecto. En ambos casos respaldos por los ingresos futuros por certificados de reducción de emisiones. ***Si bien representa financiamiento público, es un avance en términos de incorporar en los esquemas de financiamiento nacionales el mecanismo internacional propuesto por el MDL.***

En definitiva las preocupaciones respecto a la inclusión de la dimensión ambiental - y de las emisiones en particular - en el financiamiento son parcialmente captadas por los mercados internacionales de Carbono y en general por mecanismos varios de cooperación internacional. ***Sin embargo es importante que la región posea una estrategia propia, estableciendo prioridades en función de los objetivos nacionales, luego la acción y ayuda de los organismos internacionales y donantes, compromete a los países desarrollados en las actividades de adaptación.*** Si bien el financiamiento a nivel internacional, regional y nacional va en aumento, no es suficiente para cubrir las necesidades de adaptación al cambio climático. Unos 280 millones de dólares de fondos provenientes del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) se aplican a la adaptación en la región, adicionalmente fondos internacionales sumarían otros 230 millones de dólares de aplicación global. Por otro lado los recursos asignados a la mitigación son muy superiores, de allí que se proponga seguir impulsando no sólo la contribución nacional, sino la tasación de las operaciones del mercado de carbono entre países desarrollados⁸⁷.

Luego de 10 años de desarrollo y evolución del **MDL, como mecanismo flexible surgido del protocolo de Kioto**, si bien debe reconocerse que ha permitido apalancar y nutrir de un refuerzo financiero y de visibilidad verde a varios proyectos en América Latina y El Caribe (555 proyectos registrados sobre un total de 3521⁸⁸), ese flujo de ingresos provisto ha resultado poco confiable y da cuenta de una muy pequeña parte del total de ingresos generados por los proyectos de energías renovables. Tal vez con un sesgo hacia grandes proyectos, que son los que permiten mayores ingresos en términos de valorización de emisiones evitadas. Por otra parte se han beneficiado más los países más grandes Brasil y México, con la excepción de Argentina. En el otro extremo Honduras, Guatemala y Chile han hospedado una gran cantidad de proyectos, en comparación con sus vecinos de tamaño equivalente.

La incertidumbres sobre la estructura post 2012 son sustantivas, verificándose en el año 2009 una caída mayor al 50% en el valor de las transacciones respaldadas por proyectos, respecto al año anterior⁸⁹.

Los desafíos futuros que concentraran la atención internacional se vinculan con⁹⁰:

⁸⁷ Samaniego, Jose Luis, coordinador. Cambio climático y desarrollo en América Latina y el Caribe: una reseña. CEPAL, GTZ, Santiago de Chile, febrero de 2009.

⁸⁸ <http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>

⁸⁹ DB Climate Change Advisors, 2011.

⁹⁰ <http://www.olade.org/latinoamericano-y-del-caribe-del-carbono>

- el Protocolo del Kioto post 2012 y el fortalecimiento del mercado formal de carbono y sus mecanismos de apoyo, en particular el denominado MDL Programático, que apunta a reunir (*bundling*) varios proyectos pequeño porte.
- el crecimiento de los mercados voluntarios de carbono en el mundo
- el desarrollo de estrategias nacionales con bajo contenido de carbono y sus respectivas “Acciones Nacionales Apropriadas para la Mitigación” (*NAMAs*). La importancia del Programa *REDD* en América Latina y el Caribe, considerando que la mayor fuente de emisiones en la Región es el cambio de uso de suelo y la deforestación. Bolivia, Paraguay y Panamá ya han manifestado interés en esta actividad.
- Fondo verde para el clima (*Green Climate Fund - GCF*)

Los cinco puntos suponen importantes ventajas potenciales para la región, sin embargo el alcance depende de las negociaciones en curso.

En particular, el nuevo fondo verde se estableció durante la COP 16, celebrada en Cancún, a finales del 2010, con el objetivo de apoyar proyectos, programas, políticas y otras actividades en países en desarrollo, a través de financiamiento específico por área temática (*thematic funding windows*).⁹¹ En la última COP, se definió un Comité de Transición (*Transitional Committee*), para desarrollar los documentos operativos, a ser aprobados en Diciembre de 2011 en Durban, Sud África, los que como es de público conocimiento no han sido exitosa. Entre los miembros del Comité existen áreas de convergencia y divergencia, se espera insumos de todas las partes, observadores y organizaciones internacionales.

Sin embargo desde la perspectiva Latinoamericana, la estrategia de negociación formal en las Conferencias COP, debería enfatizar el reconocimiento histórico a la región por su matriz limpia, con fuerte protagonismo de la biomasa e hidroenergía, el impulso a aprovechamientos de energías limpias en general y la necesaria transferencia de tecnologías para su desarrollo. En este marco las sugerencias y recomendaciones para con los diseñadores del Fondo Verde, pueden destacar la inclusión del reconocimiento histórico citado, la consideración de transferencia y apropiación de tecnologías para la región, la canalización de recursos para apalancar y apoyar proyectos con impacto positivo en la mitigación y adaptación al cambio climático.

Simultáneamente cada país deberá evaluar el costo en términos de impactos en el gasto público, la estabilidad macroeconómica y la distribución del ingreso.

Según la nota elevada por el Comité de Transición a la Convención Marco, el 7 de Octubre de 2011⁹², se propone configurar el Fondo de modo escalable y flexible, incluyendo aprendizaje sobre la marcha, en función del proceso previsto de monitoreo y evaluación. Debe conseguir un balance entre actividades de mitigación y adaptación, maximizando los posibles co-beneficios. Se constituirá con fondos públicos, privados a partir de diversas fuentes.

⁹¹ http://unfccc.int/files/cancun_agreements/green_climate_fund/application/pdf/tc4-2.pdf

⁹² http://unfccc.int/cooperation_and_support/financial_mechanism/green_climate_fund/items/5869.php

En lo **operativo** suministrará acceso al financiamiento de modo simplificado, mejorado y directo para países en desarrollo, que forman parte de la Convención, mediante un abordaje país específico, donde se involucrará al receptor desde la identificación, formulación e implementación de los programas, proyectos y actividades vinculadas al cambio climático, alentando también la participación de todos los actores relevantes. Se pretende dotar al Fondo de una flexibilidad tal que le permita evolucionar hasta convertirse en el principal fondo global para financiamiento en cambio climático.

A diferencia del financiamiento GEF, **el Fondo podrá aplicarse** no sólo a costos incrementales, sino a los completos, dentro de actividades de adaptación, mitigación (incluyendo REDD plus) desarrollo y transferencia tecnológica, incluyendo captura y secuestro de carbono, construcción de capacidades, reportes nacionales, actividades preparatorias, iniciativas de promoción de innovación, compromiso del sector privado y la sociedad civil a nivel nacional y otros aspectos transversales que sean apropiados⁹³.

El **acceso a los recursos del Fondo** podrá ser tanto de modo directo, mediante la entidad de implementación nacional, como mediante entidades internacionales, ambas acreditadas ante la Convención. La característica interesante dentro del acceso directo, es que una vez nominadas y acreditadas las entidades de implementación subnacionales, nacionales y regionales, podrán acordar con varias agencias de ejecución el financiamiento de actividades particulares.

En cuanto a los **instrumentos financieros**, el Fondo proveerá donaciones y otorgará préstamos en condiciones favorables, garantías, patrimonio (*equity*), entre otros instrumentos financieros relevantes autorizados. Las condiciones son las usuales respecto a esquemas financieros basados en resultados verificados, apalancar inversión adicional pública y privada, prácticas y acuerdos financieros según principios y estándares internacionalmente aceptados.

Por último entre las principales cuestiones a dirimir se encuentran:

- el estatus legal previsto para el fondo, de modo tal que permita un ejercicio expeditivo de las funciones. Debería tener personalidad jurídica propia, y actuar bajo supervisión de la COP⁹⁴.
- Elementos de organización del reporte de la Comisión de la COP; criterios para definir sus miembros, evaluación independiente, entre otros aspectos que vinculan a la Comisión del Fondo con la Convención Marco (UNFCCC).
- En cuando a la estructura de financiamiento deben conciliarse las distintas perspectivas para comprometer al sector privado, en particular definir la conveniencia de una ventana temática específica para operaciones del sector privado.

Para concluir, el estado de situación respecto al incierto futuro del instrumento de MDL, por un lado sólo los denominados Least Developer Countries, van a poder

⁹³ En particular el Fondo apoyará abordajes programáticos según herramientas de planificación nacionales, como estrategias y planes de desarrollo de baja emisión, acciones de mitigación apropiadas (NAMAs), planes de acción para la adaptación (NAPs) y otras actividades relacionadas.

⁹⁴ <http://www.sierramaestra.cu/titulares/fondo-verde-entre-los-grandes-temas-de-reunion-climatica->

registrar proyectos para vender sus certificados de reducción de emisiones a Europa luego del final del período establecido (fines del 2012). Recientemente se han adoptado reglas para demostrar la tan nombrada adicionalidad para proyectos de pequeña escala, habiéndose expandido la lista de categorías de proyectos que no necesitan demostrarla. En particular se considera de pequeña escala a⁹⁵:

- i. proyectos de energía renovable - hasta 5MW de capacidad instalada,
- ii. proyectos de eficiencia energética - hasta 20GWh de ahorro de energía por año,
- iii. otros proyectos hasta 20Kt CO₂ por año.

Estos proyectos van a ser exceptuados de demostrar adicionalidad en caso que se cumplan dos requisitos: a) el usuario final involucrado sea el hogar, la comunidad o pequeñas y medianas empresas y b) tener un tamaño mínimo. En el caso de la energía renovables, el subsistema no debe ser mayor a 1.5 MW de capacidad instalada, o 600MWh de ahorro en energía para los proyectos de eficiencia energética, o 600 tCO₂e por año, para otro tipo e proyectos.

Además se exceptuará de tal demostración a proyectos que:

- suministren energía a comunidades u hogares fuera de la red; o
- el proyecto emplea una tecnología de fuente renovable recomendada por la autoridad nacional designada del respectivo país anfitrión designado como autoridad. Condiciones adicionales indican el límite de 5MW para la capacidad instalada y que la fuente específica no exceda el 3% de la capacidad total de la red.

Se ha definido además una “lista positiva” de proyectos que no requieren probar su adicionalidad:

- las tecnologías solares (fotovoltaica y solar térmica de generación eléctrica);
- eólica off shore,
- Tecnologías marinas (mareas y olas).

Además se ha decidido implementar un esquema de préstamos para cubrir los costos de armar el documento del proyecto (PDD), validación y verificación primaria, de proyectos de MDL en países que poseen menos de 10 proyectos registrados. Sin dudas algo para tener muy en cuenta para los países más pequeños de la región.

Por último, nuevos procedimientos para desarrollar líneas de base estándar han sido desarrollados y estarían siendo presentados en la COP 17, Año 2011.

5.7. Principales barreras e incentivos respecto a la oferta y demanda de Renovables.

5.7.1. Barreras generales

- En primer lugar la literatura coincide en la importancia de **priorizar objetivos de política nacionales**, luego la promoción de renovables tendrá que ser funcional a esos objetivos, ya que la penetración de renovables no es deseable

⁹⁵ UNEP DTU, CDM Bazaar Update, Frederik Staun, Dic. 2011.

como un fin en sí mismo, sino en cuanto permite acercarse a objetivos en general de desarrollo sostenible en todas sus dimensiones integradas.

- En segundo lugar, si bien se están realizando esfuerzos en obtener **información respecto al potencial** de los recursos renovables, una perspectiva completa del potencial del conjunto de fuentes es un insumo imprescindible y urgente.
- Otra barrera general sustantiva es la **reducida institucionalidad** de las energías renovables, su promoción implica un desafío de interacción entre el sector público y el privado, entre niveles nacionales y locales de gobierno y especialmente entre dependencias del propio sector público. Esto presenta dificultades evidentes desde la perspectiva regulatoria, ya que son escasos los antecedentes de entes multi sectoriales, en particular se requiere la concurrencia de funcionarios de Energía, Industria y Agricultura para los desarrollos. La capacitación profesional y el desarrollo más amplio de capacidades incluyendo población local, es un elemento imprescindible. También es necesario dotar de recursos materiales a esta estructura de desarrollo de renovables.



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO VI - Biocombustibles y Biomasa

15 de diciembre de 2011.

INDICE

	Pág.
6. BIOCOMBUSTIBLES (BIOETANOL, BIODIESEL)	430
6.1. Los biocombustibles en el contexto internacional	430
6.2. Los biocombustibles en el contexto energético de la región. Fundamentos para su desarrollo	431
6.3. Demanda Potencial y Recursos.....	439
6.4. Exportación de biocombustibles	447
6.5. Infraestructura de abastecimiento, producción, tecnologías, costos.....	450
6.6. Biocombustibles de segunda generación	453
6.7. Impactos de la producción de biocombustibles en ALyC	455
6.7.1. Emisiones GEI	455
6.7.2. El vínculo con la Seguridad Alimentaria	457
6.8. Necesidades de información e I&D.....	460
6.9. Problemas identificados y Recomendaciones	461
6.10. Leña	465
6.10.1. Situación actual.....	465
6.10.2. Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial	469
6.10.3. Problemas y temas de investigación	471
6.10.4. Recomendaciones - Uso sustentable y racional de la leña	471
6.11. Otras Biomasas (residuos agrícolas, pecuarios, agroindustriales, efluentes).....	472
6.11.1. Situación actual.....	472
6.11.2. Recursos potenciales.....	474
6.11.3. Tecnologías para aprovechamiento de recursos de biomasa.....	475
6.11.4. Problemas y temas de investigación	476
6.11.5. Perspectivas y recomendaciones	477
6.12. Bibliografía y Referencias	478

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 6.1.1. Aspectos relevantes para los biocombustibles en la UE27.....	430
Cuadro 6.1.2. Aspectos relevantes para los biocombustibles en los EUA	431
Cuadro 6.2.1. Aspectos destacables, barreras y desafíos en relación a los biocombustibles en ALyC	432
Cuadro 6.2.2. Indicadores energéticos relevantes para el análisis de los biocombustibles	437
Cuadro 6.3.1. Potenciales de Producción de Biocombustibles en ALyC.....	440
Cuadro 6.3.2. Restricciones para el aprovechamiento de materias primas para biocombustibles.....	441
Cuadro 6.3.3. Demanda de la región para el mercado local en función del marco legal vigente y previsto.....	442
Cuadro 6.3.4. Demanda de la región para el mercado local en función del marco legal vigente y previsto.....	443
Cuadro 6.3.5. Demanda de tierras para el mercado local – Año 2020 (biocombustibles de 1º generación)	447
Cuadro 6.4.1. Destinos de exportación de biocombustibles.....	448
Cuadro 6.4.2. Países de ALyC con preferencia tarifaria para la exportación de biocombustibles hacia USA y la UE.....	450
Cuadro 6.5.1. Costos de producción y precios de venta de biocombustibles.....	451
Cuadro 6.6.1. Biocombustibles de segunda generación para transporte	454
Cuadro 6.7.1.1. Indicadores GEI relevantes para el análisis de los biocombustibles.....	456
Cuadro 6.7.2.1. Indicadores asociados a la seguridad alimentaria y tierras.....	458
Cuadro 6.7.2.2. Tipología de países según los indicadores asociados a la seguridad alimentaria y tierras	459
Cuadro 6.8.1. Identificación de necesidades de I&D en materia de biocombustibles en ALyC.....	460
Cuadro 6.9.1. Comparación entre motivaciones aducidas en los marcos regulatorios para la promoción de biocombustibles y los resultados de su penetración	462
Cuadro 6.10.1.1. Indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC (2009)	466
Cuadro 6.10.1.2. Tipología de países según los indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC (2009).....	469
Cuadro 6.10.2.1. Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial	470
Cuadro 6.10.2.2. Tipología de las perspectivas de mejora de eficiencia en el uso de la leña y el carbón vegetal – Sector Residencial.....	471
Cuadro 6.11.1.1. Indicadores relacionados con el uso energético de otras biomásas primarias en ALyC (2009).....	473
Cuadro 6.11.2.1. Producción actual y potencial de otras biomásas en ALyC.	474
Cuadro 6.11.2.2. Principales restricciones para la utilización de residuos de biomasa en ALyC	475
Cuadro 6.11.3.1. Características de las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de residuos de biomasa.....	475

6. BIOCOMBUSTIBLES (BIOETANOL, BIODIESEL)

Aún cuando el análisis de los aspectos del contexto internacional y de la inserción de ALyC en el mismo fueron tratados en el Informe I, parece conveniente comenzar este capítulo haciendo una reseña del panorama internacional en materia de biocombustibles.

6.1. Los biocombustibles en el contexto internacional

En el siguiente cuadro se destacan los principales aspectos del contexto para el desarrollo de los biocombustibles en la UE.

Cuadro 6.1.1. Aspectos relevantes para los biocombustibles en la UE27

<p>Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> • Importador de crudo. Excedentes de gasolinas • Importante productor de biodiesel de colza. • Importa biodiesel de la Argentina y etanol de Brasil/USA. Importación potencial de biodiesel de Brasil en el corto plazo, en competencia directa con Argentina. Los productores europeos se oponen fuertemente a la importación de biocombustibles. Importante capacidad ociosa para la producción de biodiesel en la UE. • También ha importado etanol de Guatemala, Nicaragua, Perú, Bolivia, Costa Rica, Jamaica y El Salvador • Mezcla promedio etanol 3.4% vol. y biodiesel 5.2% vol. • Recursos limitados para la producción de biocombustibles de primera generación. Podría enfrentar problemas de abastecimiento de etanol en caso que no se desarrolle el etanol lignocelulósico. • Foco en el desarrollo de biocombustibles de segunda generación para lograr reducir importaciones. Proyectos piloto y avances en etanol lignocelulósico (Abengoa, España). Todavía no es viable comercialmente. Mayor incertidumbre en tecnología BtL (Choren, viabilidad comercial dudosa).
<p>Economía</p> <ul style="list-style-type: none"> • Proveedor de tecnología para la producción de biodiesel • Eliminación de las importaciones de biodiesel desde USA y Canadá (splash & dash) • Muy buena capacidad de I&D y fondos disponibles. • Incentivos para la producción de biodiesel. Dificultad para competir con los costos de producción de otras regiones del mundo
<p>Medioambiental y Social</p> <ul style="list-style-type: none"> • La reducción de emisiones de azufre y posteriormente de gases de efecto invernadero fueron inicialmente las principales motivaciones para la introducción de los biocombustibles en la UE. • El mandato para la introducción de los biocombustibles fue recortado en base a la sospecha de impactos negativos. Se imponen restricciones a la importación de biocombustibles que no cumplan con estándares cuantitativos de ahorro de emisiones y cualitativos en otros aspectos ambientales y sociales (Renewable Energy Directive 2009/28/EC). • Los valores por defecto citados en la normativa excluyen de la importación al biodiesel de soja (Argentina, Brasil) y al biodiesel de palma sin captura de metano (Colombia). • Mandato para la reducción de emisiones del sector transporte. • Presión pública para excluir del mercado a los biocombustibles no sustentables.

Fuente: elaboración propia en base a (Biotop, 2010a).

El mismo tipo de análisis se sintetiza seguidamente para el caso de los Estados Unidos de América (EUA).

Cuadro 6.1.2. Aspectos relevantes para los biocombustibles en los EUA

<p>Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de crudo • En el 2005 implementó el Renewable Fuel Standard (RFS), cuya meta de penetración de bioetanol fue cumplida antes de tiempo. Fue modificado en el 2007 y posee un ambicioso objetivo de 136 millones de m³ en el 2022. Por lo menos 61 millones de m³ deben ser etanol lignocelulósico, y 3.8 millones debe ser biodiesel de segunda generación. El bioetanol de caña se considera de segunda generación y tendría un cupo máximo de 15 millones de m³. • La capacidad de producción de bioetanol está cerca de la requerida para cumplir con el RFS • Posee mezcla E10 • Posee excedentes de etanol que volcó a la exportación en 2010 por falta de incentivo en la demanda local. Se estima que este fue un problema coyuntural y que el crecimiento de la demanda interna podría reducir gradualmente la magnitud de las exportaciones. • Discusión interna en torno a la conveniencia de seguir promoviendo la industria del etanol de maíz • Alejamiento de los centros de producción de biocombustibles de los grandes centros de consumo
<p>Economía</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hasta el 2011 se proveyeron exenciones impositivas para las mezclas con biocombustibles (VETC, Volumetric Excise Tax Credit, está en discusión su continuidad y podría eliminarse en los próximos meses) y subsidios a la inversión. Larga disputa con Brasil por la aplicación de derechos de importación al bioetanol que fueron eliminados en junio del 2011 (no se aplicaba a ciertos países y cuotas establecidas anualmente). No se aplican derechos de importación al biodiesel • La saturación del mercado interno de bioetanol y los bajos costos de producción conducen a la existencia de excedentes de exportación (e.g. UE) en competencia con Brasil. Se exporta etanol a Brasil en la entresafra. Se estima que estos excedentes se reducirán cuando se incrementen los incentivos al mercado interno. • Disputa por la exportación de biodiesel a la UE. Primero a través de la práctica de "Splash and dash", que fue eliminada por la UE. Luego mediante la evasión del pago de los derechos de importación de mezclas con biodiesel. • Se otorga acceso preferencial al mercado estadounidense a países en desarrollo, y en particular a aquellos que poseen tratados de libre comercio (e.g. México, Chile, Colombia, Perú) y a los miembros de la Caribbean Basin Initiative (Barbados, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Panamá, Trinidad y Tobago) • Importante exportador de MTBE hacia América Latina • Incertidumbre en relación al impacto de la RFS sobre el costo de las mezclas gasolina/etanol • Incertidumbre en relación a la capacidad de producción y el impacto sobre el precio de los commodities agrícolas, en particular del maíz y su uso como alimento balanceado para ganado. • Potencial impacto sobre la superficie destinada a la producción de soja (desplazamiento por maíz)
<p>Medioambiental y Social</p> <ul style="list-style-type: none"> • La prohibición de la utilización del MTBE como oxigenante de las gasolinas fue una de las principales causas para la introducción de las mezclas con bioetanol en USA ya que no existían otros compuestos disponibles para sustituir al MTBE • El etanol de maíz posee una pobre performance ambiental (balance de energía y emisiones). Se sostiene por sus impactos sobre la economía rural y la agroindustria. • El RFS establece metas para biocombustibles de primera generación (57 millones de m³) y de segunda generación. El ahorro mínimo de emisiones de GEI se establece en 20% (primera generación) y 50% (segunda generación) • El etanol de maíz califica como biocombustible de primera generación y el etanol de Brasil en base a caña de azúcar como biocombustible de segunda generación.

Fuente: elaboración propia.

6.2. Los biocombustibles en el contexto energético de la región. Fundamentos para su desarrollo

El siguiente cuadro sintetiza los principales aspectos detectados en la Región con respecto a los Biocombustibles. El análisis se efectúa a nivel de los países de la región.

Cuadro 6.2.1. Aspectos destacables, barreras y desafíos en relación a los biocombustibles en ALyC

País	Aspecto
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> • Marginalmente autosuficiente en petróleo. Importador de diesel oil y exportador de gasolinas • Elevado consumo de diesel oil (transporte de cargas y público de personas). Red ferroviaria deficiente. • Legislación para la promoción de biocombustibles en vigencia a nivel nacional y provincial. En el caso del biodiesel se busca reducir importaciones de diesel oil, promover pequeñas y medianas economías regionales y agroindustria. Empresas exportadoras, en principio, excluidas de los incentivos y del cupo de producción • Producción de etanol anhidro carburante sólo para el mercado local y en base a caña de azúcar. Proyectos en base a etanol de maíz que incluyen objetivos de exportación • Mandato de mezcla con biocombustibles (E5, B7). La cuota de BD fue asignada a 19 productores, de los cuales 10 son pequeños y medianos y los cuatro restantes son grandes y toman casi el 50% de la cuota. La cuota de etanol se distribuyó entre nueve ingenios. • Retraso en el cumplimiento de metas fijadas en el marco legal por falta de infraestructura. Condujo a la flexibilización de la legislación para permitir que los exportadores de biodiesel abastezcan el mercado interno. Intención de incrementar el corte obligatorio para biodiesel a B10. Renuencia de automotrices. • Dependencia casi exclusiva de la soja para la producción de biodiesel. Plantea problemas potenciales de vulnerabilidad. • Existencia de recursos para biocombustibles de primera y segunda generación. • Importante exportador mundial de biodiesel (UE). Cerca del 73% de la producción de biodiesel fue exportada en el año 2010. Alta dependencia de la UE como destino de exportación. Previamente se exportaba a USA hasta que fue prohibido el “splash and dash” por parte de la UE. • Incertidumbre en el mercado de exportación de BD a la UE, que resulta atractivo por los precios (sustentabilidad, proteccionismo, desarrollo de biocombustibles de segunda generación). El mercado local como estrategia de diversificación y de reducción de riesgo • Incertidumbre en el mercado de exportación de aceite de soja a China. Alta dependencia de la China como comprador de productos de la soja. Biodiesel como estrategia de diversificación • Creciente concentración de actividades y beneficios en torno a la producción de soja y principales productos agropecuarios • La expansión de cultivos para biocombustibles supondría el desplazamiento de otras actividades productivas, la utilización de productos alimentarios (azúcar, aceites, almidón), y/o la expansión de la frontera agraria hacia zonas vulnerables. Potencial limitado de expansión. • Uso incipiente del biodiesel en generación de electricidad y maquinaria agrícola • Eficiente sistema agrícola centrado en la producción de soja (>50% de la superficie agrícola). Importante agroindustria exportadora de biodiesel y de producción de aceites localizada cerca de los grandes puertos. • Retenciones diferenciadas a las exportaciones de porotos de soja, aceite y biodiesel. Importantes ingresos fiscales por exportaciones de la cadena de la soja. • Conflictos entre el gobierno y ciertos sectores agrícolas concentrados en relación a retenciones e impuestos. • Exportador neto de alimentos • Algunos conflictos en la tenencia de la tierra en el norte del país por la expansión de la frontera agrícola (motivada en parte por la rentabilidad de la producción de soja y su desplazamiento de otras actividades). Desplazamiento de población hacia zonas periurbanas. • Incremento en la mecanización de las tareas agrícolas con el consiguiente cambio en los patrones de empleo. Reducción significativa de empleos de baja calificación. • Mejoramiento de la actividad económica en el área núcleo de producción agrícola y de la infraestructura de servicios. • Buen nivel de recursos para la producción de biocombustibles de segunda generación pero de disponibilidad incierta. • Conflictos planteados por la expansión de la soja (ambientales, sociales). Preocupación por el incremento en el uso y manejo inadecuado de agroquímicos. • Ordenamiento territorial incipiente (áreas con monocultivo de soja) • Esfuerzos para evaluar las emisiones GEI del ciclo de vida del biodiesel de soja para poder exportar a la UE sin mayores restricciones • Introducción de prácticas agrícolas para reducir la degradación del suelo (e.g. siembra directa) y el uso de agroquímicos (agricultura de precisión) • Utilización/disposición de la glicerina podría presentar problemas por los volúmenes involucrados
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> • País productor y exportador de gas natural • Posee legislación y mandato de mezcla pero no la ha implementado • Preocupación en relación a los impactos sobre la seguridad alimentaria • Nivel de pobreza medio a elevado • Ha exportado etanol a la UE
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Autosuficiente en petróleo (meta alcanzada en los últimos años) y descubrimiento de yacimientos • Importador neto de diesel oil • Capacidad de producción de gasolinas al límite. Implica que se deberían importar gasolinas en caso de

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

	<ul style="list-style-type: none"> • reducir el % de mezcla con etanol. • Importante potencial para la exportación de etanol y biodiesel. Sin embargo, presenta una reducción, en principio coyuntural, en la oferta de etanol que ha orientado la producción hacia el mercado interno. Se evalúa incluso la posibilidad de reducir el corte y/o de importar etanol en 2011/2012 por una reducción en la cosecha debido a heladas y plagas. El mantenimiento del precio de la gasolina y el aumento de los costos del sector sucroalcoholero también jugarían un rol. • El foco es el desarrollo del bioetanol en base a caña de azúcar y de biodiesel en base a grasas y soja. • Mandato B5 cumplido antes de tiempo. • Arancel a la importación de biodiesel protege a la industria local • Precios atractivos en el mercado local del biodiesel comparado con el precio internacional • Importante proporción de pequeños productores de biodiesel situados lejos de los principales puertos. • Existen proyectos de producción de biodiesel situados cerca de puertos, en mayor escala y eficiencia para la exportación de biodiesel. Competencia con la Argentina a partir del año 2012 • El marco legal fija un mandato E22-E25. Adicionalmente, se vende etanol hidratado. La mezcla promedio país se sitúa en torno al 44% en volumen pero podría ser menor en el corto plazo por problemas de producción. • Competencia con USA por la exportación de etanol y potencialmente con Argentina por la exportación de biodiesel a la UE. Supo exportar etanol a USA a través de terceros países, pero el incremento en la producción de etanol de maíz en USA los sitúa como competidores para exportar etanol a otros destinos. En el corto plazo parece priorizar el abastecimiento del mercado interno antes que la exportación. • Importador de etanol de maíz de USA, principalmente en la entresafra. Se debe a la falta de incentivos para el almacenamiento de etanol (que serían implementados a partir del 2012). Los excedentes se exportan durante la safra (entre otros a USA) • Importantes recursos para la producción de biocombustibles de segunda generación (e.g. bagazo). Significativa I&D en etanol lignocelulósico, incluyendo proyectos piloto. Apoyo estatal. Entraría en competencia con el uso del bagazo para generación de EE para la red. El bagazo posee un alto costo de oportunidad (e.g. para cogeneración). • Posee el mayor parque de vehículos flex-fuel del mundo • Bajo costo de producción de etanol en base a caña de azúcar. Viable económicamente incluso con bajos precios del crudo y sin subsidios. • Coherencia en relación a las políticas de largo plazo para el desarrollo del bioetanol. • Apoyo estatal al desarrollo de un moderno complejo agroindustrial. Exportador de tecnología agrícola, agroindustrial y de producción de biocombustibles • Industria automotriz madura con desarrollo y exportación de vehículos flexfuel • Cambios en los patrones de empleo, desplazamiento de mano de obra poco calificada debido al incremento de la mecanización. Reducción de la morbilidad durante la cosecha de caña gracias a la mecanización • Potencial para la expansión del cultivo hacia pasturas extensivas con baja densidad de ganado • Esfuerzos para reducir los impactos ambientales a través de la zonificación y la mecanización. Discusión de los efectos indirectos • El etanol de caña de azúcar de Brasil cumple con los requerimientos europeos y norteamericanos de reducción de emisiones de GEI • Utilización/disposición de la glicerina podría presentar problemas por los volúmenes involucrados
<p style="text-align: center;">Chile</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Importador de petróleo y de diesel oil. Exportador neto de gasolinas • Recursos no disponibles para biocombustibles de primera generación pero sí de segunda generación. Posibilidad de producción en el mediano o largo plazo. Existencia de consorcios para I&D (lignocelulosa y algas) • Importante industria forestal, papel y celulosa. Etanol como alternativa de diversificación • No posee mandato de mezcla pero sí autorización para mezclas voluntarias al 2% y 5% (rol como aditivos) • No se considera una prioridad la mezcla con bioetanol, que implicaría la importación de etanol de Brasil. • Incertidumbre en relación a impactos del uso masivo del etanol sobre la calidad del aire en grandes ciudades • Tratado de libre comercio con USA • El desarrollo de los biocombustibles no es una prioridad para la el Ministerio de Energía hasta que se demuestre su factibilidad económica. Por lo tanto el panorama podría cambiar sustancialmente en caso de lograrse desarrollos a escala comercial de biocombustibles de segunda generación (probablemente no antes de 2015-2020). • Exportador neto de alimentos • Potencial impacto de monocultivos para etanol lignocelulósico
<p style="text-align: center;">Colombia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Productor y exportador de petróleo, con crecientes niveles de crudos pesados e importaciones de diesel oil debido a una tendencia hacia la dieselización del parque vehicular. Excedente de gasolinas • Posee legislación y mandatos de mezcla (E8, B10). Retraso por problemas de producción y distribución, y de abastecimiento de aceite de palma que condujo a la reducción de exportaciones de aceite. • Objetivo de sustitución de importaciones de diesel oil que podría postergar algunos años la necesidad de importar. Sería necesaria la reconversión de dos refinerías para reducir o incluso eliminar las importaciones de diesel oil en el mediano plazo. • Importantes incentivos a la agroindustria azucarera y en menor medida a los cañicultores • Tratado de libre comercio con USA • Incertidumbre en relación a impactos del uso masivo del etanol sobre la calidad del aire en grandes ciudades • Conflictos en la tenencia de la tierra y desplazamiento de población en algunas regiones, tierras

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

	<ul style="list-style-type: none"> • comunales, presencia paramilitar • Las metas de penetración requerirán un importante aumento del área dedicada en un lapso breve. Discusión en torno al potencial para la expansión de los cultivos de caña • Emisiones de metano de efluentes del proceso de producción de biodiesel. La mayor parte de las plantas no tiene captura de metano y no cumplirían con la reducción mínima requerida para exportación a la UE • Problema sanitario en plantaciones de palma (pudrición) • Proyectos en base a diferentes materias primas. • Se requerirá la expansión en los cultivos de palma para cumplir con el mandato de mezcla a futuro. • Discusión en torno a los incentivos a los ingenios y agroindustria azucarera y su posible impacto fiscal negativo, en particular a nivel local • Discusión en torno a los mecanismos para la fijación del precio de los biocombustibles y su correcta aplicación (etanol) • Oposición de automotrices a metas de penetración agresivas y la necesidad de adaptación de vehículos e introducción de FFV
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo • Ha usado biodiesel en el transporte público • Tuvo un programa de alcohol carburante E20 • Utiliza etanol como sustituto del MTBE • Ha exportado etanol a la UE
Cuba	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> • Exportador neto de petróleo • Importador neto de diesel oil y gasolinas • Elevado costo de producción de biodiesel en relación al precio del diesel oil. Productor y exportador de BD • Mezcla piloto E5 en Guayaquil
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo • Ha exportado etanol a la UE • Producción de BD para autoconsumo
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • Exportador neto de petróleo • Importador neto de diesel oil y gasolinas • Producción de biodiesel a pequeña escala para autoconsumo • El Decreto Ley 17-85 de Alcohol Carburante no se aplica por estar desactualizado • Exporta todo el bioetanol carburante producido (e.g. UE)
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil y gasolinas • Producción de biodiesel para autoconsumo • Metas de penetración basadas en el Plan de Acción para la integración Centroamericana • Alto costo de producción de biodiesel
Jamaica	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo • Exportador de bioetanol (e.g. UE)
Méjico	<ul style="list-style-type: none"> • Exportador de petróleo medio a grande. Limitaciones en la capacidad de refinación lo convierten en Importador de una fracción significativa de gasolinas y de diesel oil • Ley de promoción de bionenergía en vigencia. No posee mandato de mezcla. Algunos objetivos regionales: 6.7% vol. bioetanol en Guadalajara (2010), Monterey y el Valle Central (2012) . Biodiesel como aditivo lubricante hasta 1% volumen. Retraso en implementación por falencias de PEMEX. • Disponibilidad limitada de materias primas para biocombustibles de primera generación. No existen excedentes de azúcar, sorgo o maíz. Las melazas se exportan en su casi totalidad. Adicionalmente, la legislación excluye la producción de etanol de maíz a menos que se demuestre la existencia de excedentes. Sólo se dispone de aceites residuales y de grasas para la producción de biodiesel. Los cultivos experimentales se expanden lentamente y poseen productividades inciertas. • Importante recurso forestal potencialmente disponible para etanol de segunda generación • Alianza comercial con USA y Canadá, NAFTA • Importador neto de alimentos (marginal) • Existe cierto potencial para la expansión del cultivo de caña de azúcar
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo • Ha exportado etanol a la UE
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil y gasolinas • Normativa de biocombustibles en tratamiento
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> • Dependencia total de derivados importados • Importante penetración del bioetanol para transporte (E24). Permite la sustitución de gasolinas importadas • Consumo mayoritario de diesel oil en sector transporte >70% (importado) • Reducida penetración del biodiesel (<B1). Conflictos entre Petropar y productores (mayormente en base a grasa animal). Incumplimiento de mandato. Discusión en torno al precio del biodiesel • Problemas ambientales y de calidad • Problemas de abastecimiento han conducido a la importación puntual de biocombustibles (biodiesel) para abastecer la demanda local
Perú	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil y petróleo • Exportador neto de gasolinas • Ley de promoción del mercado de biocombustibles reglamentada en el 2005.

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

	<ul style="list-style-type: none"> • Ha exportado etanol a la UE • Mandato de mezcla en implementación, tanto para gasolinas como biodiesel • Ha habido problemas de abastecimiento que han conducido a la importación puntual de biocombustibles para abastecer el mercado.
República Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo • Experiencia piloto de uso de biodiesel en autobuses
T&T	<ul style="list-style-type: none"> • Exportador neto de diesel oil, gasolinas y petróleo
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> • Importador neto de diesel oil y petróleo • Exportador neto de gasolinas • Realiza la mezcla con biocombustibles en base a una diversidad de materias primas y con algunos proyectos con perfil social y de promoción de economías regionales
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> • Importante exportador mundial de petróleo y derivados • Utiliza etanol de Brasil como sustituto del MTBE en todas las gasolinas (<E8). • Importa el etanol de Brasil pero PDVSA posee un proyecto de producción propio mediante la creación de una empresa mixta

Fuente: elaboración propia en base a (Biotop, 2010a), (IICA, 2007), (IICA, 2010a).

Como se puede ver, existen importantes diferencias entre los países en relación a la disponibilidad de materias primas para biocombustibles de primera y segunda generación, a la experiencia acumulada y el desarrollo tecnológico, a la disponibilidad de opciones para el sector transporte, a la situación en relación a la pobreza y la seguridad alimentaria, a la organización institucional, y el rol del Estado.

Sin embargo, las políticas para el desarrollo de los biocombustibles en ALyC no siempre se han adaptado a esta diversidad de situaciones, tal como se desprende del siguiente análisis.

Se puede distinguir dos situaciones que han impulsado el desarrollo de los biocombustibles en América Latina y el Caribe:

- Penetración de los biocombustibles en el mercado local gracias a la existencia de políticas públicas que fijan mandatos de mezcla, metas e incentivos a través de un marco legal (se presenta en la mayor parte de los países de América del Sur que tienen actividad en este sector: Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay).
- Exportación de biocombustibles gracias a condiciones favorables en el precio internacional y características adecuadas de costos, preferencias de exportación, y volúmenes de producción. Esta situación se da en algunos países de América Central y el Caribe (etanol: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Jamaica, Nicaragua, Trinidad y Tobago), Argentina (biodiesel), Brasil (etanol y biodiesel), Perú (etanol). Dentro de este grupo incluso se pueden hallar países que no poseen o tienen un marco legal/regulatorio incipiente en la materia (El Salvador, Guatemala).

Una de las principales motivaciones para la introducción del biodiesel ha sido la reducción de las importaciones de diesel o de crudo. En cambio, en el caso del bioetanol, la principal motivación citada en los marcos legales ha sido la

promoción de la actividad agrícola y agroindustrial afectada por los vaivenes en los precios internacionales del azúcar.

Los dos principales países productores y exportadores de petróleo de la región (Venezuela y México) han adoptado un enfoque conservador en relación a la penetración de los biocombustibles a pesar de poseer importantes recursos para su producción.

Los gobiernos de algunos países han expresado sus dudas a las políticas de promoción de biocombustibles citando potenciales impactos sobre la seguridad alimentaria (e.g. Bolivia, Venezuela, México).

Todos los países que presentan un marco legal que promueve la penetración de los biocombustibles en el mercado local (excepto Brasil) otorgan algún tipo de subsidio.

En el siguiente cuadro se realiza un análisis a nivel de cada país donde se consideran como aspectos relevantes para poner en contexto las políticas de biocombustibles los siguientes:

- Indicadores de autarquía: a) (X-M) diesel oil / demanda diesel oil; b) (X-M) gasolinas / demanda gasolinas en transporte; c) (X-M) Petróleo / Demanda de derivados en transporte
- Grado de dieselización del parque
- Demanda transporte / Consumo final energético
- Consumo per cápita transporte

Cuadro 6.2.2. Indicadores energéticos relevantes para el análisis de los biocombustibles

País	Indicadores de autarquía			Grado de dieselización del parque	Demanda transporte / Consumo final energético	Consumo per cápita transporte
	(X-M) diesel oil / demanda diesel oil	(X-M) gasolinas / demanda gasolinas en transporte*	(X-M) Petróleo / Demanda de derivados en transporte	Demanda de diesel en transporte / Total demanda transporte		Demanda transporte / Habitantes (kep/hab)
Caribe	-54% →	-35% ↘	-150% ↘	32% ↘	20% ↘	149 →
Barbados	-110% ↘	-98% →	28% ↘	28% ↗	48% →	517 ↗
Cuba	-75% →	-3% ↘	-1300% ↘	41% ↘	5% ↘	42 →
Grenada	-100% →	-107% →	0% →	9% →	50% ↘	358 ↗
Guyana	-100% →	-111% →	0% →	35% ↘	21% ↗	236 ↗
Haití	-100% →	-100% →	0% →	43% ↘	18% ↗	46 ↗
Jamaica	-74% ↘	-80% →	-104% →	17% ↘	44% ↗	578 ↗
República Dominicana	-76% →	-66% ↗	-69% ↗	32% ↘	36% →	192 →
Surinam	-78% →	-113% →	66% →	28% →	23% ↗	282 ↗
T&T	255% ↘	200% ↘	2% ↗	43% ↗	16% →	750 ↗
Mesoamérica	-29% ↘	-39% ↘	110% ↘	28% →	46% ↗	404 ↗
Costa Rica	-85% →	-84% →	-25% ↗	45% →	43% ↘	357 ↗
El Salvador	-65% ↗	-82% ↘	-77% ↗	41% ↘	35% ↗	172 ↗
Guatemala	-95% ↘	-106% ↘	27% ↘	52% →	27% →	155 →
Honduras	-93% →	-107% →	0% →	50% ↘	27% ↗	135 ↗
Méjico	-12% ↘	-33% ↘	129% ↘	26% →	49% ↗	485 ↗
Nicaragua	-51% ↘	-58% ↘	-158% ↗	56% ↘	25% ↗	90 ↗
Panamá	-84% →	-100% ↘	0% →	39% →	46% ↗	413 ↗
Área Andina	12% ↘	32% ↘	314% ↘	34% ↗	38% ↗	302 ↗
Bolivia	-55% ↘	0% →	0% ↘	36% ↘	33% →	157 ↗
Colombia	-6% ↘	15% →	220% ↗	46% ↗	35% ↗	175 →
Ecuador	-52% ↘	-40% ↘	263% ↘	39% ↘	61% →	460 ↗
Perú	-20% ↗	134% ↗	-83% ↗	65% →	37% ↗	168 ↗
Venezuela	85% ↘	42% ↘	512% ↘	18% ↗	35% ↘	62% ↗
Área del Sur	-16% ↘	11% ↘	-8% ↗	47% ↘	32% →	319 ↗
Argentina	-7% ↗	17% ↘	39% ↘	51% ↘	24% →	300 ↗
Brasil	-9% ↗	5% ↗	13% ↗	48% ↘	33% ↗	312 ↗
Chile	-55% ↘	9% ↘	-115% ↗	42% →	35% →	485 ↗
Paraguay	-100% ↘	-78% ↗	0% →	74% ↘	33% ↗	208 →
Uruguay	-39% ↘	39% ↘	-155% ↗	73% ↗	33% →	259 ↗
ALyC	-15% ↘	-9% ↘	96% ↘	38% ↘	36% ↗	327 ↗

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011) y (CEPAL, 2011, datos de población proporcionados para el estudio)

*en el caso de Brasil incluye la mezcla etanol/gasolinas

Nota: para el valor absoluto se toma el último año que se considera confiable. Para la tendencia (flechas) se toman los años posteriores al 2002. Los indicadores marcados en rojo señalan las situaciones de dependencia energética.

Con pocas excepciones (Cuba, Costa Rica), el peso del sector transporte dentro del consumo final de energía se incrementa o se mantiene constante en los últimos años.

En casi todos los casos el consumo per cápita en transporte ha aumentado pero los valores absolutos muestran significativas diferencias entre países.

Efectivamente, la media para ALyC es de 327 kep/habitante y el rango varía entre 42 kep/hab (Cuba) y 750 kep/hab (T&T).

Estos dos indicadores señalan que los problemas asociados al sector transporte posiblemente tenderán a agravarse de no mediar medidas que contraresten las tendencias.

Dadas las condiciones adecuadas, los biocombustibles podrían ser parte de estas medidas y ayudar a mitigar estos problemas, pero se necesitarán de medidas complementarias para lograr impactos significativos (URE, cambio estructura del parque, modificación infraestructura de refinación lo que fuera tratado en el capítulo II del informe III).

La situación de dependencia energética es altamente variable. La mayor parte de los países son importadores netos de diesel oil (con la excepción de T&T). Sin embargo, el grado de dependencia del diesel oil importado es diverso y se ha mostrado creciente.

Existen países donde una mezcla B10 alcanzaría para eliminar o reducir sensiblemente las importaciones de diesel oil: Argentina, Brasil, Colombia, México, y eventualmente Perú. Estos países, excepto México (es el único país de este grupo que no ha implementado mezclas con biodiesel), tienen un alto grado de dieselización del parque (>46%). Sin embargo, la tendencia en Argentina y Brasil es hacia una menor participación del diesel, mientras que en Colombia y Perú es creciente y estacionaria respectivamente. Por lo tanto, en el caso de estos últimos dos países, la estrategia de penetración del biodiesel para la reducción de importaciones deberá ser complementada con medidas adicionales para poder reducir/eliminar las mismas hacia el futuro (reducción de dieselización, reconversión de refinerías). Por otro lado, la tendencia en Argentina es hacia una mayor importación de diesel oil y decreciente autosuficiencia en petróleo, con lo cual también sería conveniente aplicar esta estrategia.

En cuanto al resto de los países, en Mesoamérica se dan situaciones con alto grado de dependencia del diesel oil importado y alto grado de dieselización del parque (Costa Rica, Guatemala, Honduras, Panamá. Todos ellos son productores incipientes de biodiesel, salvo Panamá).

En el Área del Sur esta situación sólo se presenta en Paraguay (productor marginal de biodiesel). En estos países la penetración del biodiesel puede ayudar a mitigar la dependencia pero la mayor parte del diesel oil seguirá siendo importado.

Guatemala es el único de estos países que es exportador neto de petróleo y que por ende podría mitigar el problema de dependencia mediante al aumento de la capacidad de refinación.

Otro conjunto de países se hallan en una situación de dependencia y dieselización intermedia son Bolivia, Chile, Cuba, Ecuador, El Salvador, Jamaica y Nicaragua. Ecuador es un exportador neto de petróleo, y ninguno de estos países es productor de biodiesel. Sólo Chile tiene mezcla legislada (voluntaria).

El caso de las mezclas etanol/gasolina es más complejo aún. La mayor parte del Caribe y toda Mesoamérica dependen de la importación de gasolinas para su abastecimiento (excepto T&T). Incluso países autosuficientes en petróleo (México, Guatemala) son importadores netos de gasolinas por deficiencias en la infraestructura de refinación.

En este conjunto de países las mezclas con bioetanol reducirían la dependencia de gasolinas importadas. Una mezcla E20 podría eliminar las importaciones de gasolinas en Cuba y México (productores de etanol), pero sólo mitigaría en parte la dependencia de las gasolinas importadas del resto de los países de Mesoamérica y el Caribe. De estos últimos Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Jamaica, y Nicaragua son exportadores de etanol carburante.

El resto de los países de ALyC son exportadores netos de gasolinas. Entre ellos los hay exportadores netos de petróleo (Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador), y aquellos dependientes de las importaciones de crudo (Chile, Paraguay, Perú, Uruguay). En este conjunto de países las mezclas gasolina/etanol incrementarían los excedentes de gasolinas. Dentro de los exportadores netos de petróleo, Argentina presenta una tendencia decreciente, pudiendo convertirse en importador neto de petróleo en los próximos años.

Cabe resaltar los casos de Ecuador, Guatemala y México, exportadores de petróleo e importadores netos de gasolinas y diesel oil. En estos países la ampliación de la capacidad de refinación tendría un efecto más importante sobre la seguridad energética que la penetración de los biocombustibles. En particular, Guatemala también es exportador de etanol y productor de biodiesel.

6.3. Demanda Potencial y Recursos

La estimación de los recursos potencialmente disponibles para la producción de biocombustibles se ve afectada por un alto nivel de incertidumbre derivado de las múltiples restricciones que pueden existir para el aprovechamiento efectivo de dichos recursos.

En el caso de los recursos convencionales (cultivos para la producción de azúcares, almidón, y oleaginosas), se puede estimar la producción potencial adicional a la ya existente, la cual se considera destinada a otros usos (e.g. alimentación).

Estos cultivos representarían una fracción importante del volumen de gasolinas y de diesel oil consumido en el sector transporte en un conjunto importante de países de ALyC (37% para biodiesel y 63% para etanol). Sin embargo, aún la producción adicional de materias primas de primera generación puede ser

cuestionada en función de sus potenciales impactos directos e indirectos sobre el uso de la tierra, la salud y el medio ambiente.

Las materias primas lignocelulósicas constituirían un potencial aún más importante en ALyC, en particular si se aprovechara el crecimiento natural de los bosques nativos.

La utilización de residuos varios actualmente producidos representaría un 53% del volumen de gasolinas o un 61% del volumen de diesel empleado en el sector transporte de un conjunto importante de países de ALyC.

La utilización de material forestal no cosechado representaría un volumen superior al actualmente demandado en el sector transporte. Sin embargo, el aprovechamiento de las materias primas lignocelulósicas también pueden enfrentar algunas restricciones que reduzcan la fracción efectivamente utilizable. En el caso de los bosques naturales, la materia prima se haya geográficamente dispersa y puede no tener la homogeneidad requerida por los procesos de conversión. Adicionalmente, su aprovechamiento requeriría de un adecuado control la explotación. Por otro lado, los residuos agroindustriales pueden poseer una adecuada homogeneidad y concentración geográfica, pero su uso para biocombustibles puede entrar en competencia con el uso en la misma agroindustria que lo genera para cogeneración (e.g. uso del bagazo en ingenios azucareros y EE para la red).

Cuadro 6.3.1. Potenciales de Producción de Biocombustibles en ALyC

Biomasa	Producción de biocombustibles (millones de m3 / año)*	Biocombustible / Demanda gasolinas o diesel en transporte 2009 (% vol.)	Principales países
Oleaginosas	34 (BD)	37%	Argentina, Brasil, México, Chile, Colombia, Ecuador
Cultivos con azúcar	66 (E)	43%	Brasil, México, Argentina, Perú
Cultivos con almidón	30 (E)	20%	Argentina, Brasil, Colombia, México, Perú, Ecuador, Chile
Material lignocelulósico (residuos varios)	81 (E) o 56 (BD)	53% 61%	Etanol: Brasil, Mesoamérica, Chile, Perú
Material lignocelulósico (crecimiento forestal no cosechado)	205 (E) o 117 (BD)	134% 127%	Brasil, México, Colombia, Perú, Argentina
Grasa animal	0.02 (BD)	0.02%	Argentina, Brasil, Colombia

Fuente: elaboración propia en base a (Biotop, 2009a) y (SIEE, 2011)

*producción en base a materia primar adicional a la utilizada actualmente para otros fines en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Perú y Mesoamérica.

Cuadro 6.3.2. Restricciones para el aprovechamiento de materias primas para biocombustibles

Residuo / Origen	Restricciones
Oleaginosas	Usos alternativos (e.g. alimentación). Impacto ambiental y sobre la salud humana de los cultivos
Cultivos con azúcar	Usos alternativos (e.g. alimentación). Impacto ambiental y sobre la salud humana de los cultivos
Cultivos con almidón	Usos alternativos (e.g. alimentación). Impacto ambiental y sobre la salud humana de los cultivos
Material lignocelulósico (residuos varios)	Requerimientos de almacenamiento y acondicionamiento de la biomasa. Competencia con usos calóricos y cogeneración.
Material lignocelulósico (crecimiento forestal no cosechado)	Requerimientos de recolección, transporte, almacenamiento y acondicionamiento de la biomasa. Restricciones de manejo sustentable del recurso. Requerimientos de homogeneidad de la biomasa. Competencia con usos calóricos y cogeneración
Grasa animal	Usos alternativos

Fuente: elaboración propia.

El tema de la disponibilidad de recursos para la producción de biocombustibles es tal vez uno de los más debatidos y con mayor grado de incertidumbre en las estimaciones, en función de las diversas restricciones que se pueden imponer a los cálculos (ambientales, sociales, producción de alimentos).

En relación a los biocombustibles de primera generación, la intensificación en la producción ganadera es una de las opciones que se ensaya a nivel regional (Argentina, Brasil) para reducir el impacto sobre otros cultivos o aquellos asociados a la expansión de la frontera agrícola hacia tierras vulnerables. Si bien la capacidad de carga por unidad de superficie depende de la productividad de la tierra para la producción de forraje, es posible realizar hipótesis conservadoras en relación a las posibilidades de intensificación de tal forma de aplicarlas en forma preliminar al conjunto de países de ALyC. Estableciendo un objetivo de 150 cabezas de animales por kilómetro cuadrado y comparando esta cifra con la densidad promedio actual en cada país se puede estimar la viabilidad de dedicar parte de las pasturas a la producción de biocombustibles o a cultivos desplazados por los biocombustibles.

Se puede observar que para Barbados, Cuba, República Dominicana, El Salvador, Grenada, Guatemala, Haití, Honduras, Suriname, y Trinidad y Tobago sería complejo implementar esta opción.

Por otra parte, Argentina, Bolivia, Chile, Guyana, México y Perú en principio se podría explorar esta opción.

El resto de los países se hayan en una posición intermedia que requiere de mayor información para poder establecer la viabilidad de la misma.

En el caso de Brasil, CENBIO⁹⁶ considera que esta alternativa está ocurriendo en parte del territorio, evitando el avance sobre zonas vulnerables.

⁹⁶ CENBIO - Centro Nacional de Referência em Biomassa, <http://cenbio.iee.usp.br/>

Cuadro 6.3.3. Demanda de la región para el mercado local en función del marco legal vigente y previsto

Biodiesel.

País	Producción 2009-2010 (miles t)	Exportaciones 2009-2010 (miles t)	Importaciones 2009-2010 (miles t)	% de corte (vol.) promedio sector transporte (2010)	Mezcla estimada al 2020 (%vol.)*	Volumen biodiesel estimado 2020 (miles de m3)	Materias primas utilizadas	Materias primas bajo estudio o consideradas	% de la superficie arable†
Argentina	1,870	1,364		4%	10%	1,587	Soja	Colza, Cártamo, Tártago, Reciclado, Algas	8%
Bolivia				0%	20%	353		Soja, Palma	10%
Brasil	2,175	x		5%	20%	12,732	Soja, Grasa animal	Mamona, reciclado, jatropa, oleaginosas varias	15%
Chile				0%	5%	418		Algas, Reciclado	0%
Colombia	304			7%	20%	1,634	Palma	Jatropa	18%
Costa Rica	6				5%	69	Palma		7%
Ecuador	x	x			3%	132	Palma		2%
El Salvador					5%	39		Palma	1%
Guatemala	0.5				5%	102	Palma		2%
Honduras	7				5%	45	Palma		1%
Paraguay	5		x	<1%	5%	87	Grasa animal	Soja, Palma, Coco, Girasol	1%
Perú	12		65		5%	324	Palma		2%
República Dominicana				0%	2%	21		Palma	1%
Uruguay	16			2%	5%	106	Girasol, soja, grasa animal	Reciclado	10%

Fuente: elaboración propia en base a (FAOSTAT, 2011)

*refleja las metas oficiales, propuestas, e hipótesis de penetración en base a producción actual

†los datos de superficie arable corresponden al año 2009. La productividad media en litros de biocombustible por hectárea se estiman usando hipótesis de utilización de materias primas de primera generación

Cuadro 6.3.4. Demanda de la región para el mercado local en función del marco legal vigente y previsto

Bioetanol.

País	Producción 2009-2010 (miles m3)	Exportación 2009-2010 (miles m3) †	Importación 2009-2010 (miles m3)	% de corte (vol.) promedio sector transporte (2010)	Mezcla estimada al 2020 (%vol.)*	Volumen etanol estimado 2020 (miles de m3)	Materias primas utilizadas	Materias primas bajo estudio o consideradas	% de la superficie arable
Argentina	100			1.5%	5%	544	Caña	Maíz, Sorgo, Remolacha azucarera	0%
Bolivia		x		0%	25%	337		Caña	1%
Brasil	25,000	1,200		44%	50%	26,764	Caña	Lignocelulosa (bagazo), Sorgo	6%
Chile				0%	5%	274		Lignocelulosa (forestal)	0%
Colombia	400			8%	20%	1,315	Caña	Yuca, Remolacha, Sorgo	10%
Costa Rica	70	x			8%	117	Caña		9%
Cuba	20				5%	8	Caña		0%
Ecuador	2				5%	226	Caña		3%
El Salvador	128	x			15%	152	Caña		3%
Guatemala	93	93?		0%	10%	204	Caña		2%
Honduras					10%	92		Caña	1%
Jamaica	400	x			10%	102	Caña		13%
Méjico	x				7%	5,075	Caña	Maíz, Sorgo, Lignocelulosa (forestal)	3%
Nicaragua	58	x			15%	64	Caña		1%
Panamá	x				10%	112	Caña		3%
Paraguay	120			24%	25%	155	Caña		1%
Perú	66	x			7.80%	156	Caña		1%

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

República Dominicana				0%	15%	240		Caña	5%
T&T	162	x			5%	51	Caña		31%
Uruguay	22		x	4%	10%	68	Caña	Sorgo, Remolacha, Maíz	1%
Venezuela			1,219	8%	10%	2,878		Caña, Yuca	16%

Fuente: elaboración propia en base a (FAOSTAT, 2011)

†parte de estas exportaciones pueden estar reflejando etanol de Brasil con destino a USA aprovechando preferencias comerciales de países de América Central y el Caribe. Estas exportaciones podrían reducirse en el corto plazo debido a los excedentes de etanol en USA.

*refleja las metas oficiales, propuestas, e hipótesis de penetración en base a producción actual

†los datos de superficie arable corresponden al año 2009. La productividad media en litros de biocombustible por hectárea se estiman usando hipótesis de utilización de materias primas de primera generación

Las metas de penetración del biodiesel en la región al año 2020 se sitúan entre el 2% y el 20% (vol.). Bolivia, Brasil y Colombia presentan metas B20 pero sólo los dos últimos han implementado los mandatos de mezcla indicados en el marco legal. Argentina presenta un mandato de mezcla de B7 al 2011 que posiblemente se sitúe en B10 en el mediano plazo y tal vez llegue a B20 al 2020. El resto de los países plantean metas iguales o inferiores al 5%.

El impacto de estas metas sobre los requerimientos futuros de materias primas es complejo de estimar ya que requiere realizar hipótesis sobre el tipo de materias primas que se empleará y su productividad en términos de producción de biocombustibles por unidad de superficie (ampliamente variable).

Se ha estimado el requerimiento de tierras asumiendo que se utilizará un conjunto de materias primas de primera generación consistente con el uso actual, el potencial y la tendencia en cada país. Bajo estas hipótesis, los países con mayores requerimientos de tierras para la producción de biodiesel respecto de la superficie arable en el año 2009 son: Colombia, Brasil, Bolivia, Uruguay, Argentina, Costa Rica.

Como forma de reducir el impacto de la expansión de la frontera agropecuaria, en estos países será particularmente importante explorar materias primas alternativas para la producción de biodiesel que presenten un menor requerimiento de tierras (por ejemplo, respecto de la soja), o bien la opción de intensificación ganadera (la cual teniendo en cuenta la densidad ganadera media actual podría evaluarse en todos estos países).

En el caso de Colombia, la palma aceitera tiene de por sí una productividad elevada y por ende la opción de intensificación ganadera podría cobrar especial relevancia. Para el resto de los países el impacto es inferior al 2%.

Debe tomarse en cuenta que el impacto total debe estimarse sumando los requerimientos para la exportación de biocombustibles y en algunos casos los de otros sectores de consumo (e.g. industria y generación EE). La exportación actualmente se da principalmente en Argentina (biodiesel) y en Brasil (bioetanol, y en 2012 biodiesel). Estos dos países dependen fuertemente de la soja para la producción de biodiesel, lo cual plantea un potencial problema de vulnerabilidad.

Resulta entonces relevante para Argentina y Brasil, y en particular para la Argentina, el estudio de las posibilidades de diversificación de las materias primas utilizadas para la producción de biodiesel.

En el caso del bioetanol como carburante las metas varían entre el 5% y el 25% pero la introducción de flexfuel (hasta E85) puede conducir a porcentajes de mezcla promedio país superiores, como en el caso de Brasil (44% en volumen en 2010). Bolivia, Colombia, Paraguay, El Salvador, Nicaragua y República Dominicana poseen mandatos de entre el 15% y el 25% (vol.).

Desde el punto de vista técnico esto implica que el parque automotor deberá tener adaptaciones al etanol similares a las que posee un vehículo brasilero a gasolina (carburador, inycción, bomba, filtro, ignición, tanque, conversor catalítico).

Colombia y Paraguay también importarían vehículos flex-fuel de Brasil. Guatemala, Honduras, Jamaica, Panamá, Uruguay, Venezuela, Costa Rica, México y Perú poseen mandatos entre E5 y E10, con lo cual los requerimientos técnicos de adaptación se limitan al carburador y vehículos no muy viejos.

El resto de los países (Argentina, Chile, Cuba, Ecuador, y Trinidad y Tobago) poseen mandatos o mezclas voluntarias E5, factibles de ser utilizadas en cualquier tipo de vehículos con motor Otto.

En relación a los requerimientos de tierras, en caso de utilizarse materias primas de primera generación, los países que deberían dedicar un mayor porcentaje de su tierra arable a la producción de bioetanol serían T&T, Venezuela, Jamaica, Colombia, Costa Rica (9% a 31%). En estos casos resulta relevante el estudio de materias primas de segunda generación (e.g. lignocelulosa) y de la opción de intensificación ganadera (Brasil y República Dominicana se encuentran en una situación intermedia (5% a 6%). El resto de los países tendrían una dedicación inferior al 3%.

Cuadro 6.3.5. Demanda de tierras para el mercado local – Año 2020 (biocombustibles de 1º generación)

País	Bioetanol	Biodiesel	Total	Posibles Estrategias para reducir requerimientos de tierras
	% de la superficie arable			
Argentina	0%	8%	8%	Diversificación de materias primas para BD. Intensificación ganadera. Productividad agrícola. URE
Bolivia	1%	10%	11%	Diversificación de materias primas para BD. Intensificación ganadera. Productividad agrícola. URE
Brasil	6%	15%	21%	Diversificación de materias primas para BD. Etanol de segunda generación. Intensificación ganadera. Productividad agrícola. URE
Colombia	10%	18%	28%	Intensificación ganadera. Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Costa Rica	9%	7%	16%	Intensificación ganadera. Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Cuba	0%		0%	Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Ecuador	3%	2%	5%	Intensificación ganadera. Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
El Salvador	3%	1%	4%	Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Guatemala	2%	2%	4%	Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Honduras	1%		1%	Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Jamaica	13%		13%	Intensificación ganadera. Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
México	3%		3%	Intensificación ganadera. Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Nicaragua	1%		1%	Intensificación ganadera. Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Panamá	3%		3%	Intensificación ganadera. Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Paraguay	1%	1%	2%	Materias primas alternativas para BD. Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Perú	1%	2%	3%	Etanol de 2º generación. Intensificación ganadera. Productividad agrícola. URE
República Dominicana	5%	1%	6%	Biocombustibles de 2º generación. Productividad agrícola. URE
T&T	31%		31%	Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE
Uruguay	1%	10%	11%	Diversificación de materias primas para BD. Intensificación ganadera. Productividad agrícola. URE
Venezuela	16%		16%	Intensificación ganadera. Etanol de 2º generación. Productividad agrícola. URE

Fuente: elaboración propia en base a (FAOSTAT, 2011).

6.4. Exportación de biocombustibles

En su relativa corta historia, el comercio mundial de los biocombustibles ha mostrado numerosos vaivenes y disputas comerciales. Tal dinámica es resultado del proceso de adaptación de los diferentes actores a través de sus cambiantes políticas e instrumentos a un mercado en crecimiento, donde el abastecimiento local, el proteccionismo, y los aspectos ambientales tienen un papel creciente.

Tales cambios ocurren en lapsos relativamente breves de tiempo, dificultando la evaluación de tendencias.

Cuadro 6.4.1. Destinos de exportación de biocombustibles

Potencial destino	Estado actual	Perspectivas
UE	<p>En 2010 importó biodiesel de Argentina, Indonesia, Canadá, Malasia, India y otros países. También importó Bioetanol de Brasil y otros países de ALyC (Guatemala, Nicaragua, Perú, Bolivia, Costa Rica, Jamaica y El Salvador). Próximamente importaría biodiesel de Brasil, en directa competencia con Argentina.</p> <p>Creciente importación de etanol de USA, en competencia con Brasil.</p> <p>Exigentes requerimientos de sustentabilidad impuestos por la Directiva sobre energías renovables (en vigencia). Según esta Directiva, ni el biodiesel de soja ni el de palma sin captura de metano cumplen con los ahorros mínimos de emisiones de GEI (35% inicialmente, 50% en 2017, 60% a partir del 2018). Sin embargo, la UE aceptaría los cálculos realizados por el INTA y presentados por Argentina que permitirían seguir exportando sin necesidad de certificar la producción.</p> <p>Exigencias cualitativas en relación a otros aspectos ambientales y sociales. Se evalúa incorporar los efectos indirectos en el cambio en el uso de la tierra.</p> <p>Disponibilidad limitada de tierras y materias primas de primera generación. Pobre performance ambiental de materias primas de primera generación.</p> <p>Elevados costos de biocombustibles de segunda generación. Proyectos piloto. Avances en etanol lignocelulósico y en menor medida BtL.</p> <p>Fuerte oposición de los productores europeos de biodiesel que presionan para la eliminación de las importaciones de biodiesel de Argentina.</p> <p>Elevada capacidad ociosa para la producción de biodiesel.</p> <p>Ha fallado en el cumplimiento de las metas establecidas de mezcla con biocombustibles.</p>	<p>Directiva 2009/28. Meta de 10% de renovables en sector transporte al 2020 (incluye biocombustibles y electricidad)</p> <p>Tendencia hacia la sustitución de biocombustibles de primera generación por segunda generación y energéticos alternativos para el sector transporte (e.g. EE)</p> <p>Desarrollo de bioetanol de segunda generación para sustituir importaciones de bioetanol de caña.</p> <p>Desarrollo incierto de biodiesel BtL para reducir las importaciones de biodiesel de soja y de palma.</p> <p>Las importaciones de etanol de USA probablemente tiendan a reducirse en función de la implementación de la Directiva RED de la UE y sus requerimientos ambientales.</p>
USA	<p>Importante industria de producción de bioetanol de maíz. Existencia de excedentes exportables en directa competencia con Brasil en el corto plazo.</p> <p>En el 2011 eliminó el arancel a la importación de etanol.</p> <p>Desarrollo de I&D en etanol lignocelulósico. Proyectos piloto.</p> <p>Política de protección de la industria local de bioetanol y producción destinada al abastecimiento del mercado interno.</p> <p>Pobre performance de la cadena energética del etanol de maíz. Se sustenta el programa por la necesidad de sostener agroindustria y sector rural. Debate en torno a continuidad e incentivos (el VEETC podría eliminarse durante este año)</p> <p>Sin requerimientos ambientales significativos pero con una cuota importante reservada a los biocombustibles de segunda generación (80 millones de m3 deben cumplir con estándares mínimos de reducción de emisiones de GEI, >50%). De estos 80 millones de m3, por lo menos 61 millones deben ser de origen lignocelulósico y al menos 3.8 millones tiene que ser biodiesel de segunda generación. El etanol de caña de Brasil califica como biocombustible de segunda generación y tendría un cupo máximo de 15 millones de m3.</p> <p>Los 57 millones de m3 restantes sólo deben cumplir con un ahorro mínimo de emisiones de GEI del 20%.</p> <p>Importante productor mundial de biodiesel.</p> <p>Ha importado etanol de América Central (via CAFTA) y Brasil (via países CBI), y biodiesel de Argentina (hasta que se prohibió la práctica "splash and dash" en la UE.</p> <p>Importador y exportador de biodiesel (2010)</p> <p>Exportador de bioetanol a la UE.</p>	<p>En vías de eliminar el VEETC, incentivo a la mezcla con etanol.</p> <p>Ambiciosa meta de penetración del bioetanol (RFS Renewable Fuel Standard, 136 millones de m3 al 2022) podría superar los recursos disponibles y conducir a la importación. El desarrollo comercial del etanol de segunda generación (lignocelulósico) resultará determinante para establecer si USA importará o no etanol en el futuro para cumplir con la meta establecida en el RFS.</p> <p>Las exportaciones de etanol a la UE podrían reducirse en el corto plazo (2013) por requerimientos ambientales.</p>
China	<p>No importa biodiesel. Importa bioetanol</p> <p>Prioridad puesta en la seguridad alimentaria. Para ello importa soja y sus productos. Creciente presión para importar materias primas y menor cantidad de productos con valor agregado.</p> <p>Política de producción de biocombustibles en base a residuos y segunda generación. Mandato E10 en nueve provincias.</p>	<p>Las perspectivas de importación de biodiesel dependen del desarrollo comercial de la tecnología de etanol lignocelulósico ya que China poseería recursos para ello.</p>
India	<p>Productor e importador de bioetanol (e.g. de Brasil)</p> <p>Exportador de biodiesel a la UE (2010)</p>	<p>Las importaciones de etanol se podrían reducir por el desarrollo del etanol lignocelulósico.</p>
Japón / Korea del	<p>Importadores de bioetanol (e.g. de Brasil)</p> <p>No poseen condiciones para la producción de etanol de primera</p>	<p>Importantes importadores potenciales de bioetanol pero la</p>

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

Sur	generación y recursos limitados para etanol de segunda generación.	magnitud dependerá del desarrollo del etanol lignocelulósico.
Canadá	Productor e importador de bioetanol (e.g. de Brasil) Exportador de biodiesel (e.g. USA)	Las importaciones de etanol se podrían reducir por el desarrollo del etanol lignocelulósico.
ALyC	Venezuela: importa bioetanol de Brasil para sustituir MTBE. Chile: se evalúa la introducción del bioetanol mediante proyecto piloto y la posibilidad de importación de Brasil (no se percibe como una prioridad). I&D para etanol lignocelulósico y biodiesel de algas Perú: ha importado biodiesel de Ecuador y USA para cumplir con el mandato de mezcla Paraguay: ha importado biodiesel de Argentina para cumplir con el mandato de mezcla	Venezuela: crearía empresa para la producción local de bioetanol Chile: desarrollo de etanol lignocelulósico Perú: se esperaría que no importe biodiesel a futuro Paraguay: se esperaría que no importe biodiesel a futuro Colombia: no se puede descartar algunos proyectos orientados a la exportación de biocombustibles.

Fuente: elaboración propia basada en (Lamers, 2011) y (UNCTAD, 2009).

Existen tres factores que resultarán críticos para determinar los intercambios futuros de biocombustibles entre países y que vuelven incierta cualquier proyección en este sentido:

- 1) *El desarrollo comercial de los biocombustibles de segunda generación.*
- 2) *Los requerimientos de sustentabilidad para la cadena de biocombustibles.*
- 3) *El precio de los granos, el azúcar y el petróleo.*

El primero podría afectar principalmente las exportaciones a USA, la UE, China, Canadá, e India.

El segundo está vinculado al primero y se aplica principalmente a la UE (aunque también USA), que ha tenido una tendencia hacia la revisión de metas en función de la performance ambiental de las cadenas de biocombustibles, y posee un cronograma que incrementa los requerimientos en función del tiempo.

El tercero explica los vaivenes observados en años recientes en el comercio internacional de biocombustibles, los cuales podrían persistir hacia el futuro en función de la magnitud de las cosechas y del precio del crudo (e.g. situación actual de Brasil y USA en relación al bioetanol).

Tanto los desarrollos tecnológicos como las políticas implementadas por los países descriptos más arriba y sus instrumentos de aplicación han tenido y tendrán un profundo impacto sobre el comercio internacional de biocombustibles (USA: Renewable Fuels Standard, Volumetric Excise Tax Credits y arancel a la importación de etanol, recientemente eliminado; UE: Renewable Energy Directive 2009/28/EC y medidas antidumping).

En particular, las diferencias entre los países en cuanto al balance entre medidas orientadas al estímulo a la producción y uso biocombustibles en el mercado local, y las medidas orientadas a la regulación de la importación y exportación de biocombustibles, han determinado en gran parte el destino de la producción de biocombustibles. El incremento de las restricciones al comercio internacional restringirá las posibilidades de exportación a aquellos países con una adecuada combinación de recursos, costos de producción, ventajas arancelarias, y performance en términos de sustentabilidad de la cadena energética.

Cuadro 6.4.2. Países de ALyC con preferencia tarifaria para la exportación de biocombustibles hacia USA y la UE

País / Producto	Países beneficiados
USA	
• Biodiesel	<ul style="list-style-type: none"> • GSP menos Argentina (toda ALyC excepto Chile) • CBI (Barbados, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Panamá, Trinidad y Tobago) • CAFTA (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, República Dominicana) • ATPA (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú) • NAFTA (México)
• Etanol	• GSP; CBI; CAFTA; ATPA; NAFTA
UE	
• Biodiesel	<ul style="list-style-type: none"> • GSP (toda ALyC es elegible excepto Chile); • EPA (todo el Caribe)
• Etanol	<ul style="list-style-type: none"> • GSP+ (en ALyC sólo es elegible Haití) • EPA (todo el Caribe)

Fuente: elaboración propia en base a (Lamers, 2011)

Notas: GSP, Generalised Scheme of Tariff Preferences; CBI, Caribbean Basin Initiative; CAFTA, Central America Free Trade Agreement; ATPA, Andean Trade Preference Act; NAFTA, North American Free Trade Agreement; EPA, Economic Partnership Agreement

6.5. Infraestructura de abastecimiento, producción, tecnologías, costos

El costo de producción de los biocombustibles depende fuertemente del costo de producción y recolección de la materia prima, esencialmente la etapa agrícola del proceso. En este sentido existen importantes diferencias en ALyC que dan cuenta de las diferentes materias primas y rendimientos agrícolas, pero también de la escala de producción, distancias de transporte y escala de procesamiento.

Los dos sistemas agrícolas altamente eficientes existentes en la región (e.g. caña de azúcar en Brasil y soja en Argentina) son los que ha logrado exportar volúmenes significativos de biocombustibles. Estos sistemas poseen los menores costos de producción de materias primas (asociados a la escala de producción, recursos naturales disponibles, tecnología agrícola y agroindustrial) y una afinada logística de transporte y procesamiento.

La incidencia del flete resulta significativa y ha sido determinante para que Argentina ubique su mayor capacidad de molienda de soja y producción de biodiesel cerca de los principales puertos y zona núcleo de producción, y para que Brasil haya optado por la construcción de un sistema de ductos para el transporte de etanol, y que sólo recientemente haya considerado viable exportar biodiesel producido cerca de las terminales de exportación y no en el interior del país.

Cuadro 6.5.1. Costos de producción y precios de venta de biocombustibles

País	Biodiesel (USD/lt)		Diesel Oil (USD/lt)	Bioetanol anhidro (USD/lt)		Gasolina Super(USD/lt)
	Costo de producción	Precio	Precio	Costo de producción	Precio	Precio
Argentina	0.35	1.06	0.96		0.80	1.16
Brasil	0.46 (2005)	1.15	1.20	0.22 – 0.34		1.40*
Colombia	0.44 (2006)	1.34	1.10	0.39 (2006)	1.26	1.27*
Paraguay		0.97	1.18	0.46		1.73
Perú		1.00	1.08	0.23		1.45
Uruguay			1.73			1.78
USA	0.48			0.30		0.70
UE	0.58					

Fuente: elaboración propia en base a (SE, 2011); (Fedebio, 2011); (MEM, 2011); (Montamat, 2011) ; (Petropar, 2011); (Osinergmin, 2011); (FAO, 2010) ; (IPCC, 2011) ; (CONPES, 2008)

*precio mezcla gasolina/etanol.

En el caso de la soja, la tecnificación del agro y la introducción de paquetes tecnológicos avanzados (GMO, agroquímicos, prácticas agrícolas, maquinaria agrícola y monitoreo SIG) han permitido aumentar la productividad agrícola y han estado asociadas a un creciente proceso de concentración y aumento de escala de producción y procesamiento. Estos cambios no han sido fácilmente asimilables para los pequeños productores y por ende tienden a excluirlos del proceso de modernización.

El caso de la caña de azúcar en Brasil es diferente ya que aún coexisten todas las escalas de producción y la concentración se da a partir de la etapa agroindustrial. Los pequeños productores entregan su producción a los ingenios para su procesamiento y la distribución de beneficios usualmente se realiza mediante el sistema de maquila. En el caso de la palma aceitera en Colombia, en el año 1997 se registraba un tamaño promedio de explotación de 526Has, donde los pequeños productores (0-50 Has) ocupaban el 6% de la tierra, los medianos (50-500 Has) el 28%, y los grandes (>500 Has) el 66%). Se ve entonces que este último caso también presenta importantes niveles de concentración en la etapa agrícola⁹⁷.

En relación al procesamiento de la materia prima, las tecnologías empleadas comercialmente en ALyC para la producción de biocombustibles en base a almidones y azúcares son la fermentación e hidrólisis en el caso del bioetanol, y la transesterificación de grasas y aceites en el caso del biodiesel.

Para cada tecnología genérica existen diferentes grados y escalas de desarrollo en términos de eficiencia, consumo de insumos, generación de residuos, capacidad de procesamiento. También es diferente el peso de los co-productos para cada materia prima. En el caso de la soja y el maíz existen co-productos importantes del proceso de producción de biocombustibles, con un importante

⁹⁷ (Minagri, 2005).

valor comercial para alimentación humana y animal. En el caso de la caña de azúcar existe un producto principal (azúcar o etanol) y uno secundario (melaza), en tanto que el bagazo constituye un importante energético para cogeneración y el logro de mejores balances energéticos y ambientales.

Para la producción de bioetanol los principales avances en ALyC se han dado en la eficiencia y presión de trabajo de las calderas (vinculado con un uso más eficiente del bagazo y con la producción de EE para la red interconectada), y en la incorporación de una mayor capacidad de plantas de deshidratación de alcohol, proceso necesario para producir etanol anhidro para su mezcla con gasolinas.

Este último proceso ha constituido un cuello de botella en algunos países de la región al inicio de sus programas de bioetanol carburante. Las plantas de producción de etanol son de mediana a elevada capacidad de producción, no siendo comercialmente viables para pequeños productores. Uno de los principales aspectos sobre los que se trabaja para mejorar esta tecnología es el uso/tratamiento de la vinaza que se produce en grandes volúmenes. Brasil es exportador y líder regional en esta tecnología.

En relación al proceso de producción de biodiesel, por su carácter relativamente modular la escala de producción existente en ALyC va desde unas pocas toneladas de biodiesel al año hasta más de 100,000 toneladas/año.

Por lo tanto, es una tecnología apta para pequeños, medianos y grandes productores. Existen diferencias en cuanto a los procesos de refinación del biodiesel producido (que puede incidir en el requerimiento de mantenimiento de la tecnología de uso final), y a la eficiencia en la utilización y reciclado de insumos (energía, agua, catalizador), que incide en los costos y performance ambiental. Como componente adicional encontramos la planta de separación y refinación de la glicerina, la cual permite agregar valor a este subproducto.

Dependiendo de las características de la materia prima, también puede ser necesaria una etapa de hidrogenación del aceite o grasa para cumplir con los estándares de calidad del biodiesel (e.g. estabilidad a la oxidación). Los principales aspectos sobre los que se trabaja para el mejoramiento de la tecnología son el uso de catalizadores alternativos, uso de etanol en lugar de metanol, la reducción en la utilización de agua, los procesos de lavado del biodiesel, y el aprovechamiento integral de los subproductos y residuos.

Los procesos de transformación de la biomasa apuntan cada vez más a la conformación de biorefinerías que integren procesos, que acepten una diversidad de materias primas y/o produzcan una diversidad de productos, no sólo para uso energético. Se estima que esto ayudará a bajar los costos de producción y mejorar la eficiencia de producción.

Una vez producidos, los biocombustibles pueden ser transportados en carros tanque o excepcionalmente via ductos hasta las plantas distribuidoras de combustibles, donde son mezclados con los combustibles fósiles y luego distribuidos a las estaciones de expendio.

En términos generales, el aprovechamiento de las economías de escala ha permitido a Argentina y Brasil ser actores importantes en el mercado internacional de los biocombustibles y sacar partido de sus ventajas comparativas en términos de recursos e infraestructura. Por otra parte, la participación de los pequeños productores es coherente con los objetivos de las políticas de penetración de los biocombustibles en el mercado local y parece ser viable en este contexto. El cooperativismo resulta una herramienta importante para mejorar la competitividad y posibilidad de negociación de los pequeños productores ante la tendencia hacia la concentración.

En relación a las tecnologías de uso final, existen tecnologías modernas compatibles con biocombustibles sin mayores modificaciones en función del porcentaje de mezcla (hasta E10 y B7), y también desarrollos específicos, principalmente en el sector automotriz (e.g. E85 flexfuel en Brasil). También se ha desarrollado en la región maquinaria agrícola (apta para B20 en Argentina) y en menor medida tecnología para la generación de EE en alta potencia (bioetanol en Brasil y biodiesel en Argentina). Por último, la utilización de biokerosene en el sector de transporte aéreo se encuentra en la etapa de realización de las primeras pruebas piloto.

6.6. Biocombustibles de segunda generación

A los fines del presente estudio se considera que los biocombustibles de segunda generación son aquellos que pretenden lograr una mejor performance en términos de sustentabilidad que los biocombustibles de primera generación (e.g. impacto sobre la seguridad alimentaria, emisiones GEI, biodiversidad). Como muchos de los impactos potenciales de las cadenas de biocombustibles tienen relación con la materia prima utilizada, el concepto de biocombustible de segunda generación en general se asocia con el aprovechamiento de materias primas no alimentarias que cumplen con una o ambas de las siguientes características:

- *Reducida dedicación de tierras para la producción de materias primas (e.g. microalgas), o reducida competencia con el uso agrícola de la tierra (e.g. residuos forestales)*
- *Son producidos en base a materias primas disponibles que no tienen un claro uso comercial (e.g. residuos de cosecha), o que son residuos de otros procesos (e.g. bagazo, cascarillas, licor negro).*

El tipo de materia prima utilizada condiciona en mayor o menor medida el proceso de producción del biocombustible. Un ejemplo de los primeros es el caso de las materias primas lignocelulósicas, que requieren de un proceso específico (hidrólisis+fermentación) para poder romper la estructura de la biomasa y transformarla en etanol, o del proceso BtL (Biomass to Liquids) para transformarla en biodiesel.

Un ejemplo de lo segundo es el caso del biodiesel de algas, donde el proceso de producción de biodiesel puede ser muy similar al utilizado para otras materias primas y las principales diferencias radican en la producción de la materia prima.

También puede considerarse un complemento de la clasificación en base a las materias primas, la utilización de procesos de producción menos intensivos en el uso de energía e insumos, y con una menor producción de elementos contaminantes. Tal es el caso de los procesos avanzados para la producción de biodiesel (e.g. catalizadores reutilizables).

En todos los casos lo que se busca es una mejor performance desde el punto de vista ambiental, social y demás indicadores de sustentabilidad. Sin embargo, la anterior clasificación no siempre garantiza la sustentabilidad de la cadena energética. *Podría darse el caso de un biocombustible caracterizado como de segunda generación pero que posea impactos negativos equiparables a los de un biocombustible de primera generación (e.g. monocultivos de especies forestales para la producción de etanol lignocelulósico).*

También se dan casos de biocombustibles de primera generación que dada la buena performance energética y ambiental son considerados desde el punto de vista práctico por las regulaciones como si fueran biocombustibles de segunda generación (e.g. Renewable Fuel Standard y bioetanol de caña de azúcar de Brasil).

Cuadro 6.6.1. Biocombustibles de segunda generación para transporte

Biocombustibles / Procesos / Materias primas
<p>Bioetanol y biogasolinas (e.g. biobutanol)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hidrólisis + fermentación / lignocelulosa (Abengoa, España; varios, USA; varios I&D ALyC) • BtL (Bioliq) • Ruta bioquímica + microorganismos / azúcares
<p>Biodiesel y otros similares al diesel oil</p> <ul style="list-style-type: none"> • BtL / lignocelulosa (Choren, Alemania) • Hidrogenación (H-Bio Petrobras) • Transesterificación / materias primas alternativas (e.g. algas, bacterias) (Argentina, Brasil, Chile, Cuba, México, Venezuela) • Ruta bioquímica + microorganismos / azúcares (Amyris, Brasil) • Transesterificación + Catálisis enzimática (Argentina, Brasil)

Fuente: elaboración propia basada en (Biotop, 2009b) (IEA, 2011)

Nota: entre paréntesis se indica los proyectos piloto y países que poseen I&D en el tema

A nivel internacional existen plantas piloto bajo prueba como etapa previa para el desarrollo a escala comercial de los dos principales biocombustibles de segunda generación: bioetanol lignocelulósico, y biodiesel por proceso BtL. Estas dos vías son las que permitirían a países con restricciones en la disponibilidad de materias primas convencionales la producción local de biocombustibles y por ende la reducción de importaciones (USA, UE, China).

La principal incógnita en torno a estos desarrollos se refiere al momento en el cual estarán disponibles comercialmente, sus costos, la escala y la logística necesaria para el abastecimiento de las materias primas. El etanol lignocelulósico se encuentra en un mayor nivel de desarrollo que el proceso BtL, pero se estima que no alcanzará viabilidad comercial antes del 2015.

Existen otras combinaciones de materias primas y procesos cuyo desarrollo se haya menos avanzado. También existe mucha actividad en torno al desarrollo del biodiesel de algas por su baja intensidad de utilización de tierras.

Sin embargo, aún subsisten muchas incógnitas en relación a la extrapolación de experiencias en laboratorio a una escala piloto o comercial (abastecimiento de nutrientes, cosecha, rendimiento, contaminación del cultivo).

6.7. Impactos de la producción de biocombustibles en ALyC

6.7.1. Emisiones GEI

En el siguiente cuadro se presentan algunos indicadores relativos al tema GEI, que resulta relevante para el análisis de los biocombustibles en ALyC.

Cuadro 6.7.1.1. Indicadores GEI relevantes para el análisis de los biocombustibles

País	Emisiones CO2 sector energía* / Consumo de energía (ton CO2/kBep)	Emisiones CO2 sector energía* / Población (ton CO2/hab)	Emisiones CO2 transporte / Emisiones CO2 sector energía*	Reducción emisiones por mezcla B10 / emisiones CO2 sector energía) †	Reducción de emisiones por mezcla E24 / emisiones CO2 sector energía) †
Caribe	494 ↗	2.65 ↗	17% ↘	0.4%	1.1%
Barbados	661 ↗	5.15 ↗	31% →	0.6%	3.2%
Cuba	619 ↗	2.41 →	5% ↘	0.2%	0.1%
Grenada	482 →	2.49 ↗	44% ↘	0.3%	4.8%
Guyana	264 →	2.11 ↗	35% ↗	0.8%	2.9%
Haití	127 ↗	0.23 ↗	63% ↗	1.8%	4.7%
Jamaica	460 ↘	4.70 ↗	41% ↗	0.5%	2.5%
República Dominicana	505 ↗	1.96 ↗	30% ↘	0.7%	1.8%
Surinam	556 ↗	4.81 →	18% ↗	0.4%	1.4%
T&T	735 →	25.39 ↗	9% ↘	0.3%	0.6%
Mesoamérica	515 ↗	3.25 ↗	38% ↗	0.8%	3.5%
Costa Rica	295 ↘	1.65 ↗	67% →	2.1%	4.2%
El Salvador	334 ↗	1.18 ↗	45% ↘	1.3%	3%
Guatemala	268 ↗	1.09 ↗	53% →	1.6%	2.9%
Honduras	277 ↗	1.00 ↗	42% ↘	1.5%	2.6%
Méjico	560 ↗	4.01 ↗	37% ↗	0.7%	3.6%
Nicaragua	312 ↗	0.80 ↗	35% ↘	1.3%	2%
Panamá	382 ↗	2.48 ↗	52% ↗	1.4%	2.8%
Área Andina	429 ↗	2.46 ↗	39% ↗	0.9%	3%
Bolivia	390 ↗	1.34 ↗	43% →	1.1%	2.2%
Colombia	396 ↗	1.43 →	41% →	1.3%	2.2%
Ecuador	472 ↗	2.56 ↗	56% →	1.5%	2.8%
Perú	384 ↗	1.25 ↗	43% →	1.9%	1.2%
Venezuela	451 ↘	5.66 ↗	33% →	0.4%	3.9%
Área del Sur	318 →	2.30 ↗	39% ↘	1.5%	1.7%
Argentina	453 ↘	4.02 ↗	27% ↘	0.7%	1.5%
Brasil	273 ↘	1.84 ↗	44% ↘	1.8%	1.8%
Chile	404 →	3.99 ↗	38% →	1.1%	1.8%
Paraguay	157 ↗	0.72 →	92% ↗	4.6%	3%
Uruguay	332 ↗	2.66 ↗	44% →	2.2%	1.6%
ALyC	398 ↗	2.61 ↗	38% →	1.1%	2.5%
OCDE					
USA					
Mundo					

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011) y (CEPAL, ¿?) (datos población)

Nota: Las flechas indican la tendencia desde el año 1990

*excluye las emisiones de la combustión de biomasa

† Se asume mezcla sólo en sector transporte. Se asume un 80% de ahorro de emisiones del bioetanol respecto de la gasolina y un 70% del biodiesel respecto del diesel. Por lo tanto la mezcla E24 reduce las emisiones en un 14.4% y B10 en un 6.7%. Estas cifras aún están siendo investigadas y dependen de numerosas variables locales.

La introducción de mezclas B10 y E24 tendría un impacto conjunto inferior al 5% de las emisiones totales de CO₂ del sector energía en todos los países de ALyC excepto en Haití (6.6%), Costa Rica (6.3%) y en Paraguay (7.6%). Esto se debe al peso de las emisiones de CO₂ del sector transporte dentro del sector energía y al peso de las emisiones asociadas a la combustión de las gasolinas y el diesel oil dentro del sector transporte.

Estos niveles de reducción serían superiores de introducirse la mezcla con biodiesel en los diversos sectores de consumo. Las cifras de reducción podrían ser inferiores en caso de considerarse las emisiones de N₂O de la etapa agrícola de la cadena energética de los biocombustibles, sobre las cuales aún existe mucha incertidumbre.

La reducción de emisiones también podría variar significativamente en función de las condiciones locales de producción de materias primas para biocombustibles y en el caso de la palma en función del método usado para el control de las emisiones de metano durante el procesamiento.

El tipo de suelo utilizado para el cultivo de materias primas, los usos previos del suelo, las prácticas agrícolas, las actividades productivas desplazadas, el clima, y la aplicación de fertilizantes pueden reducir significativamente los niveles de ahorro de emisiones asociados a los biocombustibles respecto de los aquí expuestos (70% para el biodiesel y 80% para el bioetanol).

En relación a otros impactos ambientales, la introducción de mezclas con bioetanol contribuye a la eliminación de compuestos como el MTBE, de alto poder contaminante. Por otra parte, aún se encuentra bajo estudio el impacto que podría tener el bioetanol sobre la calidad del aire en ciudades con condiciones climáticas adversas (e.g. Santiago de Chile, México DF) en relación a las emisiones de aldeídos y otros compuestos orgánicos volátiles.

Resulta difícil fundamentar la introducción de los biocombustibles en base a la reducción de emisiones de GEI, por el nivel de ahorro que se lograría y por el grado de incertidumbre en la estimación de los ahorros. Esto se acentúa cuando se consideran otros potenciales impactos ambientales negativos derivados de la producción de biocombustibles de primera generación (impactos sobre la biodiversidad, la salud humana, la calidad del suelo y de los recursos hídricos). La utilización de agroquímicos y en particular del glifosato se encuentra en el centro de este debate.

6.7.2. El vínculo con la Seguridad Alimentaria

En relación a la seguridad alimentaria se estima la existencia de 52.6 millones de personas subnutridas en ALyC en el año 2009⁹⁸. Los países de la región con mayores dificultades para abastecer de alimentos a su población se pueden identificar a través de diversos indicadores.

⁹⁸ (FAO, 2009)

Cuadro 6.7.2.1. Indicadores asociados a la seguridad alimentaria y tierras

País	Número de personas subnutridas (millones) (2004-06) *	% de personas subnutridas (2004-06) *	Comercio alimentario neto (X-M)/PBI (2006)	Importaciones de alimentos (% de importaciones de bienes) (2008-09)	Exportaciones de alimentos (% de exportaciones de bienes) (2008-09)	Intensidad ganadera (cabezas/km2)
Caribe	7.8 ↗	23% ↘				
Barbados				20.6%	38.7%	550
Cuba	1.5 (1995-97)	14% (1995-97)		20% (2005)	23.3% (2005)	148
Grenada				24.1%	58.4%	445
Guyana	0 ↘	6% ↘	12.5%	15.1%	59.9%	9
Haití	5.4 ↗	58% ↘	-7.6%			297
Jamaica	0.1 ↘	5% ↘	-3.4%	18.1%	27.1%	81
República Dominicana	2.0 →	21% ↘	-0.8%	14.4%	25.1%	221
Surinam	0 →	7% ↘	-3.2%	11.7%	2.2%	266
T&T	0.1 →	10% ↘	-1.2%	10.1%	3.2%	439
Mesoamérica						
Costa Rica			5.1%	7.2%	25.1%	99
El Salvador	0.7 ↗	10% ↗	-2.6%	18.9%	23.0%	211
Guatemala	2.1 ↗	16% ↗	0.6%	13.7%	44.3%	157
Honduras	0.8 ↘	12% ↘	-1.9%	18.8%	54.2%	154
México	4.3 (1995-97)		-0.4%	7.3%	7.0%	43
Nicaragua	1.2 ↘	21% ↘	0.3%	17.6%	87.2%	119
Panamá	0.6 ↗	17% ↘	0.2%	11.6%	84.2%	105
Área Andina						
Bolivia	2.1 ↗	23% ↘	1.2%	9.2%	19.6%	24
Colombia	4.3 ↘	10% ↘	0.2%	10.3%	15.5%	70
Ecuador	1.7 ↘	13% ↘	3.2%	9.5%	35.6%	105
Perú	3.6 ↘	13% ↘	-0.1%	11%	22.8%	32
Venezuela	3.1 ↗	12% ↗	-1.2%	16.1%	0.2%	94
Área del Sur						
Argentina			6.2%	3.7%	50.5%	51
Brasil	11.9 ↘	6% ↘	2.1%	5.3%	34.2%	105
Chile	0.9 (1990-92)	7% (1990-92)	2.6%	7.2%	20.8%	28
Paraguay	0.7 →	12% ↘	11.7%	8.2%	84.8%	72
Uruguay	0.2 (1990-92)	5% (1990-92)	8.9%	10.1%	64.3%	95
ALyC		8% ↘		8.2%	17.9%	

Fuente: elaboración propia en base a (FAO, 2009), (WB, 2011) y (FAOSTAT, 2011).

Notas: los indicadores en rojo presentan las situaciones más desfavorables desde el punto de vista de la seguridad alimentaria. Le siguen los indicadores en azul.

* tendencia 1990-2006

Los países con mayores problemas alimentarios son aquellos que poseen un elevado porcentaje de personas subnutridas (>20%) y una balanza comercial alimentaria negativa.

- Se encuentran en este grupo Haití y República Dominicana. Este último país posee un marco legal que incluye un mandato de mezcla B2 y E15 al año 2015 (aún no implementado).

- Luego sigue un grupo de países con un elevado porcentaje de población subnutrida ($\geq 20\%$) y un balance comercial alimentario levemente positivo: Bolivia y Nicaragua. Bolivia tiene marco legal y mandato de introducción de mezcla B20 y E25 pero aún no lo ha implementado, en parte por preocupaciones relacionadas con la seguridad alimentaria. Por su parte, Nicaragua no posee marco legal pero es productor y exportador de bioetanol.
- Un tercer conjunto de países posee un significativo porcentaje de población subnutrida ($\geq 10\%$ y $< 20\%$) y un balance comercial alimentario negativo: El Salvador, Honduras, Perú, T&T, Venezuela. Los tres primeros países poseen un marco legal implementado o en discusión que promueve la mezcla con biocombustibles. Adicionalmente, El Salvador, Perú y T&T son productores y exportadores de bioetanol. Honduras y Perú son productores de biodiesel.

Cuadro 6.7.2.2. Tipología de países según los indicadores asociados a la seguridad alimentaria y tierras

		% de personas subnutridas (2004-06)			
		$\geq 20\%$	$\geq 10\%$ y $< 20\%$	$\geq 5\%$ y $< 10\%$	$< 5\%$
Comercio alimentario neto (X-M)/PBI (2006)	Negativo	Haití República Dominicana	El Salvador Honduras Perú T&T Venezuela	Jamaica Surinam	
	Levemente positivo	Bolivia Nicaragua	Colombia Guatemala Panamá		
	Positivo		Ecuador Paraguay	Brasil Chile Guyana Uruguay	Argentina?

Fuente: elaboración propia en base a (FAO, 2009).

En relación a los impactos sobre las economías regionales, se puede observar una estimulación importante de las zonas núcleo (Argentina, Brasil, Colombia), aunque el impacto sobre los pequeños productores y la distribución de los beneficios deben ser materia de estudio (ver sección sobre la cadena de producción y la tendencia hacia la concentración).

Tampoco existe información detallada en cuanto al uso del territorio en diversas actividades productivas que permita evaluar el impacto neto sobre el empleo y los modos de vida tradicionales (considerando los impactos indirectos y el desplazamiento de otras actividades productivas).

En los principales países productores de biocombustibles, la exportación ha generado ingresos significativos de divisas (cerca de USD1,500 millones para Argentina en el año 2010). También ha permitido diversificar la estructura productiva, ofreciendo una alternativa de mayor valor agregado a la exportación del aceite de soja y del azúcar, y mejorando la capacidad de negociación con los

grandes consumidores como China. La sustitución de importaciones de diesel oil ha sido positiva en términos de reducción del uso de divisas pero su impacto fiscal neto no necesariamente ha sido positivo.

6.8. Necesidades de información e I&D

Seguidamente se presenta un resumen de las áreas de I&D que deberían ser reforzadas en la región a fin de realizar una mejor evaluación del papel de los biocombustibles, su oferta y demanda en la misma.

Cuadro 6.8.1. Identificación de necesidades de I&D en materia de biocombustibles en ALyC

Temas I&D
<p>Bioetanol</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de bioetanol lignocelulósico (e.g. bagazo y otras materias primas homogéneas disponibles o que puedan representar un problema de disposición) • Desarrollo de variedades mejoradas de caña para la producción de alcohol • Desarrollo biotecnológico para mejora de procesos y obtención de nuevos productos (e.g. biopolímeros) (fermentación y ruptura enzimática) • Usos alternativos de la vinaza • Procesos alternativos para la purificación del etanol (e.g. membranas de pervaporación)
<p>Biodiesel</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilización de etanol en lugar de metanol en el proceso de producción de biodiesel • Desarrollo de biodiesel a partir de caña de azúcar y otros cultivos (e.g. microorganismos) • Reducción de utilización de agua y producción de residuos en producción y refinación de biodiesel. • Desarrollo de catalizadores alternativos (e.g. lipasas) • Desarrollo a nivel demostración y comercial de biodiesel de algas y otros de segunda generación • Usos alternativos de la glicerina • Procesos de transesterificación para materias primas alternativas
<p>General</p> <ul style="list-style-type: none"> • Posibilidades de aplicación del concepto de biorefinerías en la infraestructura de producción de biocombustibles de ALyC. Integración de procesos. Diversificación de productos y materias primas. Sustitución de productos de la petroquímicas (e.g. Barralcool) • Desarrollo de zonificación y ordenamiento territorial de cultivos y actividades productivas en concordancia con los objetivos de desarrollo nacionales de largo plazo • Evaluar los impactos indirectos derivados del desarrollo de cultivos para biocombustibles • Desarrollo de Prácticas agrícolas sustentables orientadas a la protección del suelo, agua, ecosistema y salud humana. Reducción en el uso de agroquímicos (rotación de cultivos, aplicación selectiva de agroquímicos) • Estudio de emisiones GEI directas e indirectas de las diferentes cadenas de biocombustibles en función del tipo de suelos y zonas bioclimáticas (en particular de N2O). Estimación de la reducción de emisiones alcanzable. • Estudio de emisiones no GEI y efluentes, niveles de incertidumbre y potencial de reducción. • Desarrollo de una metodología para la certificación, monitoreo y verificación de cumplimiento de criterios de sustentabilidad • Estudio integral del impacto fiscal de las medidas de promoción de biocombustibles y distribución de beneficios • Posibilidades de utilización de residuos de procesos industriales disponibles en ALyC para la producción de combustibles/energía • Estudio de la logística para la recolección, transporte, almacenamiento y preparación de la biomasa con vistas a la producción de biocombustibles de segunda generación • Estudiar el impacto de las políticas e instrumentos de promoción de los biocombustibles y de los esquemas de certificación sobre los pequeños y medianos productores • Estudio de tierras consideradas "marginales" y "degradadas". Potencial para el desarrollo de diversas actividades productivas. Potencial de emisión de GEI

- Estudio de factibilidad de la opción de intensificación
- Estudio comparativo de usos alternativos de la biomasa (e.g. cogeneración)
- Estudio de la factibilidad y potenciales impactos de la intensificación ganadera en ALyC. Emisiones GEI
- Estudio de compatibilidad de especificaciones para biocombustibles y sus mezclas (comercio regional e internacional)
- Estudio de contaminación microbiana, estabilidad y performance en climas templados/fríos de mezclas con biocombustibles
- Estadísticas vinculadas a la producción, importación y exportación de biocombustibles y su uso por sector y región. Los balances de energía ofrecen escasa información al respecto.
- Estimación de tierras aptas por tipo de cultivo y las restricciones ambientales, sociales y de otra índole para su utilización. Desarrollo SIG similar al utilizado por Brasil para llevar adelante la zonificación de la caña de azúcar en el estado de San Pablo.
- Estimación de la disponibilidad de recursos para biocombustibles de segunda generación y sus potenciales restricciones de uso.
- Costos de producción de biocombustibles por tipo de materia prima

Fuente: elaboración propia basada en (Biotop, 2010b).

6.9. Problemas identificados y Recomendaciones

Uno de los principales problemas ha sido la promoción de metas de penetración de biocombustibles sin una evaluación previa detallada de los posibles impactos y requerimientos (e.g. impactos fiscales, sobre el medio ambiente, requerimiento de recursos). Esto ha conducido a:

- conflictos entre instituciones y actores involucrados (en general numerosos por la cantidad de sectores involucrados). Falta de coordinación interinstitucional. Ejemplo: Colombia – discusiones entre Ministerio de Agricultura y el Ministerio de Minas y Energía en torno al mecanismo de fijación del precio del etanol; Paraguay – conflicto entre Petropar y productores de biodiesel, discusión en torno al precio del biodiesel
- incumplimiento o revisión de metas de penetración. Ejemplo: Colombia – reducción meta de penetración de etanol y biodiesel; Argentina – incumplimiento metas E5 y B5 al 2010
- importación de biocombustibles para cubrir la demanda. Ejemplo: Perú, Paraguay, Brasil
- falta de regulación y aplicación efectiva de instrumentos legales. Ejemplo: Bolivia, falta de regulación de la legislación; México, falta de implementación y participación de PEMEX
- revisión de mecanismos para la fijación de precios. Ejemplo: Colombia – cambio de la fórmula para fijar el precio del bioetanol
- revisión de marco legal. Ejemplo: Argentina - flexibilización de la legislación sobre biocombustibles para que las empresas dedicadas a la exportación abastezcan el mercado interno
- problemas medioambientales. Ejemplo: Paraguay – Vertido de efluentes de la destilería Troche; Argentina – efectos potenciales de la utilización de glifosato cerca de centros urbanos
- problemas sociales. Ejemplo: Colombia – Tierras comunales en conflicto con plantaciones de palma africana; Argentina – desplazamiento de población con tenencia precaria y modos de vida tradicionales

Se puede observar hasta el momento que los resultados derivados de la implementación de mezclas con biocombustibles contrastan con las motivaciones citadas en el marco legal para la promoción de los mismos en la región. Esto señala la evolución en el conocimiento de los impactos que ha tenido lugar recientemente y la necesidad de re-evaluar y adecuar las políticas en función del mismo.

La legislación en general no hace mayores distinciones entre materias primas y prácticas agrícolas en relación a los incentivos y mecanismos de promoción, cuando se reconoce que estos aspectos pueden afectar los impactos. Una excepción es el caso de México, donde se prohíbe explícitamente la producción de etanol en base a maíz, a menos que se demuestre la existencia de excedentes de dicho grano.

Cuadro 6.9.1. Comparación entre motivaciones aducidas en los marcos regulatorios para la promoción de biocombustibles y los resultados de su penetración

Motivaciones citadas en marco legal	Resultados de la penetración de biocombustibles
Diversificación de la matriz energética (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Positivo, pero hasta el momento limitado dados los bajos porcentajes de penetración y acotados casi exclusivamente al sector transporte (excepto Brasil).
Reducción de la vulnerabilidad a condiciones externas y dependencia energética. (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Relativo. Los precios de los biocombustibles están vinculados a los de los derivados de petróleo y/o a los de commodities agrícolas, cuyos precios se fijan en el mercado internacional.
Sustitución de derivados de petróleo y aditivos (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Positivo, pero hasta el momento limitado dados los bajos porcentajes de penetración y acotados casi exclusivamente al sector transporte (excepto Brasil). En general se produce una reducción de importaciones del diesel oil y en algunos casos un aumento de los volúmenes exportables de gasolinas. Se sustituye el MTBE. Como impacto fiscal negativo se dejan de percibir impuestos a la importación de derivados. Como impacto positivo mejora la balanza de pagos.
Desarrollo rural (Argentina, Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	Positivo para algunos sectores y regiones. Problemas relacionados con la distribución de beneficios entre los actores (e.g. cañeros vs ingenios). En algunos casos ha habido desplazamiento de actividades y modos de vida tradicionales. En muchos casos los beneficios no alcanzan a los pequeños productores (ausencia de economías de escala, tierras menos adecuadas, falta de acceso a maquinaria especializada, poder de negociación limitado).
Fortalecimiento y diversificación de la agricultura (Argentina, Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	Relativo. En algunos países ha derivado en el desplazamiento de cultivos tradicionales y una reducción importante de la diversidad de cultivos. En el caso de destinarse los biocombustibles al mercado interno se reducen las ganancias por desvío de materias primas y productos asociados que estaban destinados a la exportación.
Generación de empleo	Relativo. El empleo cambia en cantidad y carácter. El

(Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	incremento de la mecanización ha desplazado mano de obra poco calificada ocupada en tareas laboriosas e incluso riesgosas. Se incrementa la ocupación en sector de servicios y agroindustrial (menor cantidad de empleos pero de mayor calificación). Se incrementa la ocupación temporaria. El desplazamiento de otras actividades productivas puede reducir la ocupación de mano de obra por hectárea.
Creación de una industria para exportar	Relativo. En el caso de los biocombustibles está limitado a países con condiciones adecuadas (bajos costos, alto volumen y eficiencia de producción, tratados comerciales preferenciales, cumplimiento de requisitos medioambientales). Un número muy limitado de países de la región ha desarrollado un mercado exportador de tecnología (e.g. FFV en Brasil).
Reducción de emisiones GEI (Bolivia, Colombia, Costa Rica, Honduras, Méjico, Perú, República Dominicana)	Relativo. Depende de una compleja serie de factores entre las cuales están la materia prima, las prácticas agrícolas, el tipo de suelo y el clima. Efectos directos e indirectos en el cambio en el uso del suelo están bajo estudio (e.g. emisiones de N2O).
Reducción de emisiones de otros contaminantes (Bolivia, Colombia, Costa Rica, Honduras, Méjico, Perú, República Dominicana)	Relativo. Depende del contaminante y la cadena energética. En algunos casos puede incrementarse (e.g. aldehídos derivados del bioetanol).
Sustitución de cultivos ilícitos (Perú)	¿avances?

Fuente: (IICA, 2010b)

La vulnerabilidad a las condiciones externas constituye una importante motivación para la implementación de políticas de penetración de biocombustibles en el mercado local. Sin embargo, entre los países con elevada vulnerabilidad energética por carencia de reservas energéticas convencionales (América Central y el Caribe excluyendo a Guatemala y Trinidad Tobago, Paraguay, Uruguay, Chile) se encuentran diversas situaciones regulatorias debido a las restricciones en cuanto a la disponibilidad de recursos y condiciones favorables para producir biocombustibles. Por otra parte, algunos de los países de América Central y el Caribe que sí poseen condiciones favorables han incursionado en la exportación de etanol antes que el abastecimiento local, debido a la ausencia de políticas de promoción. La presencia de políticas públicas resulta entonces determinante para la penetración de los biocombustibles en el mercado local de los países.

El marco legal no siempre ha sido acompañado de normas técnicas y de calidad adecuadas para las mezclas de combustibles fósiles con biocombustibles. En algunos casos dichas normas han sido un reflejo de normas existentes en otros países pero sin adecuarse a las características de los combustibles líquidos disponibles localmente ni a las perspectivas de intercambios entre países. Existen iniciativas para unificar estándares y especificaciones técnicas para biocombustibles y sus mezclas (Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana – SICA).

En relación a los aspectos medioambientales y sociales, la mayor parte de los países de la región posee normativa que atiende estos aspectos, aunque en general no específicamente para la cadena energética de los biocombustibles.

Esto genera la necesidad de investigar los potenciales impactos, y en caso de ser necesario adecuar el marco normativo, legal e institucional que presentara deficiencias, áreas grises o vacíos. Adicionalmente, en muchos países la normativa existente no se cumple adecuadamente por la falta de recursos destinados al monitoreo y control, por incapacidad institucional, por la falta de eficacia de los mecanismos jurídicos, y en algunos casos por fenómenos de corrupción y connivencia con los importantes intereses económicos asociados a la producción de biocombustibles. Todo esto hace que se deban redoblar las precauciones y controles al implementar medidas de promoción de biocombustibles que tienen potenciales impactos sobre el medio ambiente y la sociedad. Estos aspectos no son solamente críticos para salvaguardar el patrimonio natural y el bienestar de los países productores de biocombustibles sino también como requisito cada vez más importante para exportar a ciertos destinos como la UE.

Síntesis de recomendaciones:

- Evaluar detalladamente los posibles impactos de una estrategia de penetración de biocombustibles previamente a la implementación de la misma. En particular, evaluar adecuadamente los impactos fiscales, sociales y ambientales. Evaluar la reacción de actores y sus potenciales conflictos. Incorporar elementos que brinden flexibilidad para adaptarse a nuevos conocimientos e información. Diseñar políticas viables de implementar en función de los recursos disponibles y las condiciones relevantes imperantes en cada país y el mundo.
- Prever los posibles impactos de los desarrollos tecnológicos relacionados con los biocombustibles de segunda generación y prepararse anticipadamente para una demanda preferencial de los mismos por parte de ciertos mercados (e.g. UE).
- Impulsar la I&D en biocombustibles de segunda generación como posible meta de exportación
- Adecuar políticas y marco legal a los nuevos conocimientos
- Insertar dentro de la política de desarrollo y coordinar con políticas sectoriales. Comparar con políticas orientadas al logro de objetivos en común. Vincular con políticas de URE en transporte y otras del sector energético. Complementar estrategias (e.g. mejoras en infraestructura de refinación)
- Mejorar la coordinación interinstitucional
- Fortalecer capacidades
- Fomentar el cooperativismo y la asociación entre pequeños productores. Para ello es esencial la asistencia del Estado y sus organismos técnicos.
- Implementar políticas específicas para lograr una mayor redistribución de los beneficios en el área rural, y para proteger a los pequeños y medianos productores de los posibles impactos negativos

- Desarrollar una estrategia para la sustitución de aditivos (e.g. MTBE) en países con capacidad de producción de biocombustibles
- Compatibilizar estándares de calidad
- Desarrollar planificación en el uso del territorio, incluyendo zonificación para biocombustibles y prácticas de manejo adecuadas.

6.10. Leña

6.10.1. Situación actual

En el siguiente cuadro se presentan una serie de indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC.

Cuadro 6.10.1.1. Indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC (2009)

País	Oferta Leña / OTEP	Oferta Leña / Oferta de renovables	Índice de sostenibilidad residencial modificado		Consumo Residencial de (LE+CV) / Consumo Final de (LE+CV)	Consumo final (LE+CV) per cápita (kep/hab)	Consumo Industria (LE+CV) / Consumo Industria	Consumo LE generación EE
			Consumo Residencial de (LE+CV) / Consumo Residencial de combustibles fósiles	Consumo Residencial de (LE+CV) / Consumo Residencial				
Caribe	8% ↘	61% ↗	176% →	47% →	84% ↗	80 ↘	1.7%	
Barbados	0%	0%	0%	0%	0%	0	0%	
Cuba	2% ↘	20% ↗	5% →	1% ↘	10% *	12 ↘	0.4%	
Guyana	56% →	56% →	939% →	86% →	95% →	324 ↗	5.4%	
Haití	96% ↗	96% ↗	2072% ↗	95% ↗	87% *	171 ↗	48.3%	
Jamaica	21% →	70% ↘	459% →	59% →	100% →	74 →	0%	
República Dominicana	15% ↘	50% ↘	67% ↘	31% ↘	100% →	52 ↘	0%	
Surinam	6% →	23% →	179% →	48% →	91% →	97 →	1.1%	
T&T	0%	0%	0%	0%	0%	0	0%	
Mesoamérica	8% ↘	48% →	136% →	44% ↘	96% →	92 ↘	0.9%	
Costa Rica	13% ↗	15% *	557% ↘	44% *	70% ↘	83 *	10%	
El Salvador	17% ↘	23% ↘	195% ↘	54% ↘	85% ↘	78 ↘	3%	
Grenada	93% →	93% →	62% ↘	28% ↘	100% →	61 ↗	0%	
Guatemala	65% *	75% →	1837% ↗	90% →	97% →	271 ↘	0%	
Honduras	70% →	72% ↘	2667% ↘	86% →	94% →	218 ↗	16.8%	
Méjico	4% →	44% ↘	68% ↘	29% ↘	100% →	57 ↘	0%	
Nicaragua	45% →	72% ↘	2679% ↘	90% ↘	89% ↘	168 ↘	19.1%	x
Panamá	49% ↗	49% ↘	339% ↘	58% ↘	90% ↘	115 ↘	5.5%	
Área Andina	3% →	20% ↘	68% ↘	28% ↘	87% ↗	38 ↘	0.7%	
Bolivia	5% ↘	38% *	37% *	58% *	40% *	24 *	15%	
Colombia	6% ↘	26% ↘	104% ↘	35% ↘	83% ↗	46 ↘	0.3%	
Ecuador	4% ↘	29% ↘	43% ↘	23% ↘	92% →	34 ↘	2.3%	
Perú	8% ↘	38% ↘	193% *	50% *	99% →	52 ↘	0%	

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

Venezuela	0%	0%	1% →	0%	73% ↘	1 →	0%	
Área del Sur	9% ↘	24% ↘	77% ↘	30% ↘	46% *	106 ↘	12.5%	
Argentina	1% →	17% ↘	3% ↘	3% ↘	50% ↘	19 →	0.1%	x
Brasil	10% ↘	22% ↘	128% ↘	35% ↘	39% →	106 ↘	13.2%	x
Chile	23% ↗	67% →	259% ↗	61% →	63% ↘	285 ↗	32.1%	x
Paraguay	22% →	22% ↘	1326% ↘	76% *	66% ↘	235 ↘	40.9%	
Uruguay	12% →	28% ↘	241% ↘	40% ↘	68% ↘	132 ↗	11.9%	x
ALyC	6% ↘	28% ↘	96% ↘	35% ↘	67% →	86 ↘	7.1%	

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011)

Nota: la Tendencia se toma respecto de los últimos años

*en estos casos resulta difícil estimar una tendencia

Del análisis efectuado cabe decir que, como se sabe, los países de ALyC difieren sustancialmente en relación a sus patrones de consumo de leña y carbón vegetal.

Algunos países del Caribe y Mesoamérica presentan el mayor grado de dependencia de la leña en términos de oferta de energía primaria (>65% de la OTEP en Haití, Grenada, Guatemala, Honduras. En los dos primeros países la leña representa más del 90% de la OTEP).

La mayor parte del consumo final de leña y carbón vegetal corresponde al sector residencial (96% en Mesoamérica, 67% en ALyC). En algunos países más del 90% de la demanda corresponde a este sector (Grenada, Jamaica, México, República Dominicana, Guatemala, Guyana, Honduras, Perú, Ecuador, Panamá, Surinam). Varios de estos países dependen fuertemente de la leña para satisfacer las demandas energéticas del sector residencial (>75% de la demanda residencial en Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Nicaragua, Paraguay). Otro conjunto de países se haya en una situación intermedia en relación a la dependencia del uso de la leña en el sector residencial (Chile, Costa Rica, El Salvador, Jamaica, Panamá).

La leña tiene un peso significativo en la demanda de energía del sector industrial en algunos países, principalmente del Área del sur y Mesoamérica (Haití 48%, Paraguay 41%, Chile 32%, Nicaragua 19%, Honduras 17%, Brasil 13%, Uruguay 12%, Costa Rica 10%, Año 2009).

En relación al uso de leña para generación de electricidad (principalmente autoproducción), sólo se registra en Chile, Brasil, Argentina, Nicaragua y Uruguay. Sólo en Chile representa un porcentaje importante de la demanda energética para autoproducción (73%).

Los balances del SIEE no discriminan el sector residencial urbano y rural, apertura importante para el análisis del consumo de leña y carbón vegetal. Efectivamente, los países con mayor dependencia dendroenergética son en general aquellos con mayor porcentaje de población rural: Guyana (71%), Haití (55%), Honduras (50%), Jamaica (48%), Guatemala (43%), Nicaragua (42%), El Salvador (40%), Paraguay (39%). La excepción está dada por pequeños estados insulares como T&T, Grenada, y Barbados que no dependen de la leña como fuente energética.

Cuadro 6.10.1.2. Tipología de países según los indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC (2009)

		% de (LE+CV) en sector residencial			
		>=80%	>=50% y <80%	>=10% y <50%	<10%
Consumo final (LE+CV) per cápita (kep/hab)	>=200	Guatemala Guyana Honduras	Chile Paraguay		
	>=100 y <200	Haití Nicaragua	Panamá	Brasil Uruguay	
	>=50 y <100		El Salvador Jamaica Perú	Costa Rica Grenada México República Dominicana Surinam	
	<50		Bolivia	Colombia Ecuador	Argentina Cuba Venezuela

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011) y (CEPAL, ¿?) (población)

Seguidamente se analizan las perspectivas de sustitución de la leña según las particularidades de la oferta y demanda de energía de cada país.

6.10.2. Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial

En gran parte de los países de ALyC y principalmente en el Caribe y Mesoamérica, el GLP se perfilaría como el energético con mayor potencial para sustituir a la leña y el carbón vegetal en el sector residencial. En algunos países del Área del Sur (Argentina, Brasil, Chile) y del Área Andina (Bolivia, Colombia, Venezuela), y en México, el gas natural podría jugar también un rol en las áreas periurbanas y cercanas a las redes de distribución.

En las áreas rurales y urbanas que no cumplan estas condiciones, el GLP y las miniredes de gas natural serían las opciones más viables. En contados países otras fuentes energéticas podrían jugar un rol relevante para sustituir a la LE+CV (e.g. Paraguay).

Cuadro 6.10.2.1. Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial

País	Consumo de LE+CV Residencial (ktep) (2009)	Participación LE+CV Residencial 2009	Participación LE+CV Residencial 2009 con mejora de eficiencia (cambio de 10% a 30%)	Potencial de sustitución al año 2025 (en base a tendencia 1990-2009)†	
				Participación LE+CV Residencial 2025	Fuentes candidatas a sustituir a la LE
Caribe					
Barbados	0	0%	0%	0%	-
Cuba	9	1% ↘	0%	0%	-
Grenada	6	28% ↘	9%	20%	GLP
Guyana	232	86% →	29%	80%	GLP
Haití	1,472	95% ↗	32%	93%	KE
Jamaica	202	59% →	20%	49%	GLP
República Dominicana	509	31% ↘	10%	15%	GLP
Surinam	46	48% →	16%	47%	EE, KE
T&T	0	0%	0%	0%	-
Mesoamérica					
Costa Rica	265	44% *	15%	21%	GLP
El Salvador	407	54% ↘	18%	15%	GLP
Guatemala	3,675	90% →	30%	82%	GLP
Honduras	1,530	86% →	29%	78%	GLP
Méjico	6,230	29% ↘	10%	18%	GN
Nicaragua	862	90% ↘	30%	80%	GLP
Panamá	359	58% ↘	19%	42%	GLP
Área Andina					
Bolivia	513	58% *	19%	53%	GN
Colombia	1,765	35% ↘	12%	15%	GN
Ecuador	424	23% ↘	8%	9%	GLP
Perú	1,518	50% *	17%	27%	GLP
Venezuela	15	0%	0%	0%	GN
Área del Sur					
Argentina	312	3% ↘	1%	2%	GN
Brasil	8,093	35% ↘	12%	18%	GN
Chile	3,052	61% →	20%	60%	GN
Paraguay	987	76% *	25%	55%	EE, GLP
Uruguay	304	40% ↘	13%	23%	GLP

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011)

*la tendencia resulta incierta

†estimado mediante el método potencial

La mejora en la eficiencia promedio de las cocinas y estufas a leña de un 10% a un 30% conduciría a reducciones en la participación de la leña en el consumo residencial que en general son muy superiores a la reducción por sustitución por otras fuentes energéticas.

Cuadro 6.10.2.2. Tipología de las perspectivas de mejora de eficiencia en el uso de la leña y el carbón vegetal – Sector Residencial

		Δ participación (LE+CV) en sector residencial por sustitución			
		<10%	>=10% y <20%	>=20% y <30%	>=30%
Δ participación (LE+CV) en sector residencial por mejora de eficiencia	>=50%	Guatemala Guyana Haití Honduras Nicaragua		Paraguay	
	>=30% y <50%	Bolivia Chile Suriname	Jamaica Panamá	Perú	El Salvador
	>=10% y <30%	Grenada	Brasil Ecuador México República Dominicana Uruguay	Colombia Costa Rica	
	<10%	Argentina Cuba			

Fuente: elaboración propia

6.10.3. Problemas y temas de investigación

Seguidamente se listan los principales problemas y temas de investigación vinculados al uso de la leña.

- Subestimación del consumo de leña consignado en los balances energéticos nacionales. Se debe a problemas con la información de base, y principalmente relacionados con la leña no comercial. Esta subestimación puede ser muy significativa. En el caso de la Argentina, la reconstrucción del consumo de leña en base a estudios energéticos sectoriales por fuentes y usos resulta en un consumo tres veces superior al indicado en el BEN.
- Muchos estudios de prospectiva cierran su información del año base contra el BEN, con lo cual se amplifica el impacto de los datos subestimados de consumo de leña.
- Se detectaron inconsistencias entre algunos balances de OLADE y los balances originales de los países para años recientes (e.g. consumo residencial de biomasa, Bolivia, Año 2009). En principio podría deberse a revisiones posteriores a la publicación de los balances que realizan los países o a la falta de homogeneidad en las categorías de fuentes.
- Otras limitaciones relacionadas con la información disponible en los balances energéticos nacionales sobre el consumo de leña tienen que ver con la falta de desagregación de los consumos rural y urbano, y con la escasez de datos de eficiencia en el uso de la leña. Efectivamente, no es posible analizar en base a los datos de los balances energéticos nacionales si la biomasa está siendo consumida en forma sustentable o no y el potencial de sustitución por otras fuentes energéticas. Una aproximación a este tipo de análisis requeriría la elaboración de matrices de fuentes y usos en términos de energía útil.

6.10.4. Recomendaciones - Uso sustentable y racional de la leña

Dada la magnitud de los ahorros potenciales de leña derivados de medidas de mejora de eficiencia, la introducción de artefactos eficientes de combustión de

biomasa debería formar parte de una estrategia de uso sustentable de la leña en el sector residencial en ALyC, principalmente en aquellas regiones donde el suministro de GLP/GN no sea viable en el corto a mediano plazo. Esto traería aparejado un mejoramiento en la calidad del aire en el interior de las viviendas (problema crónico en gran parte de los usuarios residenciales de biomasa de ALyC) y una menor presión sobre el recurso. La estrategia de mejora de eficiencia en la utilización de la LE y el CV cobra especial relevancia en países con un alto consumo de leña per cápita (Guatemala, Guyana, Honduras, Chile, Paraguay) y en aquellos con una alta participación de la leña en el consumo final y donde la sustitución por otras fuentes tiene un potencial limitado (Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Nicaragua, Chile, Bolivia, Paraguay, entre otros). Existe tecnología de estufas eficientes probada en muchos países de ALyC, y en particular de Mesoamérica.

Una estrategia diseñada para mitigar los impactos negativos del uso no sustentable de la leña debería complementar la introducción de tecnologías de uso más eficiente con medidas referidas al suministro del recurso energético:

- Promoción de plantaciones forestales comunitarias. Tiene que venir acompañado de una regularización de la tenencia precaria de la tierra y una política de recuperación de tierras degradadas o afectadas por procesos de erosión
- Implementación de planes de manejo de bosques nativos y determinación de tasas de extracción sustentables
- Regulación del acceso a los recursos de biomasa de carácter fiscal o privado
- Aprovechamiento de los residuos de poda, forestales y otros para la fabricación de briquetas para el sector residencial
- Implementación de medios modernos de recolección, transporte, almacenamiento y secado de biomasa. Esto permitiría reducir el tiempo dedicado a la provisión de biomasa, incrementar su densidad energética, y mejorar la continuidad del abastecimiento a lo largo de todo el año

6.11. Otras Biomosas (residuos agrícolas, pecuarios, agroindustriales, efluentes)

6.11.1. Situación actual

El 100% del consumo final de productos de caña corresponde al sector industria, excepto en Colombia (74%) y en Perú (2%), donde una parte se consigna en el sector agropecuario. En relación a otras primarias, la mayor parte del consumo final corresponde al sector industria, salvo en México (4.7% en industria), Nicaragua (39.9%), Colombia (63.1%), y República Dominicana (85.9%) (en general presentan consumos en residencial, y comercial y servicios).

Sólo Brasil consigna consumo propio de productos de caña.

El consumo de otras biomosas para AP está presente en la mayor parte de los países de ALyC, aunque en diversa magnitud. La mayor parte de este consumo corresponde a productos de caña, aunque las otras primarias también son

relevantes en Brasil, Argentina, Uruguay, Colombia y Chile. Participaciones iguales o cercanas al 100% en la demanda para AP se registran en Bolivia, Cuba, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, y Uruguay.

Pocos países utilizan otras biomásas para SP, todos ellos de Mesoamérica (Guatemala 33% de la demanda en SP, Honduras 18%, Costa Rica 3%, Nicaragua 1%).

Cuadro 6.11.1.1. Indicadores relacionados con el uso energético de otras biomásas primarias en ALyC (2009)

País	Oferta de Productos de Caña / OTEP	Oferta de Otras Primarias / OTEP	Consumo energético PC / Oferta de PC	Consumo energético OP / Oferta de OP	Consumo Industrial de (PC+OP) / Consumo Industrial	Consumo AP (PC+OP) / Consumo AP	Consumo SP (PC+OP) / Consumo SP
Caribe	3.8%	0.4%	91%	100%	12.2	19%	
Barbados	6.4%		83%		54%		
Cuba	8.5%		95%		15.6%	100%	
Grenada	0.5%		100%		20.9%		
Guyana	19.9%		72%		59.7%	52%	
Haití	1.9%		100%		12.7%		
Jamaica	4.2%		100%		35%		
República Dominicana	3.3%	2.1%	92%	100%	28.9%	2%	
Surinam		1.4%		100%	4.4%		
T&T	0.1%					31%	
Mesoamérica	1.4%	0.1%	54%	74%	6.9%	5%	1%
Costa Rica	5.2%	4.4%	94%	64%	40.1%		3%
El Salvador	6.1%		48%		11.6%	100%	
Guatemala	11.6%					91%	33%
Honduras	7.2%					100%	18%
Méjico	0.7%	0.1%	100%	88%	6.3%		
Nicaragua	9%	1.3%	3%	75%	6.9%	96%	1%
Panamá	2.4%		45%		5.6%	100%	
Área Andina	1.5%	0.6%			3.8%	22%	
Bolivia	5.3%	1.4%	89%	100%	27.7%	100%	
Colombia	3.8%	1.9%	76%	56%	15%	27%	
Ecuador	1.7%		39%		5.6%	18%	
Perú	2.5%	0.8%	24%	100%	0.1%	45%	
Venezuela							
Área del Sur	12.9%	3.5%			24%	43%	
Argentina	1.4%	2.5%	85%		5.3%	23%	
Brasil	18.5%	3.9%	36%	60%	29.3%	53%	
Chile						2%	
Paraguay	5.4%	10.1%		100%	46%		
Uruguay		12.2%		83%	40.5%	99%	
ALyC	6.3%	1.6%			15.8%	21%	

Fuente: elaboración propia en base a (SIEE, 2011)

Nota: PC productos de caña; OP otras primarias (se asume que incluye principalmente residuos de biomasa); AP autoprodutores; SP Servicio Público

Las tecnologías comercialmente disponibles para aprovechar energéticamente los residuos forestales y agroindustriales son la basada en la generación de vapor y la gasificación.

Ambas tecnologías son aptas para la cogeneración de calor y electricidad. La primera ha sido más difundida en ALyC, mientras que la aplicación de la segunda ha sido limitada.

En relación a los recursos pecuarios, la tecnología utilizada comercialmente para convertirlos en biogás es la digestión anaeróbica.

6.11.2. Recursos potenciales

En ALyC existe una importante producción de recursos de biomasa de diverso origen, aparte de la leña. Se estima que el contenido energético del material lignocelulósico producido actualmente (excluyendo la leña) equivale a un 10% de la OTEP de los países indicados seguidamente.

Cuadro 6.11.2.1. Producción actual y potencial de otras biomásas en ALyC.

País	Material lignocelulósico*		Residuos húmedos (potencial de biogás en base a la producción actual de estiércol)		OTEP 2009 (ktep)
	Actual (ktep/año)	Potencial (ktep/año)	Biogás (Mm3/año)	Biogás (ktep/año)	
Argentina	5,250	17,250	15	7	78,255
Brasil	49,500	106,750	71	32	239,071
Chile	9,250	10,250	1	1	23,912
Colombia	3,250	28,000	7	3	36,930
Ecuador	2,500	3,250	2	1	11,092
México	16,000	60,750	11	5	272,160
Perú	3,000	11,750	0	0	19,916
Mesoamérica	11,250	-	3	1	289,501
Total	100,000	238,000	111	50	970,836

Fuente: elaboración propia en base a (Biotop, 2009a)

*incluye algunas restricciones y factores de disponibilidad tentativos. Abarca biomasa forestal no cosechada, residuos forestales, biomasa de bosque nativo, cosechas leñosas, residuos agroindustriales.

Los mayores porcentajes respecto de la OTEP se registran en Chile, Ecuador, Brasil, y Perú.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la estimación de la disponibilidad real de material lignocelulósico para fines energéticos tiene un alto margen de incertidumbre debido a una serie de restricciones en el uso/acceso a los recursos. Estas restricciones pueden darse por competencia con otros usos, criterios ambientales y de conservación, y costos asociados principalmente con la recolección y transporte

de un recurso energético que puede hallarse geográficamente disperso y ser de difícil acceso.

En relación a la producción potencial de biogás en base a estiércol de animales, la misma no es significativa en relación a los niveles de demanda de energía. A pesar de ello, puede tener un rol relevante en la agroindustria, y en ciertas ramas industriales como alimentos y bebidas.

Las principales restricciones se identifican a continuación:

Cuadro 6.11.2.2. Principales restricciones para la utilización de residuos de biomasa en ALyC

Residuo / Origen	Restricciones
Agrícolas	Aporte de los residuos al mantenimiento de la fertilidad y estructura del suelo, conservación de la humedad y nutrientes. Requerimientos de recolección, transporte, almacenamiento y acondicionamiento de la biomasa.
Agroindustriales	Sin mayores restricciones. Almacenamiento y acondicionamiento.
Forestales	Requerimientos de recolección, transporte, almacenamiento y acondicionamiento de la biomasa. Viable para actividades que concentran la producción de residuos forestales (e.g. aserraderos)
Pecuarios	Requerimientos de recolección y alimentación de biodigestores. Resistencia cultural al manejo del guano en esquemas no automatizados. Viable para esquemas de cría estabulada (e.g. feedlot y granjas porcinas)
RSU / Rellenos sanitarios	Diseños de rellenos/vertederos no pensados para el aprovechamiento del biogás (e.g. perfiles poco profundos, falta de infraestructura de recolección de gases). Potencialmente viable para rellenos de grandes centros urbanos.
Aguas servidas / Plantas de tratamiento de efluentes domésticos	Sin mayores restricciones, salvo potencialmente en climas muy fríos. Requerimientos para el acondicionamiento, almacenamiento y transporte de biogás/metano. Potencialmente viable para todas las escalas.

Fuente: elaboración propia

6.11.3. Tecnologías para aprovechamiento de recursos de biomasa

Las características de las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de residuos de biomasa se tipifican en el siguiente cuadro:

Cuadro 6.11.3.1. Características de las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de residuos de biomasa

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Materia prima / actividad productiva
Vapor	Tecnología ampliamente probada en ALyC, disponible y conocida en rangos de potencia medios a elevados. Acepta una multiplicidad de combustibles producidos por la agroindustria en la región. Utilizable en combinación con turbinas y motores para la producción de EE	Baja eficiencia en relación a la gasificación. No disponible comercialmente en baja potencia.	Residuos varios de actividades forestales, agrícolas y agroindustriales

Gasificación	<p>Existe experiencia en ALyC en baja potencia (Brasil, Chile, Argentina, Paraguay). Mayor eficiencia respecto de la tecnología de vapor Produce calor y electricidad</p>	<p>Tecnología no muy difundida en ALyC. Reducida oferta comercial de equipos de baja potencia. Asistencia técnica limitada (centros de I&D especializados). Ausencia de red de mantenimiento local. Algunos aspectos aún bajo desarrollo en baja potencia (e.g. automatización) Requiere homogeneidad en el combustible y en sus características. Puede requerir mucho seguimiento y soporte técnico hasta la puesta a punto, y alto mantenimiento dependiendo del modo de operación y de las características de la materia prima. Baja densidad energética. Requiere motores modificados y sobredimensionados para producir EE. Baja eficiencia y performance medioambiental a cargas parciales.</p>	Forestal/Aserradero Agroindustrial
Digestión anaeróbica	<p>Experiencia en pequeña y mediana escala en ALyC Reduce la contaminación y los riesgos ambientales y sobre la salud asociados con algunos residuos y efluentes. Enmienda orgánica como sub-producto. Capacidad para almacenar energía en forma de biogas. Reduce emisiones de GEI Produce calor y electricidad</p>	<p>Tiempo de puesta en marcha relativamente largo. Puede presentar problemas de operación a bajas temperaturas. Requiere un motor adaptado/sobredimensionado para la generación de EE ya que el PCI del gas es relativamente bajo. Requiere sistema de almacenamiento de gas Requiere limpieza del biogás (H₂S). Requiere separación de CO₂ y acondicionamiento para poder ser inyectado a redes de GN distribuido</p>	Actividad pecuaria Tratamiento de aguas servidas y otros efluentes con alto contenido de materia orgánica (e.g. agroindustriales)

Fuente: elaboración propia

6.11.4. Problemas y temas de investigación

El siguiente punteo de temas es indicativo y surge del análisis efectuado.

- No siempre es sencillo discriminar las otras fuentes de biomasa en los balances energéticos ya que suelen agregarse con otros energéticos dentro de una misma categoría. Tal es el caso de la categoría “Otras primarias” que abarcaría no sólo otras fuentes primarias de biomasa sino también otras fuentes renovables como solar y eólica. Algo similar sucede en el caso de “Otras secundarias”, que podría abarcar tanto recursos renovables (e.g. biogas) como no renovables.
- Determinación de potenciales aprovechables. Es relativamente sencillo estimar el potencial de producción de residuos agrícolas, agroindustriales y pecuario. Sin embargo, la diversidad de restricciones existentes para su aprovechamiento vuelve muy compleja la determinación de un potencial efectivamente utilizable.
- Desarrollo de la tecnología de vapor en potencias bajas. Mejora de la eficiencia.
- Producción regional de gasificadores y establecimiento de una red de soporte técnico y mantenimiento. Mejora de la confiabilidad y robustez. Automatización. Tolerancia a variación en las características del combustible.
- Disponibilidad comercial en la región de motores aptos para quemar biogás y gas pobre. Repuestos y mantenimiento regional.

- Determinación de la fracción del residuo agrícola que debe quedar en el campo (en función de las características del suelo, cultivo, esquema de rotación, clima, etc.)
- La ausencia de financiamiento accesible se presenta como una de las principales barreras para la implementación de los sistemas de conversión de otras biomásas (vapor, gasificación, biodigestores). Otra importante barrera para el aprovechamiento en pequeña escala es la ausencia de equipamiento disponible comercialmente y de una adecuada red de asistencia y mantenimiento.

6.11.5. Perspectivas y recomendaciones

A modo de síntesis se puede afirmar que:

- Existen recursos en la región para incrementar el aprovechamiento de otros recursos de biomasa, en mayor o menor medida dependiendo del recurso específico.
- El aprovechamiento más integral se estaría dando en la agroindustria (e.g. bagazo), aunque aún resta completar este proceso y realizar mejoras de eficiencia (e.g. calderas). Este grado de desarrollo se debe en parte a la disponibilidad del recurso en forma concentrada en el lugar de utilización, al elevado costo de la energía convencional, y a la ausencia de alternativas viables de uso/disposición. La producción de biocombustibles podría representar una alternativa en el mediano o largo plazo para disponer de excedentes.
- Los residuos de aserraderos estarían en una categoría similar a la anterior, aunque su aprovechamiento parece ser menos difundido, tal vez debido a la escala de explotación y su relación con el módulo mínimo de tecnología de conversión energética. Existe aquí un potencial para la reducción del impacto ambiental (e.g. disposición de grandes volúmenes de aserrín), la promoción de economías locales y el abastecimiento de energía a comunidades aisladas. Se requiere para ello la puesta a punto comercial de tecnologías de aprovechamiento energético de baja y media potencia y su respectiva red de asistencia técnica y mantenimiento (vapor y gasificación).
- El aprovechamiento de los residuos pecuarios y otros de alto contenido de materia orgánica también presenta un potencial interesante para todas las actividades que impliquen un manejo estabulado de animales (e.g. feedlot, granjas porcinas), diversas agroindustrias y efluentes urbanos. Su uso se está difundiendo lentamente en todas las escalas de producción (Chile, Argentina, Bolivia, Brasil) y existen proyectos MDL en ALyC (Brasil, Ecuador, Honduras, Chile, Nicaragua, Perú, Colombia, Argentina, Guatemala). Sin embargo, para la pequeña escala es necesario superar la producción artesanal y avanzar en la disponibilidad de sistemas comerciales estandarizados de bajo costo y de una adecuada red de asistencia y mantenimiento. Esto abarca tanto la generación de biogás como la tecnología para producción de EE. El proceso de intensificación ganadera que se experimenta en varios países de ALyC facilitará el aprovechamiento de estos recursos, principalmente cuando el esquema de manejo incorpore esta posibilidad desde su concepción. La biodigestión de efluentes urbanos aún no está muy difundida en ALyC

(excepto en Chile) a pesar de sus ventajas desde el punto de vista ambiental y energético. El precio de los energéticos convencionales y la magnitud de las inversiones necesarias son parcialmente responsables de esta situación.

- Diversos países de ALyC han presentado proyectos MDL para la captura y el aprovechamiento del biogás de rellenos sanitarios (Brasil, México, Argentina, Colombia, Chile, El Salvador, Costa Rica, Bolivia, Perú, Uruguay, Cuba, República Dominicana, Ecuador)⁹⁹. Sólo una fracción de estos proyectos plantea el aprovechamiento energético, y pocos han avanzado en el proceso de extracción del mismo, mayormente para la conversión del metano en CO₂. Existe entonces en esta área un interesante potencial de aprovechamiento energético, principalmente en grandes centros urbanos de ALyC y en el contexto de la reducción de emisiones de GEI.
- Las perspectivas más inciertas de aprovechamiento se presentan para los recursos forestales no cosechados (bosques nativos) y para los residuos agrícolas. Aún es necesario estudiar las escalas y costos asociados, y las implicancias desde el punto de vista ambiental.

6.12. Bibliografía y Referencias

- (Biotop, 2009a) Biotop, Feedstock production in Latin America, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2009
- (Biotop, 2009b) Biotop, Full Scale integrated biorefineries, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2009
- (Biotop, 2010a) Biotop, Policy Recommendations on research and technical development for biofuels, Deliverable D7.4, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2010
- (Biotop, 2010b) Biotop, Policy Recommendations on research and technical development for biofuels, Deliverables D7.1, D7.2, and D7.3, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2010
- (CEPAL, ¿?) Fuente de los datos de población
- (CONPES, 2008) Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia Departamento Nacional de Planeación, Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, Documento CONPES 3510, 2008
- (Duffey, 2011) Duffey, A., Estudio regional sobre la economía de los biocombustibles 2010: temas clave para los países de América Latina y el Caribe, Documento para discusión, Diálogo de políticas sobre el desarrollo institucional e innovación en biocombustibles en América Latina y el Caribe, CEPAL/FAO/GIZ, 2011
- (FAO, 2010) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Análisis de costos de producción de biocombustible en Perú, Bioenergía y seguridad alimentaria Vol.1, 2010

⁹⁹ (UNFCCC, 2011)

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

- (FAO, 2009) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, El estado de la inseguridad alimentaria en el Mundo, 2009
- (FAOSTAT, 2011) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Base de datos sobre recursos, <http://faostat.fao.org/>, 2011
- (Fedebio, 2011) Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia, <http://www.fedebiocombustibles.com/v2/>, 2011
- (IEA, 2011) International Energy Agency, Technology Roadmap – Biofuels for transport, OECD/IEA, 2011
- (IICA, 2007) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – I Etanol, 2007
- (IICA, 2010a) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – II Biodiesel, 2010
- (IICA, 2010b) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Mapeo político-institucional y análisis de la competencia entre producción de alimentos y bioenergía, 2010
- (Lamers, 2011) Lamers, P. et al., International Bioenergy Trade – A review of past developments in the liquid biofuel market, Renewable and Sustainable energy Reviews 15, 2011
- (MEM, 2011) Ministerio de energía y minas de Colombia, <http://www.minminas.gov.co/minminas/>, 2011
- (Minagri, 2005) Ministerio de Agricultura y Desarrollo rural, La cadena de las oleaginosas en Colombia, 2005
- (Montamat, 2011) Motamat & Asociados, Informe Mensual de precios de la energía, Junio 2011
- (OSINERGMIN, 2011) Osinergmin, Análisis de la Evolución de Precios del Etanol y Gasohol y propuesta de Metodología para el Cálculo del Precio de Referencia del Gasohol, 2011
- (Petropar, 2011) Petróleos Paraguayos, <http://www.petropar.gov.py/datoscomerciales.php>, 2011
- (Pistonesi, 2008) Pistonesi, H. et al., Aportes de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2008
- (SE, 2011) Secretaría de Energía de la República Argentina <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3033>
- (SIEE, 2011) OLADE, Sistema de Información Económica Energética SIEE, <http://sieve.olade.org/sieve/default.asp>, 2011
- (IPCC, 2011) Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate change Mitigation, Postdam Institute for Climate Impact Research, 2011
- (UNCTAD, 2009) United Nations Conference on Trade and Development, The Biofuels market: current situation and alternative scenarios, United Nations, 2009
- (UNFCCC, 2011) United Nations Framework Convention on Climate Change, Clean Development projects database, <http://cdm.unfccc.int/Projects/>, 2011

(WB, 2011)

World Bank, World
<http://data.worldbank.org/indicator> , 2011

Development

Indicators,



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO VII-Carbón Mineral

15 de diciembre de 2011

INDICE

	Pág.
7. INTRODUCCIÓN.....	484
7.2. El Carbón en América Latina	485
7.2.1. América Latina y El Caribe y el Mundo.....	485
7.2.2. La cadena del Carbón Mineral en América Latina.....	486
7.2.2.1. Las Reservas Comprobadas	486
7.2.2.2. La Producción	489
7.2.2.3. Las Importaciones	491
7.2.2.4. Las Exportaciones	493
7.2.2.5. El Consumo	495
7.2.3. Análisis de la Cadena energética por países y subregiones	502
7.2.3.1. Caribe	503
7.2.3.2. Mesoamérica	507
7.2.3.3. Andina.....	514
7.2.3.4. Sur	520
7.2.3.5. América Latina y el Caribe.....	526
7.3. Los mercados del Carbón mineral en los países de América latina y El Caribe.....	527
7.3.1. El mercado de la generación eléctrica.....	527
7.3.2. El mercado siderúrgico del carbón mineral.....	533
7.4. Algunas conclusiones sobre los mercados del carbón mineral en América Latina y El Caribe	534
7.5. Perspectivas del mercado del Carbón en América Latina y el Caribe	535
7.5.1. Algunos presupuestos.....	535
7.5.2. Las perspectivas en el mercado de Generación Eléctrica en América Latina y El Caribe.....	536
7.5.3. Las perspectivas en el mercado siderúrgico.....	539
7.5.4. Las perspectivas en otros Mercados	540
7.5.5. Conclusión sobre las perspectivas de los mercados para el uso del Carbón en América Latina y el Caribe.....	540
7.6. La Integración	540
7.7. Bibliografía	542

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 7.2.1.1. Participación de América latina y El Caribe con relación al Mundo en las Reservas Comprobadas, la Producción, y el Consumo de Carbón Mineral	485
Cuadro 7.2.2.1.1. Reservas comprobadas de América latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	486
Cuadro 7.2.2.1.2. Estructura de las Reservas comprobadas de América latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	487
Cuadro 7.2.2.1.3. Reservas de Combustibles No Renovables América Latina y El Caribe	489
Cuadro 7.2.2.2.1. Producción de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	490
Cuadro 7.2.2.2.2. Estructura de la Producción de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	490
Cuadro 7.2.2.3.1. Importación de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009.....	491
Cuadro 7.2.2.3.2. Estructura de la Importación de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	492
Cuadro 7.2.2.4.1. Exportaciones de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009.....	493
Cuadro 7.2.2.4.2. Estructura de las Exportaciones de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	494
Cuadro 7.2.2.5.1. Consumo de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	495
Cuadro 7.2.2.5.2. Estructura del Consumo de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009	496
Cuadro 7.2.2.5.3. Evolución de los Consumos por Tipo: año 1990.....	497
Cuadro 7.2.2.5.4. Evolución de los Consumos por Tipo: año 2000.....	498
Cuadro 7.2.2.5.5. Evolución de los Consumos por Tipo: año 2009.....	499
Cuadro 7.2.2.5.6. Participación del carbón en la generación de electricidad de América Latina y El Caribe	501
Cuadro 7.3.1.1. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. CHILE	529
Cuadro 7.3.1.2. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. COLOMBIA.....	530
Cuadro 7.3.1.3. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. Brasil.....	531
Cuadro 7.3.1.4. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. México	532
Cuadro 7.3.1.5. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. República Dominicana.....	532

7. INTRODUCCIÓN

Es sabido que el Carbón Mineral es el combustible no renovable más abundante en la naturaleza, superando ampliamente al Petróleo, al Gas Natural y al Uranio.

El consumo de carbón se distribuye aproximadamente entre tres mercados: el de generación de electricidad (63%) el siderúrgico (81,5%) el de otras industrias, especialmente la del cemento, y los usos residenciales (22%).

Su mercado específico era el vinculado a la industria siderúrgica, mediante la utilización del coque obtenido a partir de cierto tipo de carbones, que no son necesariamente los más abundantes en la naturaleza, pero que la tecnología está en condiciones de complementar con otros que suelen derivarse al carbón vapor.

Para la obtención del acero la tecnología del Alto Horno compite con la de reducción directa que emplea el Gas Natural a esos efectos.

De todas maneras es en la generación de electricidad donde parece estar más el futuro del carbón.

Solamente a título de ejemplo se menciona la previsión de la Agencia internacional de Energía en su documento: "Energy Technology perspectivas" del 2006, donde presentaba dos escenarios al año 2050.

En el de Referencia elevaba la participación del carbón en la generación eléctrica total mundial del 40% en el año 2003 al 47%, con una tasa a. a. del 2,6%; además daba un fuerte impulso al uso de Gas Natural y a las Energías Renovables, y prácticamente congelaba a la nuclear.

El otro escenario era fuertemente nuclear y parecería muy poco probable ocurrencia, luego de los sucesos de Japón durante el año 2011.

El mercado siderúrgico, si bien creciente, estará morigerado por las mejoras en la tecnología para producir acero, todas con importantes disminuciones en los consumos específicos.

Algo similar se puede mencionar para la producción de cemento.

Tampoco puede dejar de ser tenida en cuenta la producción de carburantes sintéticos a partir del carbón, cuyas tecnologías son conocidas desde hace tiempo.

El cuestionamiento más importante al uso del carbón mineral estaría dado por sus impactos ambientales, a los cuales ya se ha hecho referencia, y que si bien son una real restricción no implican necesariamente su absoluta descalificación ya que también se han mencionado medidas para la mitigación o morigeración de sus impactos.

Todos estos destinos del carbón conducirían a no considerar necesariamente terminada la participación de este combustible en la matriz energética futura aún a pesar de que el incremento en el uso aún en China podría disminuir tras la fuerte

introducción de renovables, al menos en el sector eléctrico, no así posiblemente en usos calóricos industriales.

7.2. El Carbón en América Latina

7.2.1. América Latina y El Caribe y el Mundo

El carbón mineral fue hasta 1966 la principal fuente energética mundial. Lo sigue siendo en China y tiene gran importancia en Estados Unidos, Alemania, Australia; en ciertos países del Europa del Este y de Asia. En cambio en América Latina y el Caribe, como se verá más adelante, salvo en Colombia, su participación en los distintos conceptos de la cadena energética es casi marginal.

Este energético está difundido en alguna de sus formas (turba, lignito, hulla) en prácticamente todos los países de la región, pero no se han realizado los esfuerzos necesarios para cuantificarlo. Varios son los motivos que explican esta situación. Entre ellos se puede citar la gran dispersión espacial de los carbones minerales que les resta competitividad frente a los hidrocarburos locales e importados; el desinterés de las empresas petroleras por explorar y eventualmente contabilizarlos; las pautas culturales de buena parte de la población de América Latina y el Caribe acostumbrada a los hidrocarburos líquidos o gaseosos y electricidad y que a diferencia de lo ocurrido por ejemplo en los países europeos, saltó directamente de la leña a los combustibles líquidos o gaseosos, sin pasar por el carbón mineral.

En el siguiente cuadro se puede apreciar la participación de América latina y El Caribe con relación al Mundo en las Reservas Comprobadas, la Producción, y el Consumo de Carbón Mineral.

Cuadro 7.2.1.1. Participación de América latina y El Caribe con relación al Mundo en las Reservas Comprobadas, la Producción, y el Consumo de Carbón Mineral (%)

	1990	2010
Reservas Comprobadas	1,11	1,61
Producción	1,07	1,56
Consumo	0,91	0,91

Fuente: BP Statistical Review of World Energy Varios Números.

La tabla denotaba la ganancia de participación de la Región de cuanto a la producción y reservas y la permanencia en lo referente al consumo lo cual indicaba el sesgo exportador centralizados especialmente en Colombia y en Venezuela.

En cuanto a la duración de las Reservas comprobadas en el año 2010, frente 118 años para el Mundo, en América Latina y El Caribe llegaban a 145 años.

7.2.2. La cadena del Carbón Mineral en América Latina

Se analizarán los distintos eslabones agrupando a los países en las cinco Regiones definidas en el estudio y el Total de América Latina y El Caribe para posteriormente analizar las causas de las variaciones en los distintos conceptos, entre 1990 y el 2009, a nivel de los países.

7.2.2.1. Las Reservas Comprobadas

Los valores en miles de toneladas se incluyen en el cuadro 7.2.2.1.1 y la Participación de las distintas regiones y Países en el 7.2.2.1.2.

**Cuadro 7.2.2.1.1. Reservas comprobadas de América latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(Millones de Tn)**

[millones Ton]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	6	9	9	9	0
Barbados	0	0	0	0	0
Cuba	0	0	0	0	0
Grenada	0	0	0	0	0
Guyana	0	0	0	0	0
Haití	6	9	9	9	0
Jamaica	0	0	0	0	0
República Dominicana	0	0	0	0	0
Surinam	0	0	0	0	0
Trinidad y Tobago	0	0	0	0	0
B - Mesoamérica	1.935	1.922	1.903	1.245	1.245
Costa Rica	27	33	33	33	33
El Salvador	0	0	0	0	0
Guatemala	0	0	0	0	0
Honduras	21	21	21	0	0
México	1.886	1.867	1.848	1.211	1.211
Nicaragua	0	0	0	0	0
Panamá	1	1	1	1	1
C - Área Andina	7.173	8.324	7.985	8.087	8.110
Bolivia	0	0	0	0	0
Colombia	6.443	6.594	6.655	6.611	6.720
Ecuador	28	32	22	22	22
Perú	5	1	5	0	0
Venezuela	697	1.697	1.303	1.454	1.368
D - Área del Sur	32.712	33.073	32.954	32.914	32.882
Argentina	103	475	424	423	422
Brasil	32.415	32.391	32.364	32.336	32.312
Chile	194	207	166	155	148
Paraguay	0	0	0	0	0
Uruguay	0	0	0	0	0
E - América del Sur (Área Andina + Área del Sur)	39.885	41.397	40.939	41.001	40.992
América Latina y Caribe	41.827	43.327	42.850	42.254	42.237

Fuente: SIEE, OLADE

Cuadro 7.2.2.1.2. Estructura de las Reservas comprobadas de América latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009 (%)

(%)	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	0,01	0,02	0,02	0,02	0,00
Barbados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cuba	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Grenada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guyana	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Haití	0,01	0,02	0,02	0,02	0,00
Jamaica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
República Dominicana	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Surinam	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Trinidad y Tobago	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B - Mesoamérica	4,63	4,44	4,44	2,95	2,95
Costa Rica	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08
El Salvador	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guatemala	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Honduras	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00
México	4,51	4,31	4,31	2,87	2,87
Nicaragua	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Panamá	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C - Área Andina	17,15	19,21	18,63	19,14	19,20
Bolivia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Colombia	15,40	15,22	15,53	15,65	15,91
Ecuador	0,07	0,07	0,05	0,05	0,05
Perú	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00
Venezuela	1,67	3,92	3,04	3,44	3,24
D - Área del Sur	78,21	76,33	76,91	77,90	77,85
Argentina	0,25	1,10	0,99	1,00	1,00
Brasil	77,50	74,76	75,53	76,53	76,50
Chile	0,46	0,48	0,39	0,37	0,35
Paraguay	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Uruguay	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E - América del Sur (Area Andina + Area del Sur)	39.885	41.397	40.939	41.001	40.992
América Latina y Caribe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: SIEE, OLADE

Los datos se refieren a carbones del tipo; Antracita; Bituminoso, Subbituminoso y Lignito y la información proviene del SIEEE-OLADE.

El caso de Brasil es controvertido pues los valores suministrados por el BP Statistical Review of World Energy son bastante menores que los del SIEE-OLADE, que parecerían incluir datos de reservas indicadas y además de medidas Pero para mantener la uniformidad en la información se ha utilizado en todos los caso esta última cifra, pues fuentes de Brasil también presentan las mismas disimilitudes.

También hay diferencias en el caso de Perú donde el SIEE - OLADE no considera valores de Reservas Comprobadas en los años 2000 y 2007 cuando el documento "Minería Actual del Carbón en el Norte del Perú" de E. Mauro Giraldo P. *, Wilfredo

Blas G.* del 19 de enero del año 2008 menciona, y sólo para la zona norte del país, 136 millones de toneladas pero sin diferenciar las que serían Comprobadas de las Probables.

De todas maneras y hecha la salvedad se trabajará con los valores del SIEE-OLADE.

Según estos datos en nueve países de los 26 que conforman América Latina y El Caribe se habían detectado Reservas Comprobadas de Carbón Mineral, siendo Colombia el mayor productor-exportador.

Es probable que el carbón mineral, no sólo en forma de Turba, esté difundido en la mayor parte de los países de América Latina y El Caribe como ya se mencionó en el punto anterior.

Las tres cuartas partes de las Reservas estaban localizadas en el año 2009 en cuatro países, Brasil; Colombia; Venezuela y México que explicaban el 98% de este concepto.

Por otra parte, tanto a nivel de país, como de subregión y Región los valores de las Reservas Comprobadas se habrían mantenido estables entre 1990 y 2009.

En cuanto a los Recursos de Carbón mineral el Survey of Energy Resources; Tablas 1-2i; 1-2ii; 1-2.iii del World Energy Council: 2007, daba para el año 2005 un valor de 22946 millones de toneladas que incluía carbones bituminosos, antracíticos, subbituminosos y Ligníticos.

Este valor, se estima bastante conservador, pues sólo incluye información de Argentina, Brasil y México, y equivaldría a un 54% de las Reservas Comprobadas de América Latina y El Caribe al año 2009.

También es interesante apreciar qué significan las Reservas Comprobadas de Carbón Mineral comparadas con las de los otros combustibles no renovables.

La información para el total de América Latina y El Caribe se presenta en el cuadro 7.2.2.1.3.

Cuadro 7.2.2.1.3. Reservas de Combustibles No Renovables América Latina y El Caribe (%)

Combustible	(%)
Petróleo (*)	44,71
Carbón (**)	38,63
Gas Natural (*)	14,21
Uranio (***)	2,45
Total (10⁶ TEP)	67322

Fuente: Elaborado en base a:

(*) BP Statistical REview of World Energy 2010.

(**) SIEE-OLADE.

(***) Survey of Energy Resources del World Energy Council: 2007.

Como se indica las Reservas Comprobadas de Carbón Mineral sólo eran superadas por las de Petróleo y representaban casi el 39% de las Totales de la Región.

Conviene aclarar que las de Uranio correspondían a sólo seis países (Argentina; Brasil; Chile; Perú y México) con preeminencia de los dos primeros.

Las de Hidrocarburos se situaban en catorce países concentradas especialmente en Venezuela, México y Brasil y agregándose a Trinidad y Tobago para las de Gas Natural.

Estos pocos números reflejan que el Carbón Mineral podría jugar un papel destacado en el futuro energético de algunos países como Colombia, Brasil y Venezuela si las condiciones para su desarrollo y consumo sostenible se establecieran. En particular su potencial para térmicas podría suplir faltantes de gas natural.

7.2.2.2. La Producción

Los valores en miles de toneladas y la participación de las distintas subregiones y países se incluyen en los cuadros 7.2.2.2.1 y 7.2.2.2.2.

**Cuadro 7.2.2.1. Producción de Carbón de América Latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(Millones de Tn)**

[miles Ton]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	0	0	0	0	0
B - Mesoamérica	7.430	8.911	11.847	11.131	10.548
México	7.430	8.911	11.847	11.131	10.548
C - Área Andina	23.759	29.856	46.043	66.301	81.756
Colombia	21.472	25.740	38.142	59.064	72.807
Perú	97	51	17	43	157
Venezuela	2.189	4.064	7.885	7.195	8.792
D - Área del Sur	6.435	5.568	6.051	5.369	5.035
Argentina	276	305	259	41	69
Brasil	3.976	4.225	5.426	5.164	4.324
Chile	2.183	1.038	366	163	642
E - América del Sur (Area Andina + Area del Sur)	30.194	35.424	52.094	71.670	86.792
América Latina y Caribe	37.624	44.335	63.941	82.801	97.340

Fuente: SIEE, OLADE

**Cuadro 7.2.2.2. Estructura de la Producción de Carbón de América Latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(%)**

(%)	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B - Mesoamérica	19,75	20,10	18,53	13,44	10,84
México	19,75	20,10	18,53	13,44	10,84
C - Área Andina	63,15	67,34	72,01	80,07	83,99
Colombia	57,07	58,06	59,65	71,33	74,80
Perú	0,26	0,12	0,03	0,05	0,16
Venezuela	5,82	9,17	12,33	8,69	9,03
D - Área del Sur	17,10	12,56	9,46	6,48	5,17
Argentina	0,73	0,69	0,41	0,05	0,07
Brasil	10,57	9,53	8,49	6,24	4,44
Chile	5,80	2,34	0,57	0,20	0,66
E - América del Sur (Area Andina + Area del Sur)	80,25	79,90	81,47	86,56	89,16
América Latina y Caribe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: SIEE, OLADE

En siete países de los 26 de América latina y el Caribe se producía Carbón mineral en los años señalados en las Tablas.

Colombia era, por mucho el principal productor, con casi las tres cuartas partes del total, pero destinando la mayor parte a la exportación, como se verá más adelante.

Si a Colombia se le suma México y Venezuela absorben casi el 95% de la extracción de este combustible.

7.2.2.3. Las Importaciones

Los valores en miles de toneladas y la participación de las distintas subregiones y países se muestran seguidamente.

**Cuadro 7.2.2.3.1. Importación de Carbón de América Latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(Millones de Tn)**

[miles Ton]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	212	177	167	559	797
Barbados					
Cuba	153	77	22	23	17
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica	50	56	53	60	33
República Dominicana	9	44	93	476	747
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	223	1.328	3.801	10.562	6.456
Costa Rica		0	0	60	4
El Salvador					
Guatemala			215	408	345
Honduras			135	241	103
México	191	1.271	3.391	9.852	6.004
Nicaragua					
Panamá	32	57	60		
C - Área Andina	41	244	625	924	1.089
Bolivia					
Colombia				3	
Ecuador					
Perú	41	244	625	921	1.089
Venezuela					
D - Área del Sur	18.750	21.728	25.705	26.161	26.009
Argentina	1.505	1.408	975	959	1.646
Brasil	15.585	18.110	20.328	20.937	19.172
Chile	1.660	2.209	4.402	4.264	5.188
Paraguay				0	0
Uruguay	1	0	1	1	2
E - América del Sur (Área Andina + Área del Sur)	18.791	21.972	26.330	27.084	27.099
América Latina y Caribe	19.227	23.477	30.298	38.205	34.351

Fuente: SIEE, OLADE

Cuadro 7.2.2.3.2. Estructura de la Importación de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009 (%)

(%)	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	1,10	0,76	0,55	1,46	2,32
Barbados					
Cuba	153	0,33	0,07	0,06	0,05
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica	50	0,24	0,17	0,16	0,10
República Dominicana	9	0,19	0,31	1,24	2,17
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	223	5,66	12,55	27,64	18,79
Costa Rica		0,00	0,00	0,16	0,01
El Salvador					
Guatemala			0,71	1,07	1,01
Honduras			0,45	0,63	0,30
México	191	5,41	11,19	25,79	17,48
Nicaragua					
Panamá	32	0,24	0,20		
C - Área Andina	41	1,04	2,06	2,42	3,17
Bolivia					
Colombia				0,01	
Ecuador					
Perú	41	1,04	2,06	2,41	3,17
Venezuela					
D - Área del Sur	18.750	92,55	84,84	68,48	75,72
Argentina	1.505	6,00	3,22	2,51	4,79
Brasil	15.585	77,14	67,09	54,80	55,81
Chile	1.660	9,41	14,53	11,16	15,10
Paraguay				0,00	0,00
Uruguay	1	0,00	0,00	0,00	0,01
E - América del Sur (Area Andina + Area del Sur)	18.791	93,59	86,90	70,89	78,89
América Latina y Caribe	19.227	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: SIEE, OLADE

De los 26 países de la Región, si bien sólo 7 países eran productores de Carbón, 15 eran importadores.

Entre Brasil, México y Chile acaparaban el 88,4% de las Importaciones regionales.

En el primer caso debido al consumo de las coquerías y en los restantes por el de las Centrales Eléctricas.

7.2.2.4. Las Exportaciones

Los valores en miles de toneladas y la participación de las distintas subregiones y países se incluyen en los cuadros 7.2.2.4.1 y 2

**Cuadro 7.2.2.4.1. Exportaciones de Carbón de América Latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(Millones de Tn)**

[miles Ton]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe					
Barbados					
Cuba					
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica					
República Dominicana					
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	8	1	5	5	5
Costa Rica					
El Salvador					
Guatemala					
Honduras					
México	8	1	5	5	5
Nicaragua					
Panamá					
C - Área Andina	15.339	22.516	43.544	60.750	77.162
Bolivia					
Colombia	13.505	18.274	35.614	53.607	68.684
Ecuador					
Perú					
Venezuela	1.834	4.242	7.930	7.143	8.477
D - Área del Sur	32	37		84	43
Argentina	32	37		83	43
Brasil				1	
Chile					
Paraguay					
Uruguay					
E - América del Sur (Area Andina + Area del Sur)	15.371	22.553	43.544	60.835	77.204
América Latina y Caribe	15.379	22.554	43.548	60.840	77.209

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 7.2.2.4.2. Estructura de las Exportaciones de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009 (%)

(%)	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe					
Barbados					
Cuba					
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica					
República Dominicana					
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	0,05	0,004	0,01	0,01	0,01
Costa Rica					
El Salvador					
Guatemala					
Honduras					
México	0,05	0,00	0,01	0,01	0,01
Nicaragua					
Panamá					
C - Área Andina	99,74	99,83	99,99	99,85	99,94
Bolivia					
Colombia	87,81	81,02	81,78	88,11	88,96
Ecuador					
Perú					
Venezuela	11,92	18,81	18,21	11,74	10,98
D - Área del Sur	0,21	0,17		0,14	0,06
Argentina	0,21	0,17		0,14	0,06
Brasil				0,00	
Chile					
Paraguay					
Uruguay					
E - América del Sur (Área Andina + Área del Sur)	99,95	100,00	99,99	99,99	99,99
América Latina y Caribe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Prácticamente dos países Colombia, con el casi 89% y Venezuela con el casi 11% explicaban las exportaciones regionales.

El crecimiento de este concepto ha sido notable entre 1990 y 2009, multiplicándose por 5 veces.

En el caso de Venezuela eran casi el único destino de la Producción.

En Colombia pasaban de representar el 62% de la producción en el año 1990 a tomar casi el 95% en el año 2009.

Es decir que se puede afirmar que estos países, actualmente, producen carbón casi únicamente para su exportación cuando se piensa en la gran minería de carbón. En el caso de Colombia su uso en industrias y generación térmica proviene de producciones en pequeña y mediana escala y según correcciones realizadas a los balances energéticos en 2010 su regresión respecto al consumo de gas natural resultó mucho menor de lo previsto. Es decir el factor precio del carbón aún lo hace competitivo en ausencia de otras restricciones.

7.2.2.5. El Consumo

Los valores en miles de toneladas se incluyen en el cuadro 7.2.2.5.1 y la participación de las distintas subregiones y países en el 7.2.2.5.2.

**Cuadro 7.2.2.5.1. Consumo de Carbón de América Latina y El Caribe:
1990/1995/2000/2005/2009
(Millones de Tn)**

[miles Ton]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	215	163	160	534	841
Barbados					
Cuba	153	63	15		17
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica	52	56	53	59	51
República Dominicana	9	44	93	476	773
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	6569	9970	13325	20796	16788
Costa Rica		0	0	60	4
El Salvador					
Guatemala			215	409	294
Honduras			135	241	103
México	6537	9919	12915	20086	16387
Nicaragua					
Panamá	32	51	60		
C - Área Andina	5304	5988	5007	5138	6096
Bolivia					
Colombia	4825	5609	4132	4018	4815
Ecuador					
Perú	124	372	695	1069	1210
Venezuela	356	7	181	51	71
D - Área del Sur	25365	27356	31904	30988	31199
Argentina	1620	1572	1320	1007	1636
Brasil	20026	22394	25993	26080	23648
Chile	3719	3390	4590	3900	5913
Paraguay				0	0
Uruguay	1	0	1	1	2
E - América del Sur	30669	33344	36911	36127	37296
América Latina y Caribe	37453	43477	50396	57457	54925

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 7.2.2.5.2. Estructura del Consumo de Carbón de América Latina y El Caribe: 1990/1995/2000/2005/2009 (%)

(%)	1990	1995	2000	2005	2009
A – Caribe	0,57	0,38	0,32	0,93	1,53
Barbados					
Cuba	0,41	0,14	0,03		0,03
Grenada					
Guyana					
Haití					
Jamaica	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09
República Dominicana	0,02	0,10	0,18	0,83	1,41
Surinam					
Trinidad y Tobago					
B - Mesoamérica	17,54	22,93	26,44	36,19	30,56
Costa Rica		0,00	0,00	0,10	0,01
El Salvador					
Guatemala			0,43	0,71	0,54
Honduras			0,27	0,42	0,19
México	17,45	22,81	25,63	34,96	29,84
Nicaragua					
Panamá	0,09	0,12	0,12		
C - Área Andina	14,16	13,77	9,94	8,94	11,10
Bolivia					
Colombia	12,88	12,90	8,20	6,99	8,77
Ecuador					
Perú	0,33	0,86	1,38	1,86	2,20
Venezuela	0,95	0,02	0,36	0,09	0,13
D - Área del Sur	67,73	62,92	63,31	53,93	56,80
Argentina	4,33	3,62	2,62	1,75	2,98
Brasil	53,47	51,51	51,58	45,39	43,06
Chile	9,93	7,80	9,11	6,79	10,77
Paraguay				0,00	0,00
Uruguay	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E - América del Sur	81,89	76,69	73,24	62,88	67,90
América Latina y Caribe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

En este eslabón se incluye a las Centrales Eléctricas de Servicio Público y de Autoproducción; a las Coquerías; a las Industrias; al Resto de los Sectores de Consumo Final, al Consumo Propio y a las Pérdidas.

El crecimiento del consumo de carbón entre 1990 y el año 2009 fue muy alto, de casi el 5,2% anual acumulativo, atribuible esencialmente a las Centrales termoeléctricas de México.

En las Tablas 7.2.2.5.3 a 5 se muestra la Evolución de los Consumos por Tipo para los años 1990-2000 y 2009.

Cuadro 7.2.2.5.3. Evolución de los Consumos por Tipo: año 1990 (%) (KTn)

País / AÑO 1990	Centrales SP	Centrales AP	Coquería	Consumo propio	Pérdidas	Industria	Resto	TOTAL [kTon]
A - Caribe	4,3%					94,6%	1,1%	215
Barbados								
Cuba						98,4%	1,6%	153
Grenada								
Guyana								
Haití								
Jamaica						100,0%		52
República Dominicana	100,0%							9
Surinam								
Trinidad y Tobago								
B - Mesoamérica	63,6%		35,9%			0,5%		6.569
Costa Rica								
El Salvador								
Guatemala								
Honduras								
México	63,9%		36,1%					6.537
Nicaragua								
Panamá						100,0%		32
C - Área Andina	17,6%	4,1%	24,9%		0,9%	48,5%	4,0%	5.304
Bolivia								
Colombia	19,3%	4,5%	26,2%		1,0%	45,1%	4,0%	4.825
Ecuador								
Perú			28,8%			54,6%	16,6%	124
Venezuela			6,6%			93,4%		356
D - Área del Sur	18,1%	0,4%	69,1%	0,1%	1,2%	11,0%	0,2%	25.365
Argentina	9,5%	3,7%	84,4%	1,8%		0,6%		1.620
Brasil	9,8%	0,2%	78,2%		1,5%	10,2%	0,1%	20.026
Chile	66,7%		13,2%			19,3%	0,7%	3.719
Paraguay								
Uruguay						100,0%		1
E - América del Sur	18,0%	1,0%	61,4%	0,1%	1,2%	17,4%	0,8%	30.669
América Latina y Caribe	25,9%	0,9%	56,6%	0,1%	1,0%	14,9%	0,7%	37.453

Fuente en base a Datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 7.2.2.5.4. Evolución de los Consumos por Tipo: año 2000 (%) (KTn)

País / AÑO 2000	Centrales SP	Centrales AP	Coquería	Consumo propio	Pérdidas	Industria	Resto	TOTAL [kTep]
A - Caribe	57,7%					42,0%	0,2%	160
Barbados								
Cuba						97,3%	2,7%	15
Grenada								
Guyana								
Haití								
Jamaica						100,0%		53
República Dominicana	100,0%							93
Surinam								
Trinidad y Tobago								
B - Mesoamérica	73,4%		25,1%			1,5%		13.325
Costa Rica						100,0%		0
El Salvador								
Guatemala	100,0%							215
Honduras						100,0%		135
México	74,1%		25,9%					12.915
Nicaragua								
Panamá						100,0%		60
C - Área Andina	18,2%	1,6%	9,2%		1,4%	64,5%	5,1%	5.007
Bolivia								
Colombia	18,8%	1,9%	10,1%		1,7%	65,1%	2,4%	4.132
Ecuador								
Perú	19,6%		6,0%			51,9%	22,5%	695
Venezuela						100,0%		181
D - Área del Sur	26,1%	0,5%	51,8%	0,0%	0,5%	21,0%	0,0%	31.904
Argentina	37,6%	5,1%	51,6%	0,9%		4,8%		1.320
Brasil	18,1%	0,3%	58,3%		0,6%	22,7%		25.993
Chile	68,0%	0,2%	15,6%			16,1%	0,1%	4.590
Paraguay								
Uruguay						100,0%		1
E - América del Sur	25,0%	0,7%	46,1%	0,0%	0,6%	26,9%	0,7%	36.911
América Latina y Caribe	37,9%	0,5%	40,4%	0,0%	0,4%	20,2%	0,5%	50.396

Fuente en base a Datos del SIEE-OLADE.

Cuadro 7.2.2.5.5. Evolución de los Consumos por Tipo: año 2009 (%) (KTn)

País / AÑO 2009	Centrales SP	Centrales AP	Coquería	Consumo propio	Pérdidas	Industria	Resto	TOTAL [kTep]
A - Caribe	91,9%					8,1%		841
Barbados								
Cuba						100,0%		17
Grenada								
Guyana								
Haití								
Jamaica						100,0%		51
República Dominicana	100,0%							773
Surinam								
Trinidad y Tobago								
B - Mesoamérica	83,3%		14,6%			2,2%		16.788
Costa Rica						100,0%		4
El Salvador								
Guatemala	100,0%							294
Honduras						100,0%		103
México	83,5%		14,9%			1,6%		16.387
Nicaragua								
Panamá								
C - Área Andina	27,7%	3,9%	17,5%			48,3%	2,6%	6.096
Bolivia								
Colombia	27,9%	4,9%	22,1%			45,0%		4.815
Ecuador								
Perú	28,5%					58,4%	13,1%	1.210
Venezuela						100,0%		71
D - Área del Sur	25,5%	0,3%	52,3%		0,2%	18,8%	2,9%	31.199
Argentina	30,9%		69,1%					1.636
Brasil	13,0%	0,4%	60,2%		0,3%	22,8%	3,4%	23.648
Chile	74,1%	0,1%	16,3%			7,8%	1,7%	5.913
Paraguay						100,0%		0
Uruguay						100,0%		2
E - América del Sur	25,9%	0,9%	46,6%		0,2%	23,6%	2,8%	37.296
América Latina y Caribe	44,4%	0,6%	36,1%		0,1%	16,8%	1,9%	54.925

Fuente en base a Datos del SIEE-OLADE.

En Colombia, Perú, Venezuela, Cuba, Jamaica, y Costa Rica predomina el consumo de las Industrias, (concentrado, en algunos casos, en las fábricas de cemento).

En Argentina y Brasil prevale el uso en Coquerías y en los países restantes en Centrales Eléctricas.

Doce países consumían carbón en la Región, en el año 2009, pero cuatro de ellos Brasil (43%); México (29,8%); Chile (10,8%) y Colombia (8,8%) absorbían la mayor parte.

México era el país que mostraba el mayor crecimiento entre los años 1990 y 2009, debido a las centrales térmicas que pasaban de tener el 63,9% de los Consumos en 1990 al 83,5% en el año 2009.

Algo similar ocurría en Chile que en 1990 explicaba el 66,7% de los consumos y en el año 2009 el 74,1%.

En cambio en Brasil prevalecían las coquerías, pero se apreciaba un crecimiento de las Centrales Térmicas y de la Industria del cemento.

Colombia mostraba como principal sector de consumo de carbón a las Industrias con una ligera ganancia de participación por parte de las Centrales Eléctricas.

En cinco Países, la participación en el consumo total de carbón de la región no llegaban al 0,5% en cada uno y los 4 restantes, contribuían con el 7,1%.

En Cuba; Jamaica; Costa Rica; Honduras y Venezuela el destino de los consumos era el sector Industrial.

República Dominicana y Honduras, especialmente en los últimos años, habían utilizado el carbón para generar electricidad.

En Perú las Centrales Eléctricas y especialmente las Industrias y en parte la minería explicaban el consumo de este combustible.

En Argentina, que tiene una interesante Industria Siderúrgica son las coquerías las receptoras principales del carbón que también se emplea en algunas Centrales Eléctricas.

Siendo el **sector de Generación de Electricidad** el principal mercado para el carbón en la Tabla 6.2.5.6 se muestra la participación del carbón mineral en la generación de electricidad de América latina y El Caribe para los años 1990-1995.2000-2005-2009.

**Cuadro 7.2.2.5.6. Participación del carbón en la generación de electricidad de América Latina y El Caribe
1990-1995-2000-2005-2009
(%)**

[%]	1990	1995	2000	2005	2009
A - Caribe	0,1%	0,5%	1,0%	3,4%	6,1%
Barbados	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cuba	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Grenada	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Guyana	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Haití	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Jamaica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
República Dominicana	1,1%	3,6%	5,7%	16,2%	21,9%
Surinam	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Trinidad y Tobago	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
B - Mesoamérica	11,4%	16,5%	9,3%	17,3%	14,7%
Costa Rica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
El Salvador	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Guatemala	0,0%	0,0%	15,4%	19,8%	8,8%
Honduras	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
México	12,3%	18,5%	10,0%	19,2%	17,6%
Nicaragua	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Panamá	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C - Área Andina	4,1%	4,8%	2,7%	2,7%	3,0%
Bolivia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Colombia	13,2%	15,2%	8,6%	8,9%	12,1%
Ecuador	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú	0,0%	0,0%	4,6%	6,6%	5,1%
Venezuela	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
D - Área del Sur	8,8%	8,3%	10,0%	5,6%	6,6%
Argentina	1,1%	4,0%	2,4%	0,9%	2,0%
Brasil	6,9%	7,3%	10,2%	4,9%	3,6%
Chile	54,8%	45,8%	38,7%	23,4%	33,9%
Paraguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Uruguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
E - América del Sur (Área Andina + Área del Sur)	7,4%	7,3%	7,9%	4,8%	5,4%
América Latina y Caribe	8,1%	9,8%	8,1%	8,5%	8,0%

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

El análisis de la información permite sacar las siguientes conclusiones:

- Tanto en el año 1990 como en el 2009 sólo ocho países de la Región consumían carbón para generar electricidad.
- La participación del carbón en la generación para el total de la región de mantenía en alrededor del 8%, siendo en todos el período la energía hidráulica la principal fuente, con un paulatino avance del Gas Natural.
- La participación más importante se daba en Chile con casi el 34%, pero con tendencia a disminuir con relación al año 1990, debido a la penetración del Diesel Oil y la posible ocurrencia de años secos El creciente uso de Diesel Oil ha sido consecuencia de la interrupción del suministro de Gas Natural

por parte de Argentina debido a la caída en la producción de este combustible en ese país.

- Ha sido muy importante el aporte de Carbón en República Dominicana, donde todavía el Fuel oil sigue siendo el energético más usado para estos fines.
- En México el aporte se ha incrementado en el período y el Gas Natural ha desplazado al Fuel Oil como el combustible principal.
- En Colombia, principal país carbonero de la Región, el aporte relativo se había mantenido estable y la Hidroelectricidad era el energético predominante.
- En Guatemala se apreciaba un interesante aporte de los Productos de caña).
- En los restantes países: Perú (con el avance del Gas Natural desplazando a la Hidroelectricidad); Brasil (con el predominio de la Hidroelectricidad) y Argentina (con un uso creciente del Gas natural), el peso relativo del carbón estaba por debajo de la media de la región y con una tendencia decreciente en la participación.

7.2.3. Análisis de la Cadena energética por países y subregiones

En base a la evolución de los conceptos del Origen del Carbón, esto es. Producción e Importación se podrá explicar el Destino que es explicado, casi totalmente, por los conceptos: Exportación; Generación de Electricidad (del Servicio Público esencialmente, pero incluyendo también a la autoproducción) e Industrias.

Es decir que se analizarán específicamente los catorce países consumidores de Carbón, y se mencionará a dos que lo han hecho marginalmente como Paraguay y Uruguay.

En consecuencia quedan fuera de consideración en este aspecto, relacionado con ocurrencias de consumos durante el período 1990 a 2009, del Caribe (Barbados, Grenada; Guyana; Haití; Surinam y Trinidad y Tobago) de Mesoamérica (El Salvador y Nicaragua) y de la Zona Andina (Bolivia y Ecuador).

7.2.3.1. Caribe

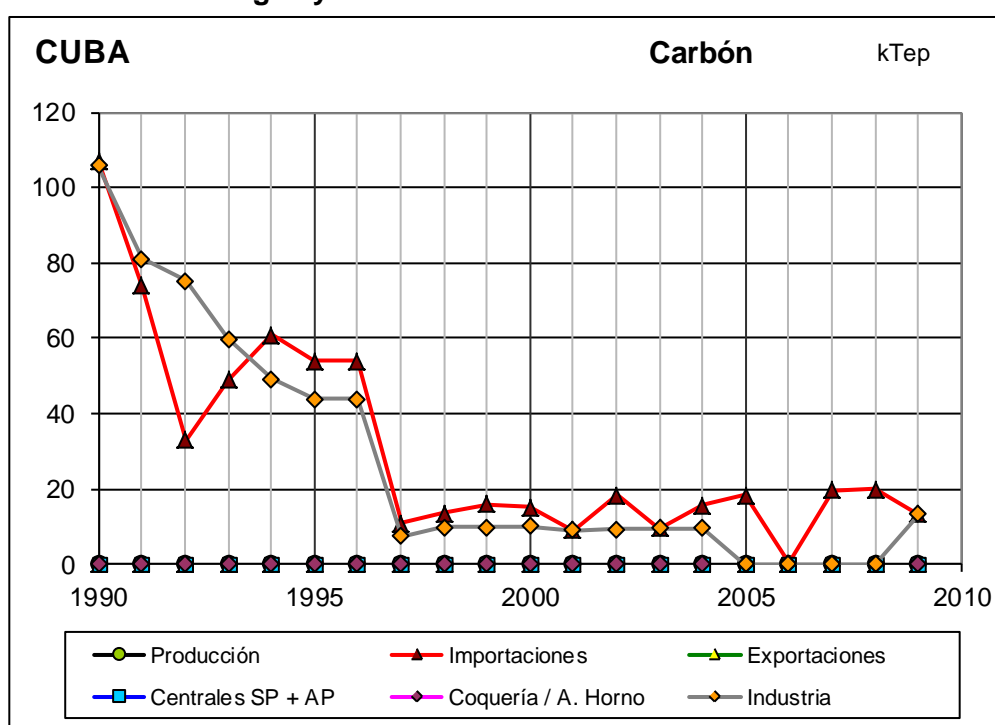
i) Cuba

Origen y Destino del Carbón Mineral: Cuba

Carbón Mineral		[kTep]				
CUBA		1990	1995	2000	2005	2009
Producción						
Importaciones		107	54	15	18	13
Exportaciones						
Centrales SP + AP						
Coquería / A. Horno						
Industria		106	44	10		13

Fuente Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Cuba



Fuente: SIEE, OLADE

Los Derivados de Petróleo, los Productos de Caña, esencialmente para su industria azucarera, y el Gas Natural dominaban el panorama energético de la Isla, con fuertes importaciones de Petróleo provenientes en su mayor parte de Venezuela pese a la interesante producción local. Los hidrocarburos acaparaban el 90% de la Oferta energética. Las importaciones, casi en su totalidad de Petróleo, representaban casi el 60% de la Oferta energética total.

La Generación de Electricidad dependía esencialmente de Centrales térmica alimentadas a Fuel oil, con alto contenido de azufre.

Todo el Carbón era importado y se destinaba al sector industrial posiblemente a las cementeras pero cada vez en menores cantidades.

No se tienen noticias de que Cuba destine esfuerzos a la búsqueda de carbón en su territorio, donde sí existe, como en el resto de los Países del Caribe, turba, ni que tampoco este previsto recurrir a la importación de carbón para alimentar sus centrales termoeléctricas.

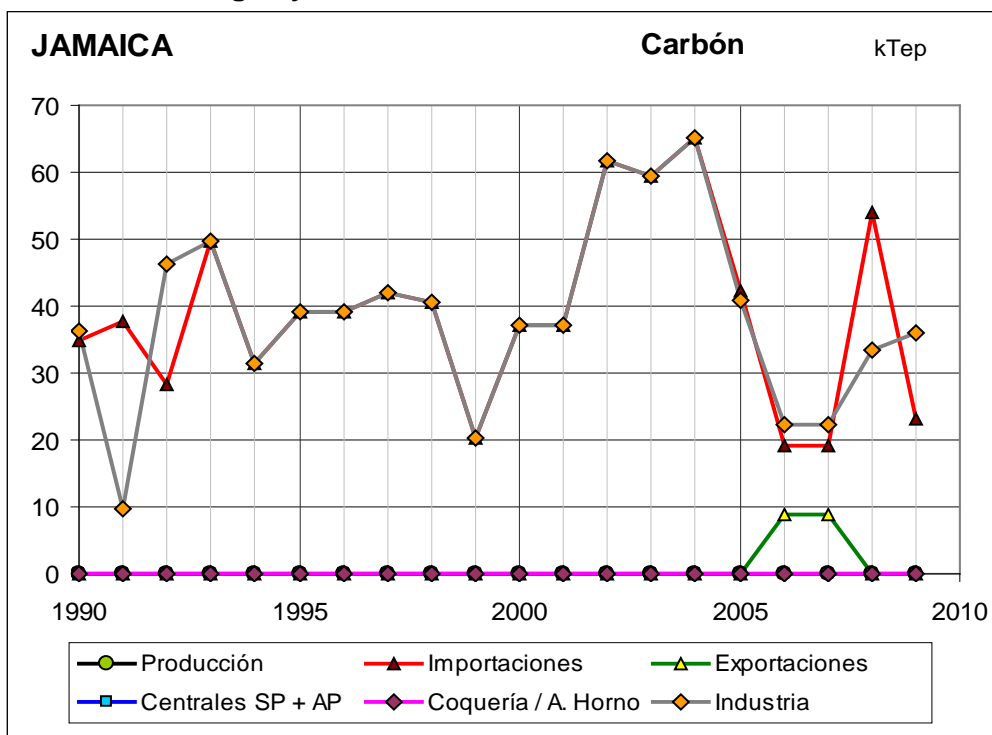
ii) Jamaica

Origen y Destino del Carbón Mineral: Cuba

Carbón Mineral	[kTep]				
JAMAICA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción					
Importaciones	35	39	37	42	23
Exportaciones					
Centrales SP + AP					
Coquería / A. Horno					
Industria	36	39	37	41	36

Fuente Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Jamaica



Jamaica dependía practicante en un 90% del Petróleo y de sus Derivados en su totalidad importados ya sea en forma directa para alimentar la refinería como para compensar los faltantes requeridos por la demanda.

La energía de origen local estaba compuesta por algo de Hidráulica y por biomasa (leña y productos de caña).

La generación de electricidad e dependía de las centrales térmicas alimentadas a Diesel Oil y Fuel Oil, con escaso aporte de la hidroeléctrica.

El carbón mineral importado se destinaba al sector Industrial, en metalúrgicas y cementeras.

Durante los años 2006 y 2007 hubo una pequeña exportación de carbón posiblemente a la República Dominicana.

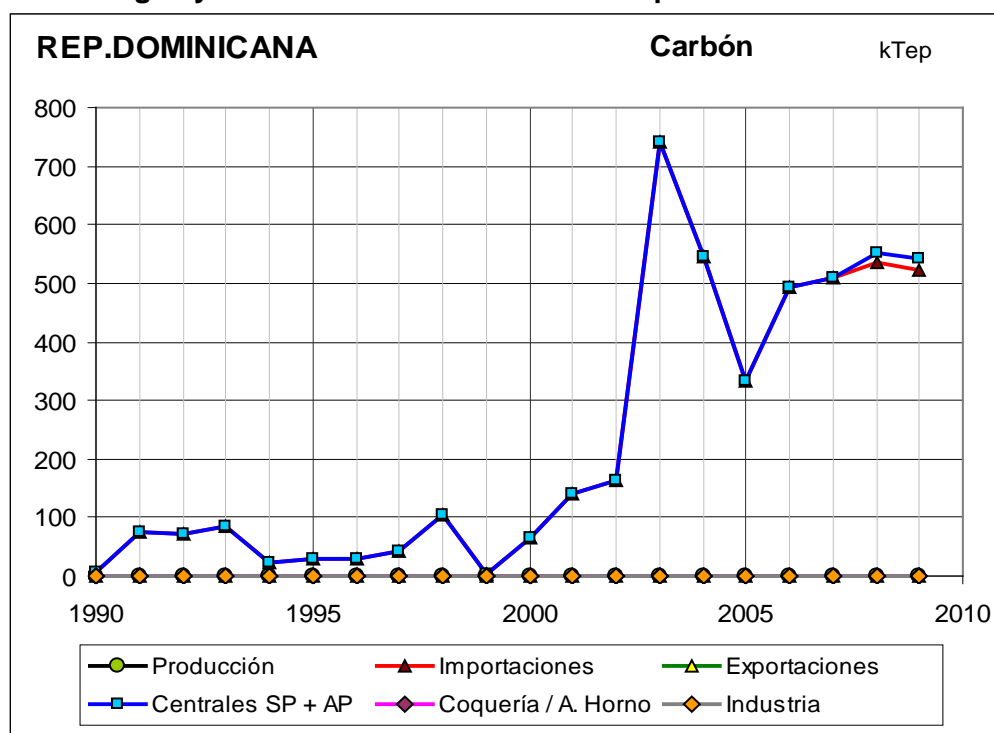
iii) República Dominicana

Origen y Destino del Carbón Mineral: República Dominicana

Carbón Mineral	[kTep]				
REP.DOMINICANA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción					
Importaciones	6	31	65	333	523
Exportaciones					
Centrales SP + AP	6	31	65	333	541
Coquería / A. Horno					
Industria					

Fuente Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: República Dominicana



La República Dominicana abastecía sólo el 15% de su Oferta Energética con productos de origen local, esencialmente Biomasa y algo de hidroelectricidad.

Los Hidrocarburos, tanto el petróleo, que alimentaba la refinería, como parte de los Derivados y el Gas Natural Licuado eran de origen importado y representaban casi el 80% de la oferta.

La Generación de Electricidad había incorporado, recientemente, al Gas Natural Licuado y al Carbón que en el período analizado habían sustituido a parte de los derivados de petróleo (Diesel oil y Fuel oil).

Todo el destino del Carbón mineral era la generación de electricidad y junto con Chile aparecía como uno de los países de la Región con mayor participación en este destino., alcanzando casi el 23% en el año 2009.

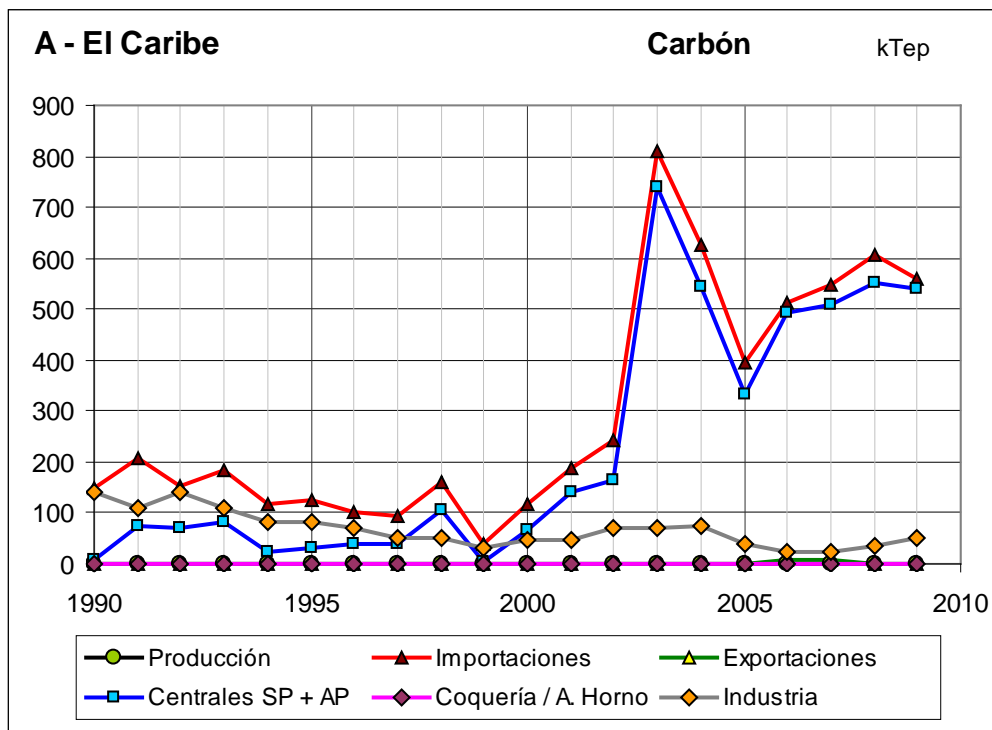
iv) Caribe

Origen y Destino del Carbón Mineral: Caribe

Carbón Mineral		[kTep]				
A - El Caribe	1990	1995	2000	2005	2009	
Producción						
Importaciones	149	124	117	394	559	
Exportaciones						
Centrales SP + AP	6	31	65	333	541	
Coquería / A. Horno						
Industria	142	83	47	41	49	

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Caribe



Los conceptos que integran la Tabla y el Gráfico son consecuencia de lo mencionado para Cuba, Jamaica y República Dominicana.

7.2.3.2. Mesoamérica

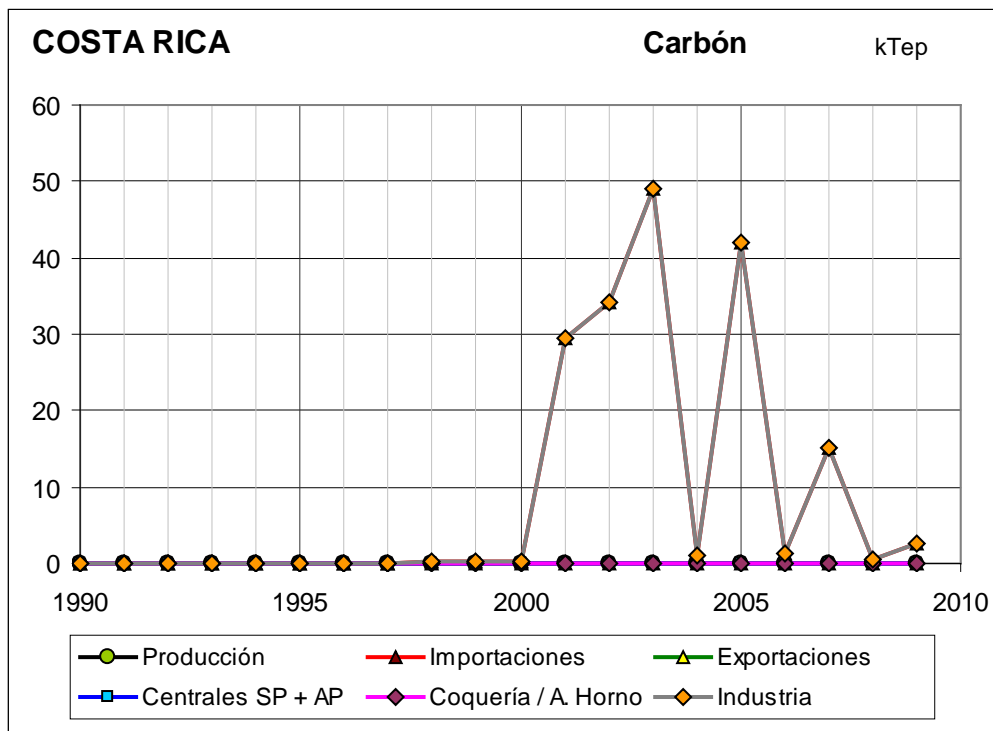
i) Costa Rica

Origen y Destino del Carbón Mineral: Costa Rica

Carbón Mineral	[kTep]				
COSTA RICA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción					
Importaciones		0	0	42	3
Exportaciones					
Centrales SP + AP					
Coquería / A. Horno					
Industria		0	0	42	3

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Costa Rica



Costa Rica, pese a no ser productos de Hidrocarburos abastecía casi el 52% de su Oferta Energética con productos de origen local, esencialmente Geotérmica e hidroelectricidad. Los Hidrocarburos, tanto el petróleo, que alimentaba la refinería, como parte de los Derivados eran de origen importado y representaban el 46% de la oferta.

La Generación de Electricidad se caracteriza por una alta incidencia de energéticos locales como los geotérmicos, los hidroeléctricos y algo de biomasa que habían desplazado a los derivados de petróleo que abastecían poco más del 6% de la producción de electricidad.

El aporte del carbón mineral ha sido insignificante y se había verificado, en el período analizado, a partir del año 2000.

Para la industria metalúrgica se importaba directamente coque.

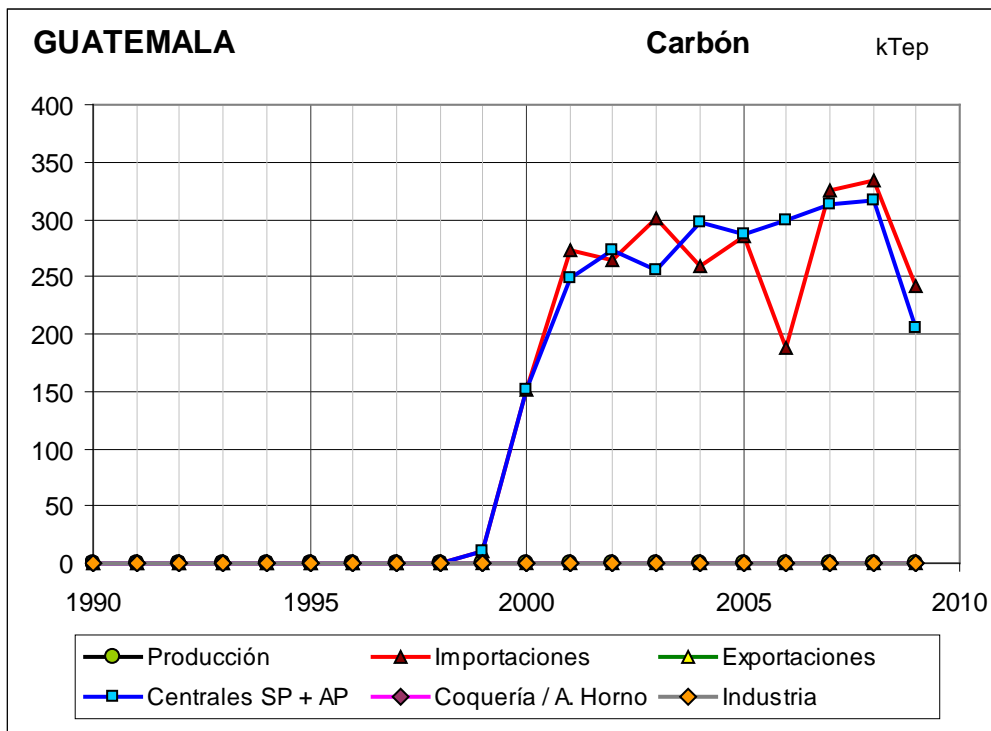
ii) Guatemala

Origen y Destino del Carbón Mineral: Guatemala

Carbón Mineral	[kTep]				
GUATEMALA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción					
Importaciones			151	286	242
Exportaciones					
Centrales SP + AP			151	286	206
Coquería / A. Horno					
Industria					

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Guatemala



Guatemala era un país productor y exportador de Petróleo crudo y abastecía casi el 56% de su Oferta Energética con productos de origen local, esencialmente Biomasa (50%) Geotérmica e Hidroeléctricidad y el resto eran importaciones de derivados de petróleo, Carbón mineral y coque.

Hasta el año 2002 su refinería funcionaba a pleno pero posteriormente, optaba por exportar crudo pesado, e importar buena parte de los derivados consumidos.

La Generación de Electricidad se caracteriza por una alta incidencia de energéticos locales como los Productos de Caña, la geotérmica desde el año 2000 y los

hidroeléctricos, mientras los derivados de petróleo contribuían a generar el 39% de la electricidad.

El aporte del carbón mineral comenzaba en 1999 y crecía en forma errática, como se ve en la figura, en el período analizado. Se destinaba en su totalidad a la generación de electricidad y representaba casi el 7% del suministro de esta fuente.

Para la industria metalúrgica se importaba directamente coque.

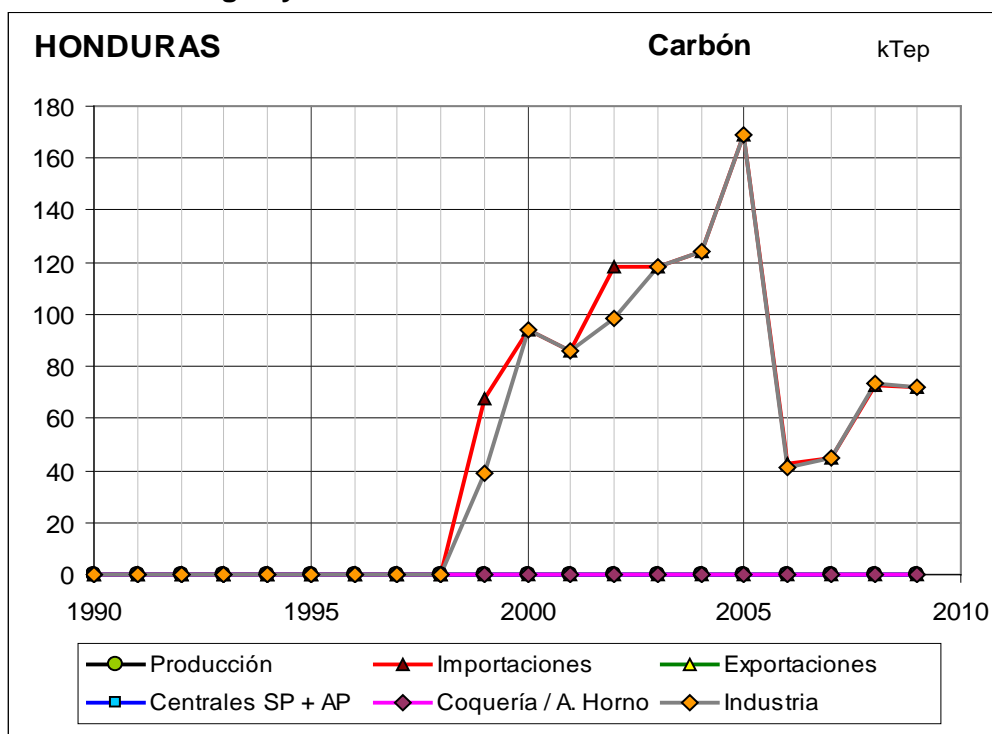
iii) Honduras

Origen y Destino del Carbón Mineral: Honduras

Carbón Mineral [kTep]		1990	1995	2000	2005	2009
HONDURAS						
Producción						
Importaciones				94	169	72
Exportaciones						
Centrales SP + AP						
Coquería / A. Horno						
Industria				94	169	72

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Honduras



Honduras cerraba su refinera de petróleo en 1992 y destinaba las instalaciones a plantas de almacenamiento.

En consecuencia importaba todos los derivados de petróleo que representaban el 47% de la oferta total de energía. El 52% provenía de fuentes locales esencialmente de biomasas (Leña y productos de caña) e hidroelectricidad.

Con Derivados de Petróleo (Fuel oil y diesel oil) generaba el 52% de la electricidad, mientras los energéticos nacionales, especialmente los Productos de Caña y la Hidroelectricidad aportaban el resto.

El Carbón mineral, que comenzaba a importarse en el año 1998, se destinaba en su totalidad al sector industrial, presumiblemente a las cementeras, y el coque, importado, en cantidades marginales se usaba en la industria metalúrgica.

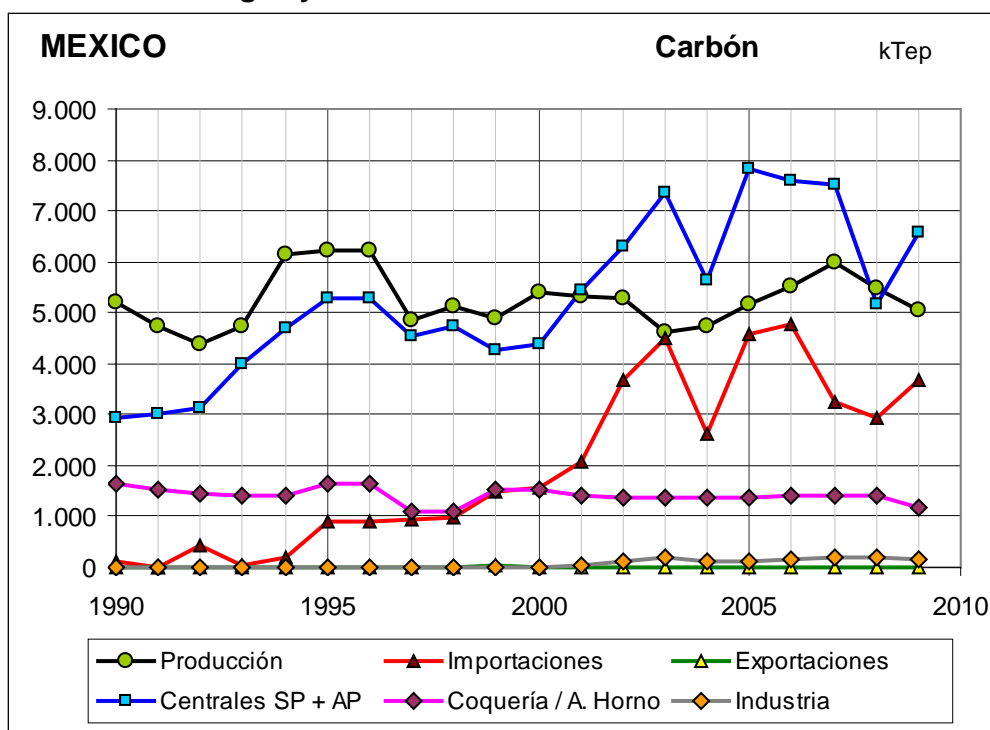
iv) México

Origen y Destino del Carbón Mineral: México

Carbón Mineral	[kTep]				
MEXICO	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	5.201	6.238	5.418	5.162	5.067
Importaciones	134	890	1.551	4.569	3.684
Exportaciones	6	1	2	2	3
Centrales SP + AP	2.925	5.285	4.375	7.826	6.572
Coquería / A. Horno	1.651	1.658	1.532	1.372	1.174
Industria				117	142

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: México



México era uno de los principales países exportadores de Hidrocarburos de la Región con un equivalente al 34% de la producción de Petróleo y Gas Natural. De

este último energético, importaba el 15% de su oferta interna. Pero sus excedentes de petróleo vienen descendiendo.

La energía de origen local superaba ampliamente a la Oferta interna.

El 89% de la generación de electricidad provenía de fuentes nacionales.

En cuanto a la producción de electricidad el 89% se originaba en fuentes de origen local (Derivados de petróleo, Geotérmica, Hidroelectricidad, nuclear).

A partir de 1992 la Demanda de Carbón Mineral superaba a la producción no sólo por el mayor consumo en las Centrales eléctricas sino por la necesidad de recurrir al carbón de coque para alimentar los altos hornos, debido a que la calidad del de origen local no era apta para estos fines y pese al desarrollo de una siderurgia basada en la reducción directa mediante el Gas Natural.

Los dos usos generación de electricidad y coquerías, explicaban el consumo de carbón ya que el destinado a industrias era casi despreciable.

El carbón destinado a Centrales Eléctricas ha sido creciente y su tendencia acompaña a la de las importaciones. En el año 2009 explicaba casi el 12% de la producción de electricidad.

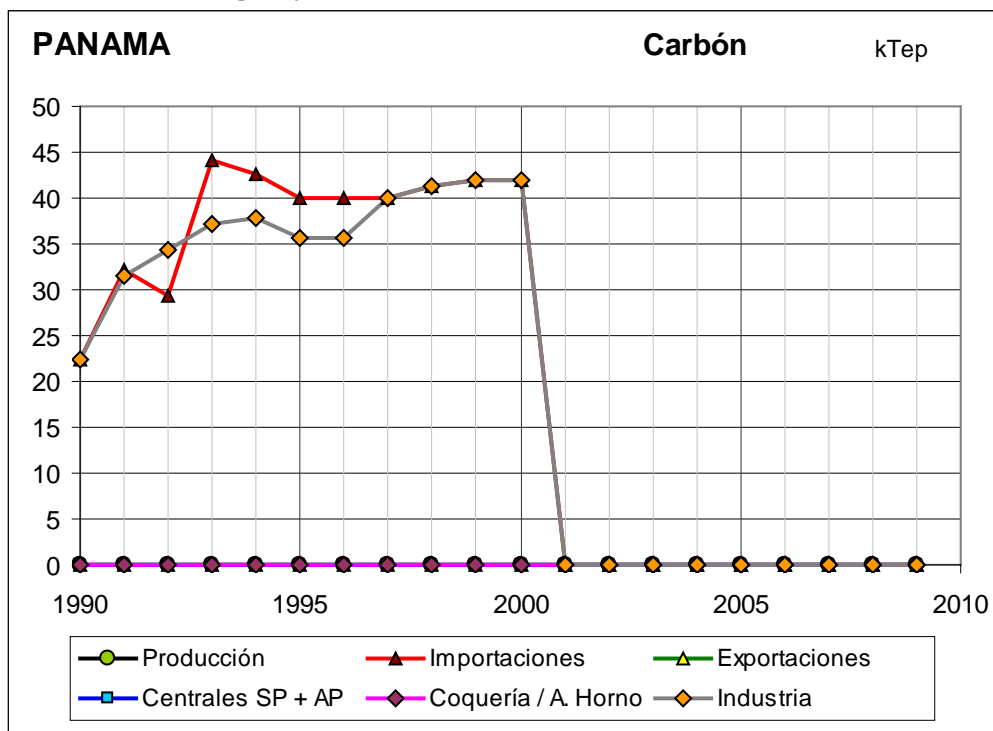
v) Panamá

Origen y Destino del Carbón Mineral: Panamá

Carbón Mineral	[kTep]				
PANAMA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción					
Importaciones	22	40	42		
Exportaciones					
Centrales SP + AP					
Coquería / A. Horno					
Industria	22	36	42		

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Panamá



Panamá dejaba de incluir en sus balances a la Refinería de petróleo a partir del año 2003.

En consecuencia importaba todos los derivados de petróleo que representaban el 71% de la oferta total de energía. El 22% provenía de fuentes locales esencialmente de biomásas (Leña y productos de caña) e hidroelectricidad.

Con Derivados de Petróleo (Fuel oil y diesel oil) generaba el 63% de la electricidad, mientras los energéticos nacionales, especialmente la Hidroelectricidad aportaban el resto.

El Carbón mineral, que dejaba de importarse en el 2001, se destinaba en su totalidad al sector industrial, presumiblemente a las cementeras, y el coque, importado, en cantidades marginales se usaba en la industria metalúrgica.

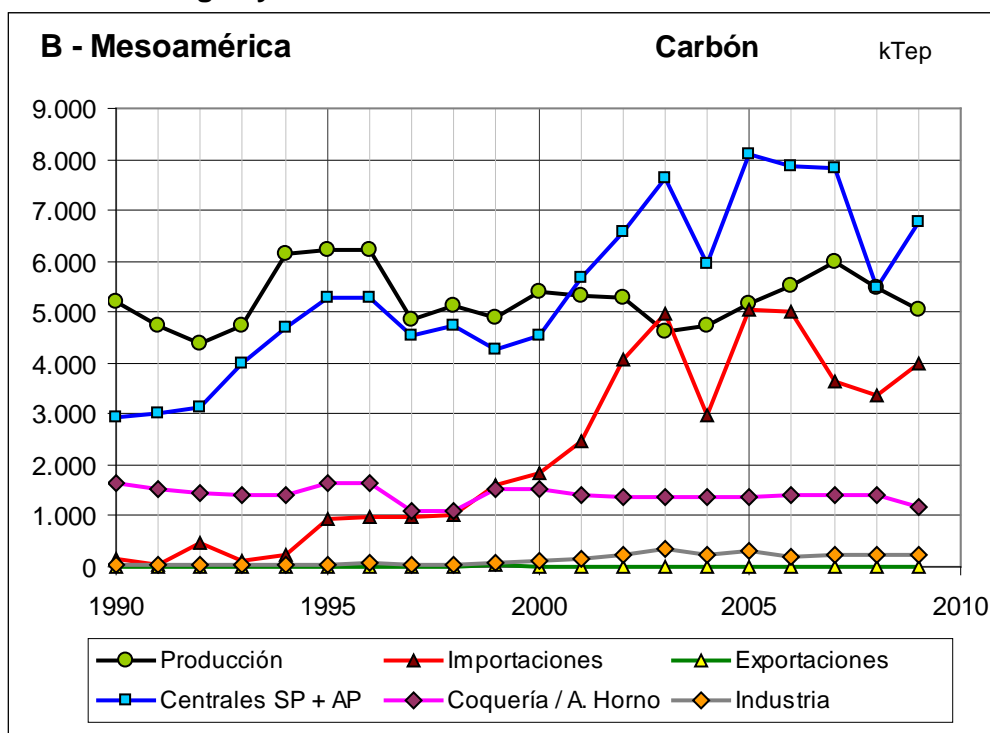
vi) Mesoamérica

Origen y Destino del Carbón Mineral: Mesoamérica

Carbón Mineral	[kTep]				
B - Mesoamérica	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	5.201	6.238	5.418	5.162	5.067
Importaciones	156	930	1.838	5.066	4.000
Exportaciones	6	1	2	2	3
Centrales SP + AP	2.925	5.285	4.526	8.113	6.778
Coquería / A. Horno	1.651	1.658	1.532	1.372	1.174
Industria	22	36	137	328	216

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Mesoamérica



La oferta y demanda de Mesoamérica es prácticamente explicada por la de México.

7.2.3.3. Andina

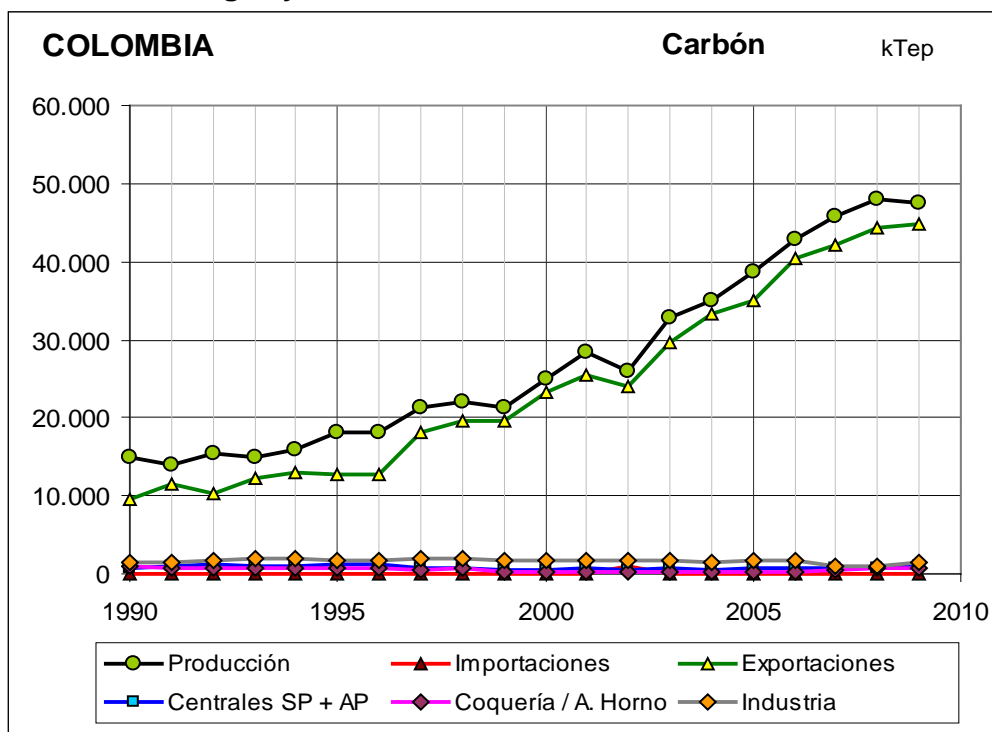
i) Colombia

Origen y Destino del Carbón Mineral: Colombia

Carbón Mineral	[kTep]				
COLOMBIA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	15.030	18.018	24.932	38.608	47.592
Importaciones				2	
Exportaciones	9.453	12.792	23.280	35.042	44.897
Centrales SP + AP	805	1.151	559	634	1.033
Coquería / A. Horno	883	787	273	276	697
Industria	1.522	1.806	1.758	1.608	1.418

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Colombia



Colombia exportaba casi el 50% de la producción de petróleo el 15% de la de Gas Natural (a causa de la decisión de exportar a Venezuela) y el 94% de la de Carbón Mineral.

Colombia es el principal país productor y exportador de carbón mineral de la región.

Sus importaciones de energía estaban compuestas, esencialmente, por diesel oil, debido a la inadecuación de la estructura de las refinerías a la estructura de la demanda.

En consecuencia su oferta interna de energía podía ser provista por energéticos locales.

Como ya se mencionó casi toda la producción de Carbón Mineral está destinado a la Exportación y su demanda interna es muy pequeña comparada con estos dos conceptos, aunque aún importante en varios sectores industriales.

En cuanto a la generación de electricidad era notable la baja incidencia de los derivados de petróleo (menos del 0,5% del total) el fuerte aporte de la Hidroelectricidad, estrechamente ligado a la hidraulicidad de los ríos, (55,1%) y el creciente aporte del Gas Natural (29,3%), el que es variable en función de las necesidades de generación térmica.

La demanda interna de carbón estaba concentrada en las Industrias que superaban a los requerimientos de las centrales eléctrica, (este destino tomaba entre el 25 y 30% de la mencionada demanda) mientras la fabricación de coque absorbía cantidades mucho menores, pese al aumento experimentado en los últimos tres años analizados, quizá como signo del escaso desarrollo de la siderurgia en el país, y como consecuencia de la mayor demanda mundial de coque.

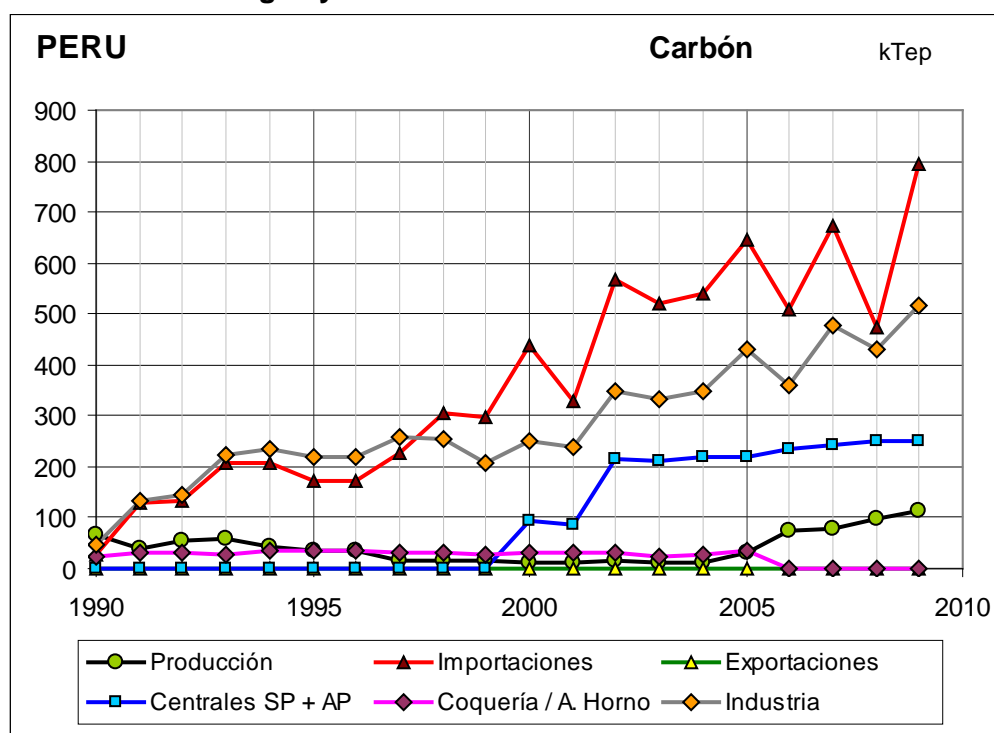
ii) Perú

Origen y Destino del Carbón Mineral: Perú

Carbón Mineral	[kTep]				
PERU	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	68	36	12	30	115
Importaciones	29	171	437	645	795
Exportaciones					
Centrales SP + AP			95	221	252
Coquería / A. Horno	25	35	29	33	
Industria	47	218	252	432	516

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Perú



Perú importaba cerca del 49% del Petróleo del que disponía y exportaba un 10% por razones de calidad del producto. La Oferta total de energía estaba compuesta por un 76% de productos locales (con el Gas Natural, del que buena parte de la producción será exportada, los derivados de petróleo, la hidroelectricidad y la biomasa) y las importaciones estaban constituidas, principalmente, por Petróleo Crudo y Derivados.

Las exportaciones, también de petróleo y derivados equivalían a un 24% de la producción energética local.

La generación de electricidad era en caso un 95% de nacional, con muy baja participación de los derivados de petróleo y un creciente aporte del Gas Natural.

El carbón Mineral era en casi un 87% de origen importado y su destino principal lo constituía la industria (cementera, metalúrgica y otras), notándose desde el año 2002

un incremento en el aporte a las centrales térmicas, que en el año 2009 solo representaban un 32% de la demanda del producto, mientras desaparecía el uso en las coquerías que era suplantado por coque importado.

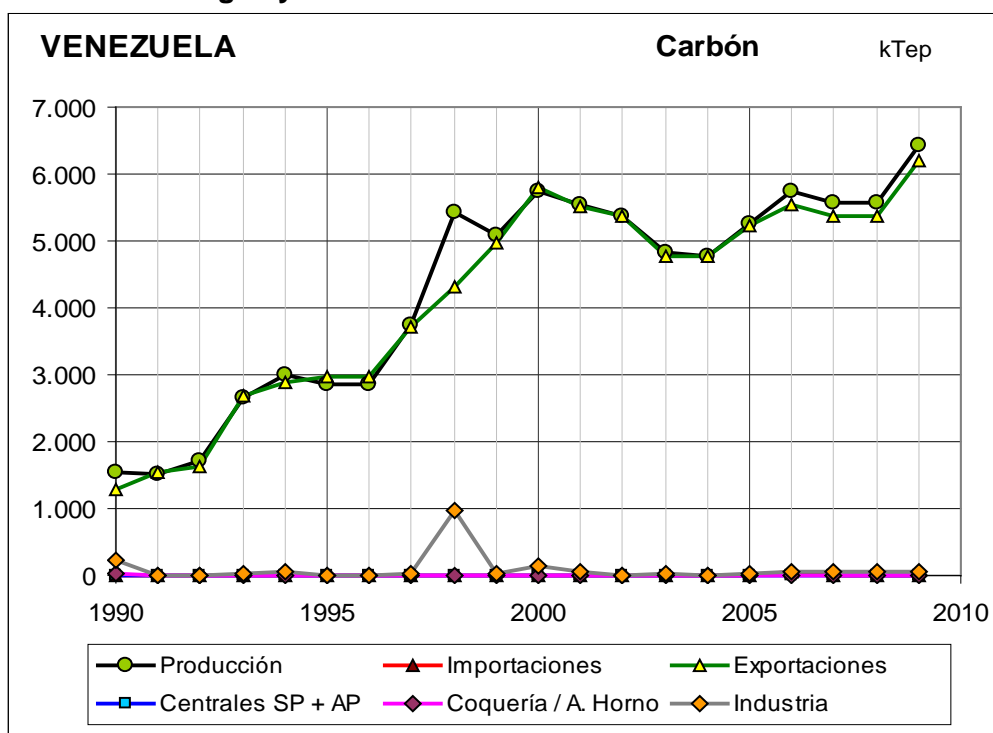
iii) Venezuela

Origen y Destino del Carbón Mineral: Venezuela

Carbón Mineral	[kTep]				
VENEZUELA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	1.533	2.845	5.756	5.252	6.418
Importaciones					
Exportaciones	1.284	2.970	5.788	5.215	6.188
Centrales SP + AP					
Coquería / A. Horno	17				
Industria	233	5	132	37	52

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Venezuela



Venezuela es el principal país petrolero de la región y exportaba casi el 66% de su producción.

También es importante el Gas Natural, pero al no estar totalmente desarrollada la infraestructura de gasoductos locales y estar el gas asociado en su mayor parte a petróleo, importaba el 6% de la Oferta energética total.

También era un fuerte exportador de Derivados de petróleo, especialmente de fuel oil, destinando a estos fines casi el 50% de la producción. Una parte importante de

las exportaciones iba dirigida a países de Mesoamérica y Caribe, pero USA seguía siendo el principal comprador.

En cuanto a la generación de electricidad, sólo un 5% provenía del Gas Natural y el resto se derivaba de la hidroelectricidad (últimamente con graves problemas de existencia de agua en el Caroní) el Gas Natural Local y algo de Derivados de Petróleo.

En consecuencia Venezuela era ampliamente autosuficiente y su oferta local superaba en 2,6 veces la oferta interna energética.

En cuanto al Carbón mineral, de tipo vapor, prácticamente exportaba la totalidad de su producción, equivalente al 13% de la de Colombia, constituyéndose en el segundo país carbonero de la Región, mientras su mercado interno ha sido, en el período analizado de muy escaso valor y circunscrito prácticamente al sector industrial, sin ningún uso siderúrgico.

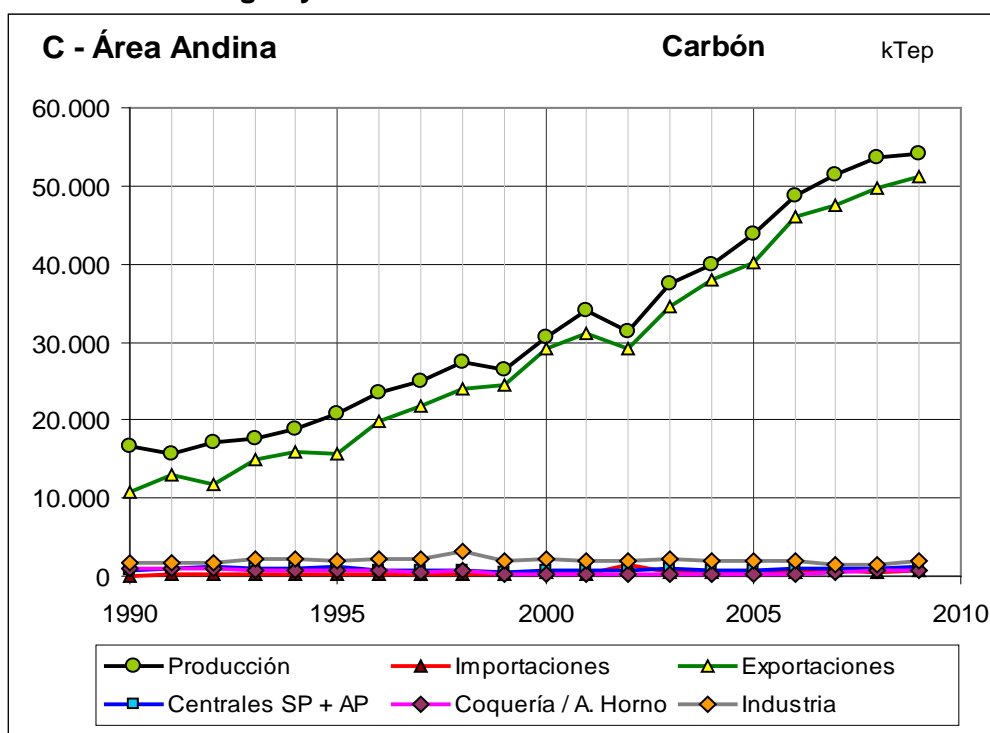
iv) Andina

Origen y Destino del Carbón Mineral: Andina

Carbón Mineral	[kTep]				
C - Área Andina	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	16.631	20.899	30.700	43.890	54.125
Importaciones	29	171	437	646	795
Exportaciones	10.737	15.761	29.068	40.256	51.085
Centrales SP + AP	805	1.151	654	855	1.285
Coquería / A. Horno	925	821	302	309	697
Industria	1.801	2.029	2.143	2.077	1.985

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Andina



En lo energético y específicamente en lo referente al Carbón Mineral, el conjunto del Área Andina estaba explicada por lo indicado para Colombia y muy en segundo término Venezuela.

Los proyectos de exportación de carbón en Colombia continuarán ampliándose a través de Glencore (Prodeco); Drumond y Cerrejón que es una empresa perteneciente en tres partes iguales a BHP Billiton plc (Australia), Anglo American plc (Sudáfrica) y Xstrata plc (Suiza). El carbón de Cerrejón abastece el sector de generación de energía eléctrica, principalmente en el mercado del Océano Atlántico, en Norte América, Europa y América Latina, con participaciones menores en el Pacífico.

7.2.3.4. Sur

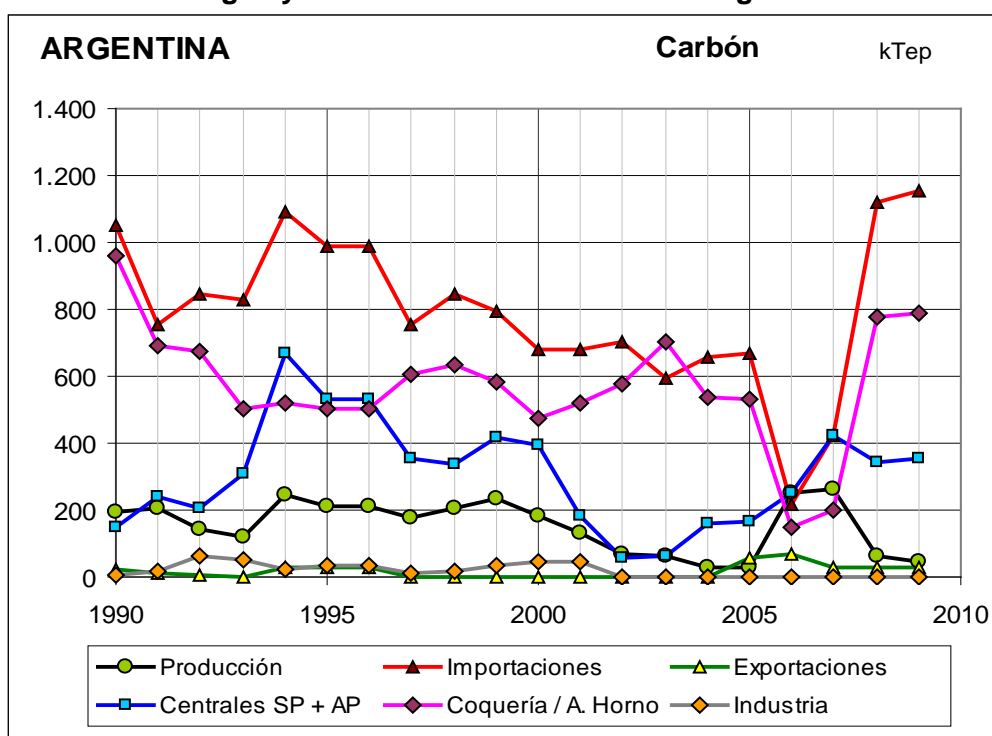
i) Argentina

Origen y Destino del Carbón Mineral: Argentina

Carbón Mineral	[kTep]				
ARGENTINA	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	193	214	182	29	48
Importaciones	1.054	986	682	671	1.152
Exportaciones	23	26		58	30
Centrales SP + AP	149	533	394	165	354
Coquería / A. Horno	957	503	477	534	791
Industria	7	36	45		

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Argentina



Argentina en la década de los años 1980-90 comenzaba a convertirse en un país donde el Gas Natural predominaba fuertemente en su matriz energética.

Una de las características remarcables en lo energético, fue la disminución paulatina y permanente de la producción local de Hidrocarburos que condujo a la pérdida del autoabastecimiento en materia de Gas Natural hacia finales de esta década como consecuencia de una política de monetización de reservas.

En cuanto al Petróleo en el año 2009, se exportaba, a pesar de ello, todavía, un 5% de la producción.

En cuanto a la totalidad del sistema energético el país se autoabastecía y presentaba un 8% de excedente sobre su oferta interna, pero, por lo anteriormente

indicado, probablemente en el corto plazo Argentina pase a ser un importador neto de energía.

Las fuentes de origen local están constituidas en un 80% por Hidrocarburos, y el resto proviene de la hidroelectricidad y las biomásas.

En cuanto a la generación de Electricidad el 81% provenía de fuentes locales (principalmente del Gas Natural – 42%, Hidroelectricidad - 14,6% y Derivados del petróleo 19,3% y el resto de Biomásas).

El Carbón Mineral era casi en su totalidad importado y se distribuía entre las coquerías (70%), ya que Argentina posee una importante industria siderúrgica y las centrales eléctricas, con oscilaciones notables en el período analizado.

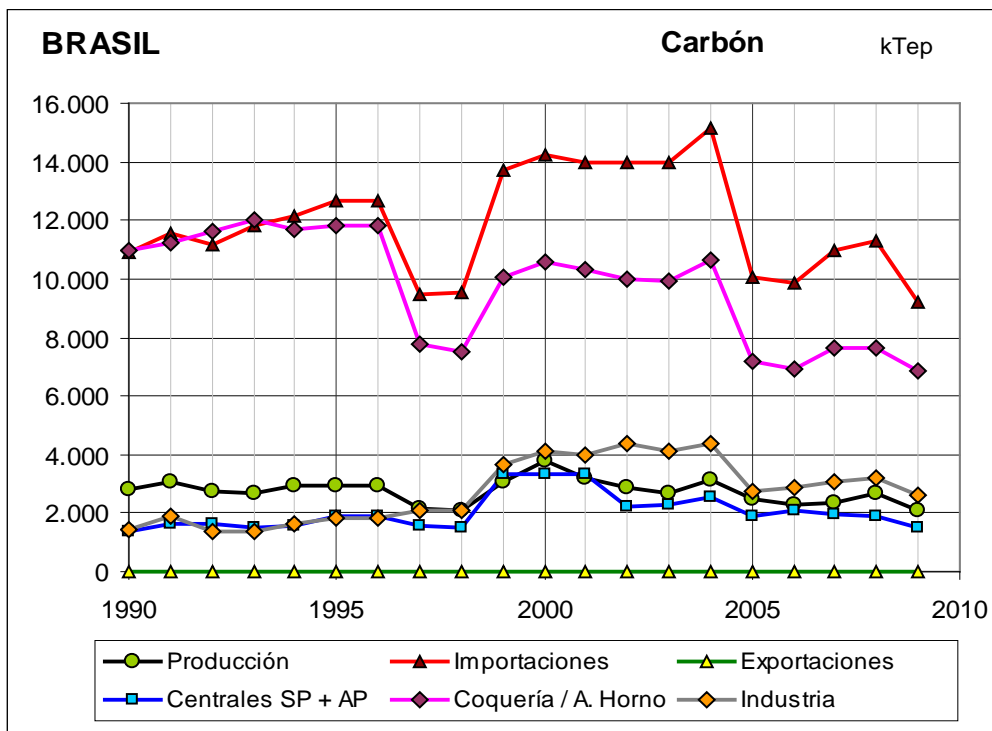
ii) Brasil

Origen y Destino del Carbón Mineral: Brasil

Carbón Mineral	[kTep]				
BRASIL	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	2.783	2.958	3.798	2.478	2.075
Importaciones	10.909	12.677	14.229	10.046	9.199
Exportaciones	0				
Centrales SP + AP	1.398	1.899	3.357	1.885	1.519
Coquería / A. Horno	10.961	11.795	10.601	7.155	6.825
Industria	1.434	1.850	4.130	2.718	2.590

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Brasil



Brasil resulta ser el principal consumidor de energía de América Latina y el Caribe.

Su nivel abastecimiento con fuentes nacionales llegaba al 93% de los requerimientos energéticos.

En dos fuentes era importador neto, en Gas Natural y en Carbón Mineral.

Era exportador neto de petróleo y sus derivados y de alcohol etílico.

Como el Carbón brasileño no es completamente apto para ser transformado en coque, el que reúne estas características debía ser importado y observando la Gráfica puede apreciarse que las importaciones acompañan las tendencias del consumo para las coquerías, con una industria siderúrgica que es la más importante de la Región.

La demanda de Carbón estaba concentrada en la coquerías (62%), seguida por las cementeras del sector industrial (24%) y con una baja participación y decreciente de las centrales eléctricas.

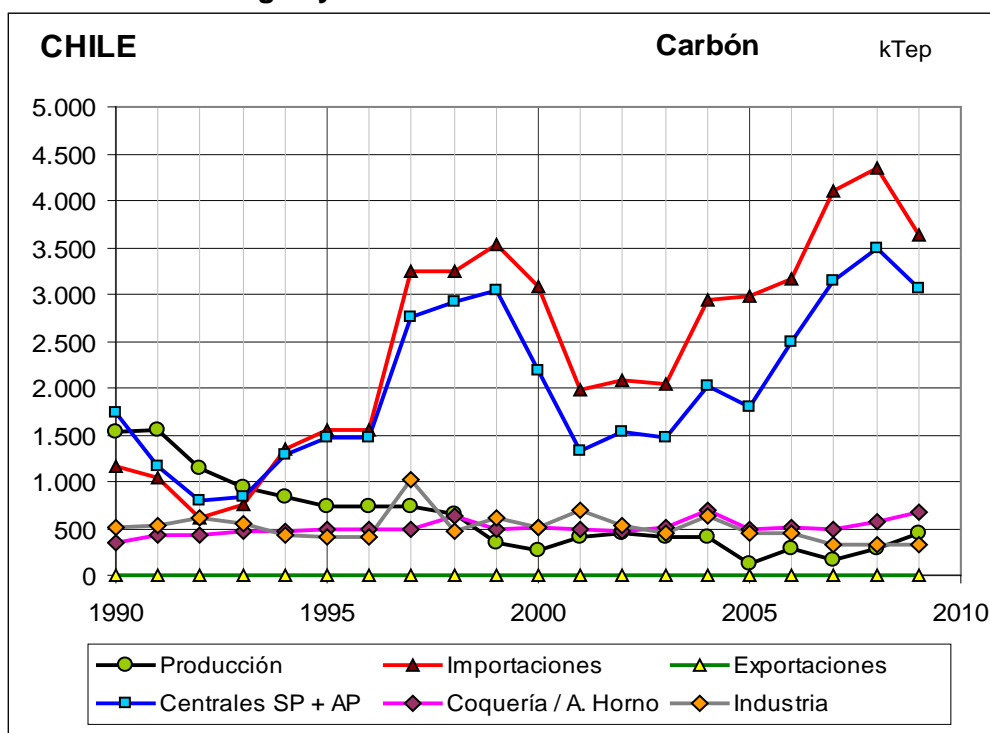
iii) Chile

Origen y Destino del Carbón Mineral: Chile

Carbón Mineral	[kTep]				
CHILE	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	1.528	727	256	114	450
Importaciones	1.162	1.546	3.081	2.985	3.632
Exportaciones					
Centrales SP + AP	1.737	1.464	2.192	1.797	3.071
Coquería / A. Horno	344	500	500	492	674
Industria	503	401	517	441	323

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: Chile



Chile era neto importador de petróleo, de Gas natural y de carbón mineral a pesar de que era productor de estos tres energéticos.

Pero importaba el 98%, el 60% y el 90% del Petróleo, Gas Natural y Carbón, respectivamente que consumía.

El caso del Gas Natural es particular pues en la década de los años 1990, alentado por los excedentes de Argentina, se lanzó a utilizar más masivamente este energético, en especial en Industrias y centrales eléctricas, pero el corte de suministro, por parte del país vecino, motivado por la fuerte reducción en la producción creó un verdadero problema a Chile que lo impulsó a importar GNL, convirtiéndose en el primer país del Sur en hacerlo.

El nivel de autoabastecimiento de sus necesidades energéticas era relativamente bajo en el año 2009 y llegaba al 33%.

La principal fuente energética local es la leña, seguida por la hidroelectricidad que presentaba periódicamente problemas de hidraulicidad en los ríos donde estaban emplazadas.

La generación de electricidad requería casi el 60% de energías importadas (especialmente derivados de petróleo), sustentándose fuertemente localmente en la hidroelectricidad.

El carbón es en su mayor parte importado y se había incrementado, sustancialmente, el destinado a la generación de electricidad, relegando al derivado a las coquerías y a las industrias.

El incremento en los dos usos principales había impulsado el crecimiento de las importaciones a partir del año 1990.

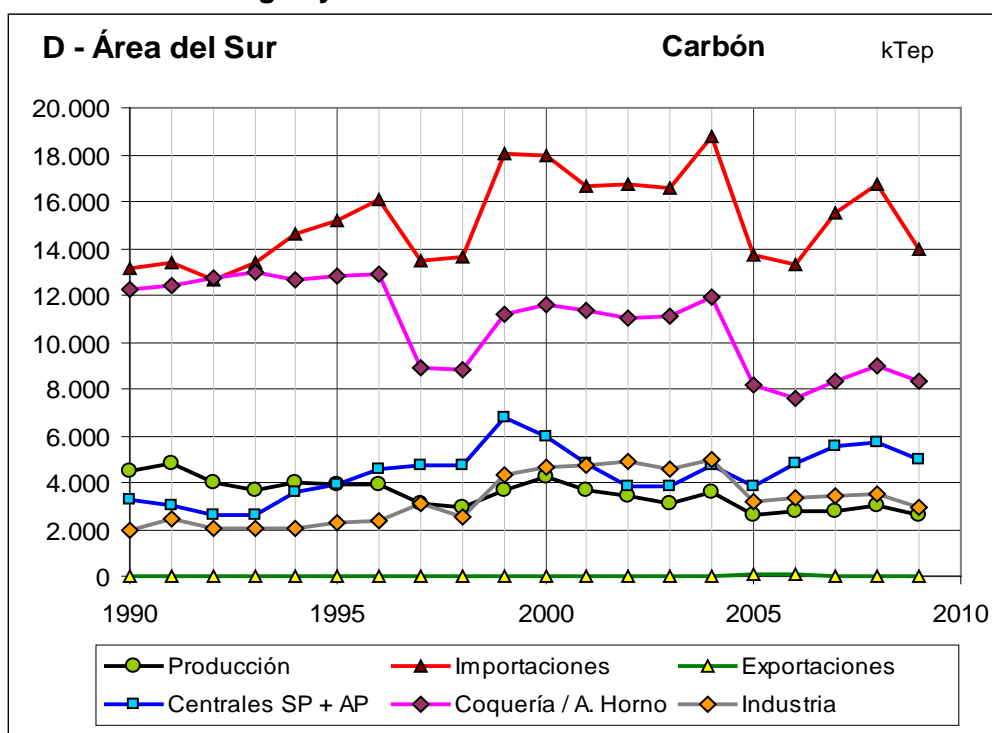
iv) Sur

Origen y Destino del Carbón Mineral: SUR

Carbón Mineral	[kTep]				
D - Área del Sur	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	4.505	3.898	4.236	2.621	2.573
Importaciones	13.125	15.209	17.993	13.702	13.985
Exportaciones	23	26		59	30
Centrales SP + AP	3.285	3.897	5.944	3.847	4.944
Coquería / A. Horno	12.262	12.798	11.577	8.181	8.290
Industria	1.945	2.287	4.692	3.161	2.915

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: SUR



El comportamiento de Brasil y Chile explican la evolución de la oferta y la demanda del Carbón en la región Sur

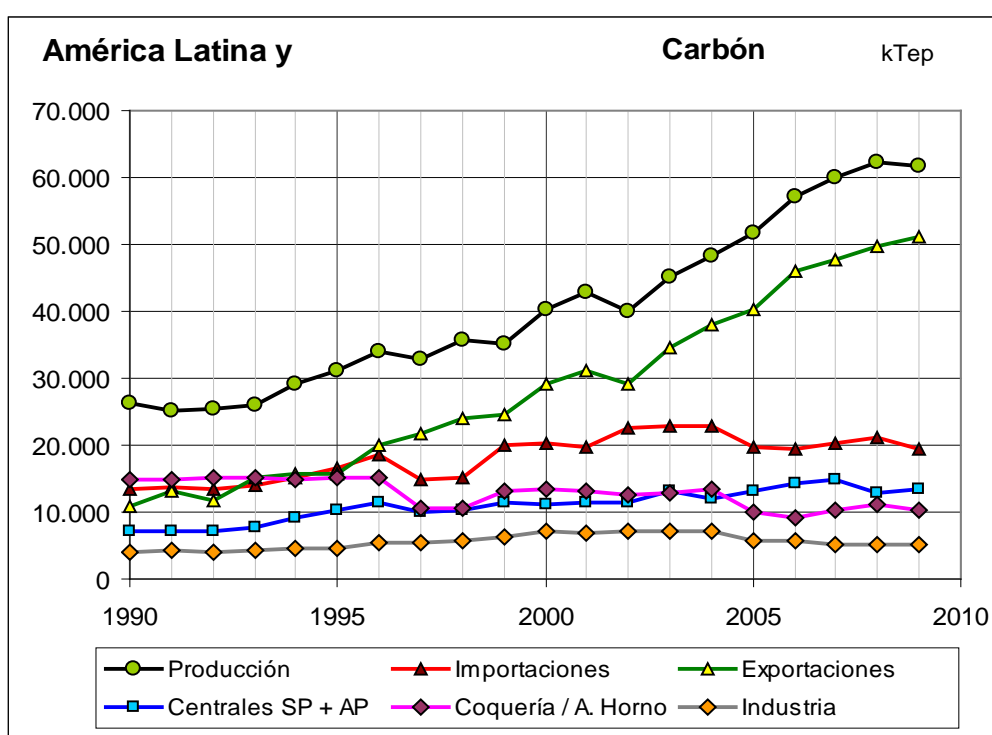
7.2.3.5. América Latina y el Caribe

Origen y Destino del Carbón Mineral: AMERICA LATINA y EL CARIBE

Carbón Mineral	[kTep]				
América Latina y Caribe	1990	1995	2000	2005	2009
Producción	26.337	31.034	40.354	51.674	61.764
Importaciones	13.458	16.434	20.386	19.808	19.340
Exportaciones	10.765	15.788	29.071	40.317	51.118
Centrales SP + AP	7.021	10.363	11.189	13.147	13.548
Coquería / A. Horno	14.838	15.278	13.411	9.862	10.161
Industria	3.910	4.435	7.018	5.607	5.166

Fuente Elaboración Propia en base a Datos de SIEE-OLADE.

Origen y Destino del Carbón Mineral: AMERICA LATINA y EL CARIBE



Colombia, resulta determinante para explicar la evolución de la Producción y las Exportaciones del carbón mineral en América latina y El Caribe, mientras que el Destino vinculado a la Generación de Electricidad, las Coquería y las Industrias dependió esencialmente de México, Brasil y en parte Chile.

7.3. Los mercados del Carbón mineral en los países de América latina y El Caribe

Se analizará aquí la situación de los mercados del carbón mineral en la Región o sea: la Generación Eléctrica, la Siderurgia; Otros Consumos Industriales, principalmente el cemento y la exportación.

7.3.1. El mercado de la generación eléctrica

En los Países Productores del Carbón Mineral (PPCM) de la región era muy baja la participación de este energético en la generación de electricidad. Para el conjunto llegaba al 7,4% con un máximo del 33.9% en Chile y valores nulos en Venezuela.

De los no productores República Dominicana era el que más se destaca, con una planta de 200 MW operada con este combustible. Es que los PPCM habían desarrollado buena parte de su generación de electricidad con recursos hidráulicos, con petróleo, energía nuclear y/o gas natural que poseían a excepción de Chile, en abundancia.

En este mercado, y para la generación térmica, el carbón mineral debía entonces competir con el fuel oil y/o con el gas natural. En los países que poseían grandes reservas de gas natural comprobadas o en proceso de evaluación (como Venezuela, México, Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia, Argentina y Brasil) o en aquellos otros dónde existían decisiones tomadas para importar gas natural de sus vecinos, como es el caso de Brasil, Chile y Uruguay las posibilidades del carbón mineral se hacían menores.

Las razones para que esto ocurriera eran varias y adicionales a la disponibilidad del recurso energético competidor.

Por una parte los cambios institucionales en el sector eléctrico, implementados en la década de los 90 del siglo pasado o en marcha en casi todos los países de la región convertían a la prestación de este servicio en una actividad dónde la apreciación de la relación riesgo- rentabilidad del sector privado pasaba a ser un elemento decisivo para seleccionar alternativas. Adicionalmente, los nuevos esquemas regulatorios tendían a favorecer el despacho a los sistemas eléctricos de los equipamientos con menor costo a corto plazo. Luego entrado el siglo XXI los cambios ocurridos en algunos países como en Ecuador, Bolivia y Argentina generaron problemas para la adecuación del sistema eléctrico a las nuevas reglas.

Pero es innegable que las empresas ante la alternativa de generar con gas natural o con carbón, era muy probable que se inclinaran hacia la primera, salvo que las condiciones que se le otorgaran para optar por la alternativa carbón mineral fueran muy favorables o la dependencia de las importaciones de petróleo muy altas, como en los casos de R. Dominicana y Chile (aunque ambos países se habían inclinado como alternativa o como complemento por la importación de GNL) Estas decisiones podían depender de políticas explícitas de los gobiernos para fomentar el uso del carbón mineral (como en Argentina) y/o de estrategias empresariales particulares por ejemplo la vinculación entre la empresa minera y la empresa eléctrica.

Siendo esto así, aquellas tecnologías para generar electricidad que presentaban ventajas en cuanto al costo del combustible y/o menores inversiones iniciales y/o menores plazos en la ejecución de las obras contaban con mayores oportunidades de concretarse en el mercado abierto de oferentes múltiples. Las altas inversiones iniciales requeridas en casos de centrales de carbón ponían a este energético en situación de desventaja en este mercado.

Por otra parte, las disposiciones ambientales, (y la resistencia en algunos países de parte de la población afectada), cada día más rigurosas eran otro elemento a favor de aquellos combustibles que para cumplir las normas exigían menores costos del control y mitigación de los impactos ambientales.

El conjunto de estas razones dificultaría fuertemente la penetración del carbón mineral en el mercado eléctrico de buena parte de los países de América Latina y el Caribe.

Lo dicho no ignora los avances que en la tecnología de la utilización del carbón se habían realizado.

Mencionados estos aspectos generales, resulta necesario destacar algunas particularidades que se presentan en algunos países.

- En el caso de **Chile**, país con un mercado abierto a la participación privada, las centrales a carbón mineral producían el 33,9% de la electricidad del país en el año 2009. En el servicio público, predominaba la hidroelectricidad. Entre los autoprodutores se destacaba la Corporación Nacional del Cobre (CODELCO) de propiedad estatal pero con la división de generación eléctrica privatizada. Es decir que la actividad minera que era una importante consumidora de electricidad lo era a su vez de carbón mineral para generarlo.

Seguidamente se incluyen las centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral en Chile y que en total sumarían 2043 Mw.

Cuadro 7.3.1.1. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. CHILE

Nombre	Ubicación	Operador	Año Inicio	Potencia Instalada (MW)
Bocamina	Lota	Endesa	1970	125
Guacolde	Huasco	GuacoldeS.A.	1995	304
Huasco V	Huasco	Endesa	1965	16
Laguna Verde	Valparaiso	Gener S. A.	1939	54,7
Mejillones I	Mejillones	Edenor S. A.	1995	165,9
Mejillones II	Mejillones	Edenor S. A.	1998	175,1
Nueva Tocopilla 1	Renca	Norgener	1995	136,3
Nueva Tocopilla 2	Tocopilla	Norgener	1997	141,04
Tarapaca	Tarapaca	Celta S. A.	1999	158
Tocopilla- Mitsubichi 1	Tarapaca	Electroandina	1987	258
Tocopilla- Mitsubichi 2	Tocopilla	Electroandina	1983	170,77
Ventanas	Quintero	Gener S. A.	1964	338
TOTAL				2042,81

Fuente: SIEE-OLADE.

- En el caso de **Colombia**, entre 1990 y 2009, la generación eléctrica creció a un ritmo anual del 2.4% anual, lo que en términos absolutos significa, en uno y otro año, 33,9 y 53,5 TWh. Cerca del 60% de la generación tenían como fuente la hidroelectricidad correspondiendo el resto a las plantas térmicas con amplio predominio de las a Gas Natural. La política del sector eléctrico apuntaba al aprovechamiento de los recursos más abundantes y a reducir la vulnerabilidad derivada de las variantes condiciones hidrológicas. Las autoridades del sector consideraban que la mezcla ideal de generación estaría dada por una participación de la hidroelectricidad menor y mayor para las térmicas, entre ellas las de carbón mineral. Esto ofrecería una perspectiva para incrementar el potencial para el desarrollo de la capacidad térmica. Para estimular el desarrollo de capacidad de generación adicional, el Gobierno colombiano, a partir de 1995, otorgaba apoyos de tipo fiscal a la construcción de plantas carboeléctricas.

También se había prestado atención al tema ambiental. Las estrategias para el fortalecimiento del sector minero Colombiano concedían un espacio propicio al desarrollo sostenible de la industria minera del país, y en especial para el subsector carbón.

Así se había implementado una legislación relativa a la prevención y control de la contaminación atmosférica y protección de la calidad del aire. Se habían establecido normas y estándares para las emisiones de fuentes fijas y se disponía la obligatoriedad para que las empresas cambiaran sus tecnologías. Se fijaban plazos de acuerdo al tipo de industria dentro de un convenio concertado entre la autoridad ambiental competente y el peticionario previéndose sanciones administrativas en casos de incumplimiento.

Pero como contrapartida a la vulnerabilidad del carbón desde el punto de vista ambiental se podía mencionar las ventajas de su bajo precio de venta, a nivel de contenido calórico, que lo hacían competitivo en varias zonas de Colombia.

En el siguiente cuadro se incluyen las centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral que en total sumarían 940 Mw con 94,6 Mw fuera de servicio en el año 2009.

Cuadro 7.3.1.2. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. COLOMBIA

Nombre	Ubicación	Operador	Año Inicio	Potencia Instalada (MW)
Paipa1	Paipa-Boyaca	Gestión Energética	1963	30
Paipa2	Paipa-Boyaca	Gestión Energética	1975	74
Paipa3	Paipa-Boyaca	Gestión Energética	1982	75
Paipa4	Paipa-Boyaca	Gestión Energética	1999	166
Tasajero	Cucuta-Durania-N. Santander	Termotasajero S. A.	1985	163
Termopiapa	Paipa-Bocaya	Termopaipo	1999	168
Zipa2	Tocanzipa- Cundinamarca	ENGESA S. A.	1964	66
Zipa3	Tocanzipa- Cundinamarca	ENGESA S. A.	1976	66
Zipa4	Zipaquira-Cundinamarca	ENGESA S. A.	1983	66
Zipa5	Zipaquira-Cundinamarca	ENGESA S. A.	1985	66
Total				940
Fuera de servicio al año 2009				94,6

Fuente: SIEE-OLADE.

- En el caso de **Brasil**, casi el 95% de la generación eléctrica en el año 2009, era de origen hidráulico por los importantes recursos de este tipo que el país poseía y que había desarrollado para compensar, entre otras cosas, en su momento, el impacto de la fuerte importación de petróleo (décadas de 1970 y 1980).

El carbón nacional se localizaba en los estados del sur de Brasil, en la cercanía relativa de la zona de mayor desarrollo económico y por ende de mayor demanda eléctrica. Si bien la capacidad instalada de centrales a carbón mineral era relativamente reducida (menos del 1,5% de la total del país) en valores absolutos (1086 MW) no es despreciable (representa el 13% de la demanda de carbón), y por la magnitud del mercado eléctrico de Brasil, cualquier pequeño aumento podría significar importantes requerimientos de capacidades adicionales.

De todas maneras la mayor parte de la producción carbonífera de Río Grande do Sul había encontrado su nicho en las plantas generadoras próximas a los yacimientos.

En siguiente cuadro se incluyen las centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral que en total sumarían 1086 Mw.

Cuadro 7.3.1.3. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. Brasil

Nombre	Ubicación	Operador	Año Inicio	Potencia Instalada (MW)
Azucarera Alumina do Norte	Aluanorte	Azucarera Alumina do Norte		103,8
Charqueadas	Río Grande Do Sul	Charqueadas	1962	72
Figueroa	Paraná	Copel	1963	20
I; II Jorge Lacerda	Capovari de Santa Catarina	Tractebel	1965	232
III Jorge Lacalle	Capovari de Santa Catarina	Tractebel		262
IV Jorge Lacalle	Capovari de Santa Catarina	Tractebel		363
Presidente Medici	Candiota rio Grande do Sul	CETEE	1974	795
Sao Jeronimo	Río Grande do Sul	CETEE	1953	20
TOTAL				1867,8

Fuente: SIEE-OLADE.

- En el caso de **México** la dependencia de la generación térmica a derivados de petróleo era muy grande como consecuencia de la abundancia de ese recurso en el país. La capacidad térmica de carbón mineral, cercana a los 4700 MW, representaba el 17,6% de la generación eléctrica de México, en el año 2009.

La empresa MICARE, surtía con carbón a las plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a precios y fórmula de ajuste manejadas por la CFE.

A partir de 1995, a causa de una menor oferta de MICARE y también por razones ambientales, la CFE comenzaba a contar con carbón proveniente de Nuevo México y Colorado.

Un elemento que dificultaba la penetración del carbón eran las reglamentaciones ambientales que limitan fuertemente las emisiones.

En el cuadro 7.3.1.4 se incluyen las centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral que en total sumarían 4700 Mw.

Cuadro 7.3.1.4. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. México

Nombre	Ubicación	Operador	Año Inicio	Potencia Instalada (MW)
Carbón III	Coahuila Nava	CFE	1993	1400
J. López Portillo	Coahuila Río Escondido	CFE	1982	1200
Presidente Elías Celles	Guerrero Petacalco	CFE	1993	2100
TOTAL				4700

Fuente: SIEE-OLADE

- En Argentina existía una sola central que consumía carbón mineral local de AES, ubicada en San Nicolás, con una potencia instalada de 650 Mw, operando a partir del año 1970 y que aportaba menos del 2% de la oferta eléctrica nacional ya que alternativamente consumía Gas Natural o Fuel Oil. En los años 2010 se estaba construyendo una en boca del la mina de Río Turbio con una capacidad de 220 Mw a ser conectada al sistema eléctrico nacional.
- En la República Dominicana había tres centrales funcionando a carbón mineral.

En el Cuadro 7.3.1.5 6.4.1.5 se incluyen las centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral que en total sumarían 195 Mw.

Cuadro 7.3.1.5. Centrales eléctricas Turbo Vapor que consumen Carbón Mineral. República Dominicana

Nombre	Ubicación	Operador	Año Inicio	Potencia Instalada (MW)
Barahona	Barahona	EGEHAINA	1990	53,6
Itabo 1	Haina	EGEITABO	1984	128
Itabo 2	Haina	EGEITABO	1988	13
Total				194,6

Fuente: SIEE-OLADE.

- En Guatemala se registraba una central eléctrica a carbón con 139 Mw de potencia, denominada San José, ubicada en Managua Escuinila, operada por la central General de Electricidad y que había sido construida en el año 2000. El carbón mineral contribuía, en el año 2009, con el 8,8% de la generación.
- Perú, el restante país que utilizaba carbón para la producción de electricidad, contribuía en el año 2009, con el 5,1% de la generación total. En el año 2000 se construía en el puerto de Ilo, en Moquegua, una centra que operaba EDESUR con una potencia instalada de 135 Mw y que consumía carbón importado.
- En Venezuela, Jamaica. Cuba, Costa Rica, Honduras y Panamá que son los restantes países consumidores, no existía al año 2009 generación eléctrica con carbón.

La abundancia de otros recursos energéticos (en Venezuela), y la alternativa de los derivados de petróleo (Jamaica, Cuba, Costa Rica, Honduras y Panamá) parecerían explicar, entre otras razones, la mencionada inexistencia de la generación termoeléctrica con carbón.

7.3.2. El mercado siderúrgico del carbón mineral

La demanda de carbón mineral en el sector siderúrgico de América Latina estaba vinculada con varios aspectos, como por ejemplo:

- Con el desarrollo de la industria latinoamericana de bienes, provenientes de la siderurgia local o de los fabricados con insumos siderúrgicos importados. Esto a su vez estaba vinculado con el desarrollo industrial integrado de los países.
- Con la instalación de factorías de capitales extranjeros destinados a la producción de materias primas siderúrgicas y productos semi elaborados.
- Con la tecnología utilizada para producir arrabio y/o acero.
- En general, a excepción de Brasil, en los restantes países de América Latina, la industria siderúrgica no tenía una importancia relevante y había sufrido altibajos. Es decir regresión en la década de los 80, y alguna recuperación en la de los 90 y los 2000.
- También, en general, los carbones latinoamericanos, a excepción de algunos de Colombia no eran los más aptos para la elaboración de coque siderúrgico y en consecuencia el utilizado en la industria del hierro y del acero era en su mayor parte importado.
- En algunos países, fundamentalmente en México y Argentina se había desarrollado la tecnología de reducción directa del mineral de hierro que permitía utilizar el gas natural como reductor y esto había afectado el consumo de carbón que en la mayor parte de los casos era importado.
- Los cambios en los procesos adoptados por la industria siderúrgica intensificando el uso de hornos eléctricos de arco, en lugar de los hornos básicos de oxígeno había disminuido el empleo de carbón.
- La inyección de carbón granular en sustitución de la inyección de carbón pulverizado para la producción de coque y acero había disminuido los costos de capital y de preparación del carbón de carga y mejorado la eficiencia

Pero, el sector siderúrgico no era el mismo en todos los países y esto amerita el análisis particular del alguno de ellos.

- En **Brasil**, el uso del carbón mineral en las coquerías, absorbía cerca del 62% del consumo total de carbón del país. Adicionalmente casi todo ese carbón era importado. Esto convertía a Brasil en el principal consumidor de carbón mineral para siderurgia de la región con casi el 67% de participación. El carbón importado provenía especialmente de USA.

Otra característica de la industria siderúrgica de Brasil era su concentración, ya que las cinco mayores empresas producían el 70% del acero y el 30% lo aportan 21 compañías pequeñas. Además, estas grandes empresas estaban importando directamente el coque en lugar de utilizar carbón importado. En Brasil había sido tradicionalmente importante la siderurgia integrada a partir de carbón vegetal, que si bien había disminuido la importación de carbón y/o de coque había generado serios problemas de deforestación. Medidas ambientales que exigían la reforestación para autorizar el uso de masa forestal para fabricar carbón vegetal habían incrementado los costos de esta industria y beneficiado a la dependiente del carbón o coque mineral.

Por otra parte el uso de inyecciones de carbón pulverizado había disminuido la demanda de carbón coquizable y permitido el uso de carbones de menor calidad.

- En **México** la industria del hierro y del acero consumía menos carbón que la generación eléctrica, (el 15% frente al 83% de la generación de electricidad) a pesar de lo cual su importancia no era despreciable. Como la producción de acero crudo se había ido incrementando con el tiempo, el consumo de carbón para esta industria había ido cayendo por las modificaciones en el tipo de procesos adoptados y por la importancia de la reducción directa del mineral con gas natural.
- En **Colombia** la industria del acero estaba poco desarrollada y sólo consumía el 22% del carbón destinado al mercado interno, siendo en cambio importante su consumo en la industria del cemento.
- En **Chile** la industria del acero se había expandido relativamente poco en las últimas dos décadas y la demanda de carbón para este uso era relativamente pequeña, llegando apenas al 8% del consumo interno.
- En **Argentina**, de manera similar a Brasil, la mayor parte del consumo de carbón (y de origen importado), el 69%, estaba destinado a la industria siderúrgica para la fabricación de coque.

7.4. Algunas conclusiones sobre los mercados del carbón mineral en América Latina y El Caribe

- i) Las circunstancias han hecho que se preste al carbón mineral una atención menor dentro de los mercados Energéticos de América Latina y El Caribe. Las acciones para este sector energético han tenido una importancia comparativamente marginal.
- ii) En la mayor parte de los países productores y en varios de los importadores se presentaban problemas relacionados con la oferta de carbón mineral:
 - A excepción de **Colombia** y no en todas las minas, las exportaciones al no haber sido de escala importante y al no haberse realizado inversiones en la adecuación y modernización tecnológica, producían costos que no

resultaban competitivos con los de combustibles alternativos o carbones extrarregionales.

- En varios países, por ejemplo **Argentina, Brasil y Chile**, la producción e incluso las ventas eran subsidiadas por el estado para mantener las fuentes de trabajo y evitar problemas sociales adicionales a las existentes en las zonas mineras.
- También existían problemas relacionados con la infraestructura de transporte y con las facilidades portuarias que dificultaban las cargas y/o descargas a escala.

iii) Por otra parte, salvo en **Chile, Colombia, Venezuela y últimamente en Argentina**, en los restantes países la industria estaba totalmente en manos privadas, reservándose el estado, donde existía producción comercial, el otorgamiento de concesiones mineras. En Colombia tras la privatización de El Cerrejón, el resto de las compañías mineras de exportación también son privadas

Inclusive en Venezuela, las empresas del estado formalizaban Joint-Ventures con empresas privadas, por lo general extranjeras para desarrollar los yacimientos.

- iv) El principal mercado interno para el carbón mineral en los países de América Latina era el de generación eléctrica. En estos y otros mercados internos aptos para las ventas de carbón mineral vapor, este combustible debía competir con el gas natural que resultaba mucho más atractivo por razones de facilidad de uso y menores costos de inversión de los equipos para la utilización. Las reformas implementadas en los sistemas eléctricos de la región, habían acentuado aun más la importancia de esos factores. La racionalidad de los actores privados llevaba a que en situaciones de riesgo se otorgara preferencia a tecnologías con reducido costo de inversión.
- v) A los problemas mencionados se agregaban, además, los costos derivados de la mitigación de los impactos ambientales, cuya consideración había adquirido una importancia creciente. Los países productores de carbón habían puesto esfuerzos específicos en el desarrollo de tecnologías limpias para su empleo, esfuerzos en que algunos países de la región participaban con mayor interés.
- vi) En algunos países el mercado siderúrgico era importante. El mercado de la industria del hierro y el acero seguía siendo más específico para el carbón mineral con características coquizantes. Pero las nuevas tecnologías siderúrgicas habían aumentado la eficiencia en el uso del combustible y amortiguado el efecto del crecimiento de la demanda del mismo.

7.5. Perspectivas del mercado del Carbón en América Latina y el Caribe

7.5.1. Algunos presupuestos

A pesar de la abundante dotación de reservas de carbón mineral en algunos países de la región, las perspectivas para el desarrollo de los mercados internos para ese energético parecen poco favorables. Ello resulta tanto por factores ligados con la

demanda, como con aspectos vinculados con la oferta. Para mejorar las opciones del uso de este energético disponible dentro de la región, se requeriría un esfuerzo en la aplicación de tecnologías limpias y en la creación de condiciones competitivas, así como una reducción de los riesgos políticos y comerciales en el sector eléctrico y la revisión de los esquemas regulatorios cuando dificultaren estas opciones.

Entre los aspectos vinculados con la oferta que deberían mejorarse pueden citarse; la modernización tecnológica en la actividad minera y la adecuación de la infraestructura de transporte y las facilidades portuarias para la carga y descarga de buques de mayor tamaño.

7.5.2. Las perspectivas en el mercado de Generación Eléctrica en América Latina y El Caribe

Dentro de las limitaciones ya indicadas, la generación de electricidad sería el mercado dónde mayores posibilidades de desarrollo futuro tendrían la demanda de carbón mineral.

Esto era así por las características del recurso que lo hacen apto para la generación de vapor.

Por supuesto que, según los países, tendría que competir con el gas natural y/o los derivados del petróleo y/o Hidroelectricidad y/o la Geotermia y/o la biomasa.

Como las perspectivas varían según los países se presentarán a continuación las particularidades en cada uno de esos mercados.

- **Chile**

Los altos costos de producción de carbón local, su relativamente baja calidad y el aporte de gas natural primero desde Argentina y luego mediante la importación del GNL y las normas ambientales serían un serio escollo a la utilización del carbón nacional para generación eléctrica.

Esto era especialmente así para el Norte de Chile donde estaba concentrada la actividad del cobre.

De todas maneras las centrales de carbón emplearían el importado de Colombia, USA, Canadá y Australia

- **Colombia**

En este país, que era el mayor productor de carbón mineral de América Latina, este energético podría tomar una parte de la futura expansión de la generación eléctrica.

Con contratos firmes, hay estudios que indican se podría incrementar la capacidad térmica a carbón entre 850 MW y 2000 MW en los próximos diez a quince años.

Pero por otra parte, las normas ambientales más estrictas que suponían que el contenido de azufre en los gases de combustión debería bajar a menos del 1%, además de los planes de difusión del uso del gas natural, y las reformas introducidas en el subsector de electricidad, seguramente atemperarían las previsiones de penetración del carbón mineral en la generación eléctrica.

Una alternativa analizada desde al menos 2008 proviene de la explotación de gas de los mantos de carbón.

- **Brasil**

El uso del carbón destinado a la generación eléctrica podría ser mayor en los próximos años incrementando su participación en el mercado, aunque su contribución se limitaría a atender las demandas pico o como respaldo a la hidroelectricidad. Sería clara la importancia que tendría el parque térmico a partir de combustibles fósiles durante las épocas de estiaje, lo que explicaría que su participación en la capacidad instalada sería mayor que en la generación.

Era por eso que se citaban potencias a instalar de casi 2300 MW para los próximos años.

A estas cifras optimistas, se deberían confrontar las alternativas de equipamiento o abastecimiento quizá más competitivas que complementarias. Estas sería por ejemplo, la oferta de gas natural, también al sur de Brasil, proveniente de Bolivia y del obtenido de los recientes descubrimientos en áreas costa afuera, que en buena medida se destinaría a la generación eléctrica; además de nuevos emprendimientos hidroeléctricos como Belo Monte y Garabí. A lo cual habría sumar los problemas de calidad del carbón nacional, con muchas cenizas que exigiría técnicas de utilización costosas (lecho fluidizado por ejemplo) y de control de impacto ambiental.

- **México**

El futuro del carbón para este mercado estaba fuertemente condicionado por la política estatal para el sector eléctrico que mantendría la preeminencia de la Comisión Federal de Electricidad como prestataria del servicio y la apertura al sector privado de la industria del gas natural que absorbería buena parte de la demanda futura de capacidad de generación.

El desarrollo de nueva capacidad de generación, tanto por razones económicas como de impacto ambiental, estaría basado fundamentalmente en el uso de gas natural en detrimento del Fuel Oil. Hasta 1990, uno y otro representaban respectivamente el 13,3% y 62,3% sobre el total de la energía aportada por combustibles fósiles en la generación eléctrica; pero en el año 2009 los valores habían cambiado al 32,6% y 25,6% respectivamente, con un avance del carbón, entre los mismos años, desde 12,3% al 17,6%. Durante la próxima década se

contemplaría el aumento del parque térmico a carbón mediante la instalación de una central supercrítica de 700 Mw encomendada por la CFE a Mitsubishi Heavy Industries (MHI) en Petalco, (con seguida por otra tres de 700 Mw; una (Carboal II) en el puerto de el puerto de Lázaro Cárdenas y otras dos en el norte en Topolobampo (Sinaloa). Es decir un total de 2800 Mw. En general con carbón importado lo que aumentaría apreciablemente el ingreso de este energético desde el exterior

Pero seguramente prevalecerían los ciclos combinados a Gas Natural y los PIE que demandaron GN.

El futuro del carbón como insumo para la generación eléctrica dependería sobre todo de las propuestas de política sectorial para los próximos años. Como ya se mencionó, hoy día, existía una marcada preferencia por el gas natural. Un cambio de orientación hacia una estrategia de mayor diversificación en el uso de combustibles estaría en función de razones tanto de carácter técnico como político y económico. En algunos sectores de la industria eléctrica en México se percibía que el carbón importado podría jugar un papel de mayor relevancia en la generación de electricidad debido a su abundancia, sus bajos precios, la madurez de las tecnologías y las novedades que pudieran resultar de las actividades de investigación y desarrollo en este último renglón.

El sector de generación se abrió a la participación privada en 1992. Sin embargo, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la empresa pública de servicios, seguiría siendo el principal actor de este sector con dos tercios de capacidad instalada. Los productores independientes de energía (PIE) controlaban casi el 20% de la capacidad de generación del país pero con la obligación de vender toda su producción a la CFE ya que no tenían permiso para vender directamente a los usuarios. Por lo tanto, existía un monopolio de comercialización controlado por la CFE.

Las exigencias emanadas de la reglamentación ambiental, especialmente para las emisiones de bióxido de azufre, significarían otra restricción para el uso tradicional del carbón e impulsarían el empleo de otras tecnologías y/o carbones importados con menos azufre.

- En **Argentina** la nueva Yacimientos Carboníferos Río Turbio en manos, nuevamente del Estado, había licitado y adjudicado la construcción de un central en boca de mina en la localidad de Río Turbio, de 240 Mw a la empresa española ISOLUX –CORSAN, que se conectaría al Sistema Nacional de Transmisión. Existían fuertes resistencias de grupos ambientalistas a este emprendimiento que supone la previa reactivación de la mina, pues funcionaría con carbón nacional.
- En **Venezuela**, entre los países productores, no existían planes para incorporar generación termoeléctrica a carbón, por las razones ya mencionadas (esencialmente la amplia disponibilidad de hidrocarburos).
- En el caso de **Perú** la futura participación del carbón mineral en generación eléctrica, parecería estar supeditada a la evaluación de los recursos del

yacimiento de Alto Chicana, a los incentivos gubernamentales y a la competencia del gas natural. De esta manera no parecían alentadoras las perspectivas.

- De otros países de América Latina y Caribe, cabe mencionar en primer lugar a **República Dominicana**, luego a **Jamaica** y por último a **Costa Rica**.

En **República Dominicana** que ya disponía de centrales a carbón mineral importado tendría como competidor para su expansión al GNL también importado.

En **Jamaica** con el aporte de inversionistas privados a través de sistemas de financiamiento de la construcción de las centrales y su operación posterior se intentaba incorporar generación térmica a carbón mineral.

En **Costa Rica** se mantenía el control estatal de la transmisión y distribución eléctricas y se intentaba abrir la generación futura a inversores privados entre ellas para construir centrales a carbón mineral importado.

7.5.3. Las perspectivas en el mercado siderúrgico

El uso futuro del carbón en este mercado dependería esencialmente de la evolución de la industria siderúrgica, y de los cambios en la tecnología de producción de hierro y acero.

La tendencia parecería ir en contra de un incremento apreciable en la demanda de carbón.

De todas maneras este mercado, en la mayoría de los países, era casi cautivo del carbón importado, dadas la características de calidad de casi todos los carbones nacionales.

Pero la situación difiere según los países entre los cuales se mencionará especialmente a Brasil, México y Argentina dada la mayor importancia de sus siderurgias a carbón.

- **Brasil**

Como Brasil era el principal exportador de acero del mundo y la demanda siderúrgica de su mercado interno era creciente, se estimaba que el consumo futuro de carbón coquizable se incrementaría también y convertiría a Brasil en el principal demandante de este energético en América Latina. Esta circunstancia debería ser tomada especialmente en cuenta dentro de las políticas de integración energética.

- **México**

Pese a la expansión esperada de la industria siderúrgica para los próximos años, el consumo de carbón no se incrementaría a igual ritmo por las modificaciones en los procesos y por el uso de gas natural en reducción directa.

- **Argentina**

No se esperaba una gran demanda de carbón importado porque se intensificarían los procesos de reducción directa del mineral de hierro y el uso de hornos eléctricos a arco para producir acero.

7.5.4. Las perspectivas en otros Mercados

El fundamental era la industria cementera, que era importante en Perú, Colombia y Venezuela. La difusión masiva del gas natural que se esperaba sustituiría al carbón mineral en este mercado no lo ha hecho indicando la importancia de los precios relativos (sobre todo en Colombia).

En **Colombia** muchas otras actividades industriales (alimenticias, textiles, etc.) consumían carbón, pero con el plan de masificación de gas natural se iría reduciendo su uso en el futuro, cosa que no ha ocurrido ni en las acerías ni en la industria del cemento.

7.5.5. Conclusión sobre las perspectivas de los mercados para el uso del Carbón en América Latina y el Caribe

La apertura al sector en la industria del carbón era bastante mas antigua que en otras industrias energética. Incluso en Chile, Venezuela y Colombia, dónde subsistían empresas estatales, esto no había sido impedimento para la expansión del carbón y/o participación del sector privado que en esos países era el que realmente operaba las minas.

Salvo, entonces, la influencia de los cambios en la industria eléctrica, con la consiguiente apertura a inversores privados, en concurrencia o no con empresas estatales, las perspectivas del carbón mineral dependerían de otro tipo de cuestiones.

Entre ellas: la competencia con energéticos alternativos, especialmente el gas natural, que parecería mas convenientes para los usuarios; la calidad de los carbones nacionales que no los haría totalmente aptos para su uso directo en la industria siderúrgica; los cambios tecnológicos en la producción de aceros, que requerirían menores consumos específicos de carbón; las normas ambientales mas estrictas y los relativamente altos costos de producción, transporte, carga y descarga.

En los últimos años, y como consecuencia de la reconfiguración espacial del consumo, la producción y el comercio, el incremento de la demanda de acero ha creado oportunidades para la exportación de carbones coquizables.

7.6. La Integración

- i) La modalidad de integración más difundida, y casi la única existente, había sido el intercambio comercial, fundamentalmente de carbón vapor.

- ii) La mayor parte de las importaciones de Brasil y Argentina se destinaban a la industria siderúrgica ya que la calidad de sus carbones locales no los hacía aptos para su conversión en coque.

La generación de electricidad era el otro de los destinos de las importaciones de los países de la región (Chile, México, R. Dominicana, por ejemplo).

De todas maneras las importaciones de carbón de América Latina y El Caribe desde la región no llegaban al 3% del total importado.

- iii) Sólo dos países, Colombia y Venezuela, eran exportadores de carbón en América Latina y El Caribe y las dirigidas hacia la región no llegaban ni al 2%.
- iv) Es decir que el intercambio comercial de carbón se daba esencialmente desde y hacia países no pertenecientes a América Latina y El Caribe.
- v) El intercambio interregional se había incrementado relativamente poco en los últimos años y había sido producto de acuerdos bilaterales en algunos casos y transacciones circunstanciales en otros, sin que hubiera programas de mediano y largo plazo suficientemente desarrollados.
- vi) De todas maneras existiría un mercado potencial para el intercambio regional, ya que la mayor parte de las importaciones provienen de fuera de América Latina y El Caribe

Pero para que este intercambio se concretara habría que superara algunos obstáculos como por ejemplo: las dificultades de producción y transporte que presentaba el carbón coquizable colombiano.

En cambio las importaciones de carbón vapor destinadas a la generación eléctrica o la industria cementera, en especial de Chile, países Centroamericanos y del Caribe, podría provenir de Colombia y/o Venezuela.

Pero para que esto ocurriera deberían establecerse acuerdos regionales específicos con tarifas que favorecieran a los países productores-exportadores de la región. De todas maneras la magnitud de este mercado intraregional no parecería muy importante frente al que podrían generar las transacciones de petróleo, gas natural y electricidad.

- vii) También los procesos de integración de la industria del carbón mineral se favorecerían si se avanzara en el proceso de adecuación, en los países que aún no lo hubieran hecho, de sus legislaciones mineras para establecer disposiciones específicas sobre las modalidades de los contratos de exploración - producción y transporte (tipo joint-ventures, concesiones, etc.) con empresas privadas pero sin descuidar los aspectos de protección ambiental y adecuada internalización de las rentas que pudiera generar este recurso.

- viii) Deberían formalizarse acuerdos bilaterales en forma de contratos de suministro de mediano y largo plazo entre los países exportadores (por ejemplo Colombia o Venezuela) y los importadores.

Muy especialmente los países del Istmo Centroamericano y los del Caribe, deberían estudiar la alternativa de realizar compras conjuntas o bilaterales de carbón mineral a Colombia y Venezuela para la generación eléctrica, reeditando fórmulas como las del Acuerdo de San José para el petróleo.

7.7. Bibliografía

- 1996, Department of Energy of USA-Federal Energy Technology Center, agosto 1996.
- 2000, Development Programme, World Energy Council-Worlds Energy Assessment N.Y. UNDP.
- 2001, IEA-Energy Balances 2000/2001.
- 2004, La Modernización en el Sector Carbón Mineral de América latina y El Caribe: GTZ: UE; CEPAL, Fundación Bariloche.
- 2004, Estudio Energético Integral y Balances Energéticos. República Dominicana. CNE, Fundación Bariloche.
- 2004, Análisis of China`s industrial Structure transformation on energy consumption-International Journal of Global Energy N°2/3/4.
- 2004, Reserves and Availability of energy Resources-BGR.
- 2004, Clean Diesel Production from coal based Singas via Eisher-Tropsch Síntesis. Technology Status and Demands on China- Lin Young Wang, Internacional Pittsburg coal Conference.
- 2004, Tecnología, Economía e Impacto Ambiental del Carbón Mineral. Pedro H. Ochoa, recopilado por Víctor Bravo, Cursos Latinoamericano de Economía y Planificación Energética-Fundación Bariloche.
- 2005, El Carbón Colombiano-Fuente de Energía para el Mundo. Ministerio de Energía y Minas-UPME. Colombia.
- 2005, RWE World Market for Hard Coal.
- 2006, IEA Mayor USA coal producers.
- 2006, Merrill Lynch Coal Industry.
- 2006, High efficiency Energy. Vol. N° 10/1. Bugge Jorgen and Others.
- 2006, IEA, Energy Technology Perspectives.
- 2006, IEA Statistics Coal Information.
- 2006, Nuevas Tecnologías y Productos basados en el gas de síntesis. Mateo Quiroga Daniel y Otros. Cuadernos de Energía N °13, junio 2006.
- 2007, IEA Statistics Coal Information.
- 2007, RWE World Market for Hard Coal.
- 2007, IPCC Carbón Dioxide Capture and Storage.
- 2007, World Energy Council. Survey of Energy Resources.
- 2007, IEA Electricity Information.
- 2007, IEA Tackling Investment Challenges in Power Generation in IEA countries. OCDE. Paris.
- 2008, Minería actual en el Norte del Perú. E. Mauro Giraldo; Wilfredo Blas G., enero 2008.
- 2008, Charbon, les métamorphose d`une industrie. Jean Marie Martin Amoureux Éditions TECNHIP.
- 2009, IEA Statistics Coal Information.
- 2010, IEA Statistics Coal Information.

- 2011, IEA Statistics Coal Information.
- 2011, BP Statistical Review of World Energy.
- 2011, Sistema de Informaciones Económicas y Energéticas–SIEE OLADE.



INFORME SECTORIAL HACIA UNA NUEVA AGENDA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN

Estudio de la Oferta y Demanda de Energía

CAPITULO VIII-Prospectiva de demanda y conclusiones

15 de diciembre de 2011

INDICE

	Pág.
7. PROSPECTIVA DE DEMANDA Y CONCLUSIONES.....	548
7.1. Matriz energética proyectada.....	548
7.2. Conclusiones.....	563
7.2.1. Acerca de la pauta de uso de los recursos no renovables	563
7.2.2. El retraso en las inversiones en infraestructura energética y desarrollo de nueva oferta	569
7.2.2.1. La cadena eléctrica.....	569
7.2.2.2. El sector de petróleo y gas (Upstream)	574
7.2.2.3. El sector de petróleo y gas (Downstream)	578
7.2.2.4. Biocombustibles.....	578
7.2.2.5. Fuentes Renovables.....	579
7.3. Evolución de la sustentabilidad de la matriz energética	582

INDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 7.1.1. Producción de energía primaria proyectada en México	557
Gráfico 7.1.2. Oferta Interna Bruta proyectada en México	558
Gráfico 7.1.3. Consumo Final De Energía por Sector de Consumo Final	558
Gráfico 7.1.4. Prospectiva de crecimiento global de la demanda de energía en Argentina.....	559
Gráfico 7.1.5. Prospectiva de potencial exportador de ALyC excluida México.....	562
Gráfico 7.2.1.1. Variación de las reservas de petróleo entre 2000 y 2009. Millones de barriles	563
Gráfico 7.2.1.2. Variación de las reservas de gas natural entre 2000 y 2009. En miles de millones de metros cúbicos	564
Gráfico 7.2.1.3. Variación de las reservas de gas natural entre 1990 y 2009, por períodos y según precios internacionales. En miles de millones de metros cúbicos	565
Gráfico 7.2.1.4. Evolución de los excedentes o faltantes de los principales combustibles a nivel regional.....	567
Gráfico 7.2.1.5. Tasas de crecimiento del equipamiento eléctrico, de la demanda de potencia y generación, del consumo de gas en centrales térmicas y de las reservas de gas por subregiones	568
Gráfico 7.2.2.1.1. Tasas de crecimiento del consumo y la potencia instalada por países y sus diferencias. Período 1990-2009. En % a.a.	570
Gráfico 7.2.2.5.1. Simulación de costos de generación de un ciclo combinado según variaciones del precio del gas. En U\$Sd MBTU y U\$Sd MWH.....	580
Gráfico 7.2.2.5.2. Feed-in Tariff para proyectos de energía eólica onshore (USD/MWh).....	581

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 7.1.1. Descripción de las principales variables proyectadas en estudios de prospectiva energética en países de ALyC.....	550
Cuadro 7.1.2. Prospectiva de la demanda final de energía por países.....	552
Cuadro 7.1.3. Prospectiva de la demanda final de energía por Subregiones.....	553
Cuadro 7.1.4. Metas y Proyecciones de Demanda de Energía en Brasil.....	555
Cuadro 7.1.5. Metas y Proyecciones de la Oferta de Energía en Brasil.....	556
Cuadro 7.1.6. Proyecciones de la Demanda de Energía en Argentina: escenarios Tendencial y Estructural al 2025.....	560
Cuadro 7.1.7. Configuración Proyectada de la Demanda de Energía Primaria en Argentina según escenarios comparados al año 2025.....	561
Cuadro 7.1.8. Proyección global de incremento en la demanda de ALyC excluido México. Período 2010-2030.....	561
Cuadro 7.2.1.1. Tasas de crecimiento del equipamiento eléctrico, de la demanda de potencia y generación, del consumo de gas en centrales térmicas y de las reservas de gas por subregiones.....	568

7. PROSPECTIVA DE DEMANDA Y CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan, por una parte los resultados de los estudios de prospectiva integrada de demanda de energía para la Región y por países según la información disponible y, por otra, las consecuencias y desafíos que se derivan de estos resultados frente al conjunto de problemas detectados en el estudio de la oferta de energía en cada cadena de fuentes y recursos.

7.1. Matriz energética proyectada

A los efectos de analizar las tendencias de las matrices energéticas de los países de la región, se efectuó un relevamiento de estudios de prospectiva energética recientemente elaborados en los países de ALyC.

Como resultado de dicha investigación se lograron identificar estudios para 13 de los 26 países de la región. A continuación se presenta el listado de países para los que se identificaron estudios de prospectiva.

Argentina	Jamaica
Bolivia	México
Brasil	Nicaragua
Chile	Panamá
Colombia	Paraguay
Costa Rica	República Dominicana
El Salvador	

El grado de detalle de cada uno de dichos estudios, así como el marco temporal difiere entre ellos, de modo que resulta complejo generar un resumen y comparar luego sus principales resultados. No obstante, en el siguiente cuadro se detallan las características más relevantes de los citados estudios, tales como las tasas de crecimiento de las principales variables proyectadas, el período de tiempo analizado y el tipo de escenario utilizado.

Allí se observa que casi todas las prospectivas llegan como mínimo hasta el año 2025 y solo en el caso de Costa Rica hasta el 2060. Por su parte, las tasas del crecimiento de la economía de los países se ubican entre el 4% y el 5.8% a.a., considerándose tasas moderadas en el largo plazo. En tal sentido se destaca que casi todos los estudios plantean un único escenario socioeconómico y dos energéticos.

Por su parte, la tasa de crecimiento de la demanda final de energía por sector varía entre el 2.2 y 9.9% a.a., sin embargo el promedio del crecimiento del consumo se ubica en el 4% a.a. Esto estaría implicando una elasticidad cercana a la unidad, valor acorde a economías en desarrollo como las de ALyC, lo que supondría que la Región continuaría un sendero virtuoso y que la reconfiguración del orden mundial en proceso arrojaría condiciones favorables para el desarrollo sostenible.

En lo que respecta a la demanda de derivados de petróleo, se observa que los países plantean reducciones en sus consumos en los escenarios alternativos con penetraciones del gas natural, electricidad y un mayor peso de las fuentes renovables.

Cuadro 7.1.1. Descripción de las principales variables proyectadas en estudios de prospectiva energética en países de ALyC

Pais	Período de Prospectiva	Tipos de Escenarios	Tasa del PBI	Tasa demanda final	Tasa demanda derivados	Tasa demanda Gas Natural	Tasa demanda Electricidad	% renovables en el consumo
Argentina	2008-2025	Tendencial / Estructural	4.0% a.a.	3.1% / 2.2% a.a.	2.0% / 1.2% a.a.	3.9% / 2.6% a.a.	3.9% / 2.9% a.a.	4.0% / 6.5%
Bolivia	2009-2030	Tendencial / Alternativo	5.4% a.a.	5.1% / 4.7% a.a.	3.9% / 2.4% a.a.	7.8% / 8.4% a.a.	5.9% / 6.0% a.a.	9.5% / 6.4%
Brasil	2011-2020	Escenario único	5.0% a.a.	5.0% a.a.	3.5% a.a.	9.0% a.a.	4.8% a.a.	31.0%
Chile	2007-2030	Escenario único	4.5% a.a.	5.4% a.a.	6.0% a.a.	3.0% a.a.	6.4% a.a.	13.0%
Colombia	2008-2030	Tendencial / Alternativo	4.2% a.a.	3.1% / 2.6% a.a.	2.1% / 1.1% a.a.	4.1% / 4.0% a.a.	3.6% / 3.2% a.a.	13.0% / 14.0%
Costa Rica	2010-2060	Escenario único			4.7% a.a.		5.0% a.a.	
El Salvador	2010-2024	Referencia / Alta					3.5% / 4.5% a.a.	
Jamaica	2009-2030	BAU/Improvements	5.0% a.a.	9.9% / 6.5% a.a.				20.0%
México	2009-2025	Escenario único		2.4% a.a.				11.0%
Nicaragua	2006-2025	Tendencial / Mitigación	4.5% a.a.	3.2% / 2.8% a.a.	5.1% / 4.7% a.a.		5.3% / 4.8% a.a.	30.0%
Panamá	2009-2023	Referencia / Optimista	4.7% a.a.	4.4% / 4.7% a.a.	2.4% / 1.7% a.a.		4.1% / 3.0% a.a.	18.0% / 36.0%
Paraguay	2005-2030	Referencia / Alta	5.0% / 5.8% a.a.	2.2% / 3.1% a.a.	1.7% / 2.6% a.a.	12.0% / 13.0% a.a.	4.4% / 5.1% a.a.	53.0% / 40.0%
República Dominicana	2005-2025	Tendencial / Alternativo	4.3% a.a.	2.8% / 4.1% a.a.		31.0% / 33.0% a.a.	3.6% / 5.0% a.a.	11.0% / 9.8%

Fuente: elaboración propia en base a los estudios de prospectiva de dichos países que se detallan a continuación:

Argentina: Elementos para el diagnóstico y desarrollo de la Planificación Energética Nacional (2008-2025). Grupo de Planeamiento Energético. Secretaría de Energía. Diciembre 2008.

Bolivia: Prospectiva del Ministerio de Energía de Bolivia (2009-2026), Metodología y prospectiva a partir de escenarios energéticos (2009-2030) realizados con el modelo LEAP: El caso de BOLIVIA. Fundación Bariloche - CEPAL. Septiembre 2011.

Brasil: Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Ministério de Minas e Energia Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. 2011.

Chile: Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo (2010-2030). PROGEA. Informe Preparado para la Comisión Nacional de Energía. Junio 2008.

Colombia: Proyecciones Integradas de demanda de energía del PEN (2009-2030). UPME. 2009. Metodología y prospectiva a partir de escenarios energéticos (2009-2030) realizados con el modelo LEAP: El caso de COLOMBIA. Fundación Bariloche - CEPAL. Enero 2011.

Costa Rica: Estrategia Energética Costa Rica (2010-2060). Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. Julio 2010.

El Salvador: Política Energética Nacional de El Salvador (2010-2030). Consejo Nacional de Energía. 2009.

Jamaica: Energy Policy Jamaica (2009-2030). The Ministry of Energy and Mining. Octubre 2009.

México: Estrategia Nacional de Energía de México (2011-2025). Secretaría de Energía. Febrero 2011.

Nicaragua: Asistencia Técnica de Fundación Bariloche al Gobierno de Nicaragua en el marco del proyecto Desarrollo de Capacidades para el MDL (CD4CDM). Julio 2009.

Panamá: Plan Nacional de Energía (2009-2023). Secretaría Nacional de Energía. Mayo 2009. Plan Nacional del SIN (2010-2024). ETESA. Noviembre 2010.

Paraguay: Estudio de Demanda de Energía-2030. Viceministerio de Minas y Energía. Marzo 2010.

República Dominicana: Estudio Prospectiva Demanda (2005-2025). Fundación Bariloche para la Comisión Nacional de Energía. 2008.

En cuanto a los instrumentos, medidas y herramientas de política energética presentados en los estudios consultados, se destacan las siguientes:

- Incrementar el uso del gas natural
- Elevar el nivel de electrificación urbana y rural
- Disminuir pérdidas de electricidad
- Expansión de la oferta de biocombustibles
- Mejoras en las cocinas a leña
- Aumento de la eficiencia de los electrodomésticos y de los vehículos
- Cambio entre medios y modo de transporte
- Aumento de la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica

A través de ellas, se espera mejorar la calidad de vida de los habitantes, garantizar la seguridad del suministro, disminuir los impactos ambientales, diversificar la matriz energética e incrementar los procesos de integración, entre otros aspectos.

A los efectos de cuantificar las demandas futuras de energía de los países analizados, se estimaron las mismas considerando los consumos finales de energía del año base de la prospectiva efectuada por cada país (extraídas del SIEE) y se efectuó su proyección con las tasas del cuadro antes expuesto.

En base a estas hipótesis, se elaboró el cuadro que se presenta a continuación:

Cuadro 7.1.2. Prospectiva de la demanda final de energía por países

País	Período de Prospectiva	demanda final en kTep			demanda derivados MBD		
		Año Base	Escenario I	Escenario II	Año Base	Escenario I	Escenario II
Argentina	2008-2025	48,608	81,677	70,367	302	423	370
Bolivia	2009-2030	4,725	13,429	12,395	44	99	73
Brasil	2011-2020	197,797	322,190	322,190	1,673	2,360	2,360
Chile	2007-2030	23,139	77,566	77,566	247	945	945
Colombia	2008-2030	23,489	45,979	41,315	211	333	268
Costa Rica	2010-2060	3,649			41	406	406
El Salvador	2010-2024	2,837			36		
Jamaica	2009-2030	2,666	19,358	10,006	36		
México	2009-2025	109,030	159,348	159,348	1,350		
Nicaragua	2006-2025	2,003	3,644	3,385	15	38	35
Panamá	2009-2023	3,114	5,690	5,923	41	57	52
Paraguay	2005-2030	3,686	6,350	7,906	23	36	45
República Dominicana	2005-2025	5,078	8,822	11,342	62		

País	Período de Prospectiva	demanda Gas Natural MM m3/día			demanda Electricidad GWh		
		Año Base	Escenario I	Escenario II	Año Base	Escenario I	Escenario II
Argentina	2008-2025	115.9	222.2	179.4	107,044	205,130	174,031
Bolivia	2009-2030	7.2	34.7	39.0	5,379	17,926	18,285
Brasil	2011-2020	61.8	146.2	146.2	437,443	699,092	699,092
Chile	2007-2030	12.0	23.7	23.7	52,925	220,455	220,455
Colombia	2008-2030	14.8	35.8	35.0	43,367	94,422	86,719
Costa Rica	2010-2060				8,570	98,279	98,279
El Salvador	2010-2024				4,563	7,386	8,451
Jamaica	2009-2030				5,060		
México	2009-2025				182,526		
Nicaragua	2006-2025				2,219	5,920	5,408
Panamá	2009-2023				5,805	10,189	8,781
Paraguay	2005-2030	0.0	1.0	1.3	4,742	13,916	16,446
República Dominicana	2005-2025	0.0	0.2	0.5	11,753	23,842	31,185

Fuente: elaboración propia en base a estudios de prospectiva de dichos países. Salvo en el caso del Gas Natural (donde se considera la prospectiva de la demanda final y el consumo intermedio de este energético), en los demás casos sólo se proyecta el consumo final de energía sectorial. La nomenclatura Escenario I y Escenario II, corresponde a los dos escenarios que fueron planteados en la prospectiva de los países, de acuerdo al detalle del cuadro anterior. En general las hipótesis de los Escenario I son del tipo Tendencial y el Escenario II del Político.

A los efectos de contextualizar dichas proyecciones, se ha procedido a agrupar las prospectivas realizadas por cada país dentro de las regiones analizadas en el presente estudio, esto con el fin de apreciar la representatividad de la muestra sobre el total de ALyC.

En el siguiente cuadro se observa que los 13 países analizados, representan el **81%** del consumo final de energía del año 2008. Al respecto cabe destacar que dado que los años base de cada prospectiva no son coincidentes, se optó por comparar los consumos agregados de dichos países con el consumo de ALyC para el año 2008, por ser el año base intermedio dentro del rango de años bases utilizados en los estudios aquí citados. El año final de las proyecciones aquí estimadas es el 2030.

Las tasas de crecimiento de la demanda final de energía promedio para el período 2008-2030, de esta muestra representativa de países de ALyC, se ubica en el 3.7 y 3.8% a.a., dependiendo del escenario. Si comparamos dichas tasas con las observadas para la región (de acuerdo al SIEE) entre los períodos: 1990-2009 y 2000-2009, (las que se ubican entre 2.6% a.a. y 2.7% a.a., respectivamente), se observa que las previsiones de crecimiento de la demanda al 2030, serán mayores a las históricas en un 40%.

Cuadro 7.1.3. Prospectiva de la demanda final de energía por Subregiones

País	Período de Prospectiva	Representatividad de la Región	demanda final en kTep			demanda derivados MBD		
			Año Base	Escenario I	Escenario II	Año Base	Escenario I	Escenario II
CARIBE	Año Base-2030	29%	7.744	29.485	23.872	98	0	0
MESOAMÉRICA (1)	Año Base-2030	86%	120.633	191.367	191.465	133	218	205
ÁREA ANDINA	Año Base-2030	28%	28.214	59.407	53.710	255	432	341
ÁREA DEL SUR	Año Base-2030	98%	273.228	703.876	688.741	2.247	4.778	4.712
AMÉRICA DEL SUR	Año Base-2030	82%	301.442	763.283	742.451	2.501	5.210	5.053
ALyC	Año Base-2030	81%	429.819	984.136	957.788	2.733	5.428	5.258
País	Período de Prospectiva	Representatividad de la Región	demanda Gas Natural MM m ³ /día			demanda Electricidad GWh		
			Año Base	Escenario I	Escenario II	Año Base	Escenario I	Escenario II
CARIBE	Año Base-2030	29%	0	0	1	16.813	28.454	39.800
MESOAMÉRICA (1)	Año Base-2030	86%	0	1	1	21.157	52.981	51.380
ÁREA ANDINA	Año Base-2030	28%	22	71	74	48.746	112.348	105.004
ÁREA DEL SUR	Año Base-2030	98%	190	640	575	602.155	1.599.986	1.554.914
AMÉRICA DEL SUR	Año Base-2030	82%	212	710	649	650.901	1.712.335	1.659.918
ALyC	Año Base-2030	81%	212	711	650	688.872	1.793.770	1.751.098

Fuente: elaboración propia en base a estudios de prospectiva de dichos países. Dentro de Mesoamérica, sólo se incluye la prospectiva de la demanda de energía de México en el caso de la demanda final, dado que los estudios nacionales consultados no informan las tasas de crecimiento de la demanda de derivados de petróleo, gas natural y electricidad.

(1) No se incluye México en Mesoamérica siendo que representa el grueso de la subregión por falta de información desagregada en fuentes primarias y secundarias y por consiguiente no es posible estimar la demanda incremental de PT, GN y EE en este cuadro.

En cuanto a los derivados de petróleo, la demanda entre el 2008 y el 2030 crecería en ALyC (sin incluir México) al 3.2% a.a. (Escenario I) y al 3.0% a.a. (Escenario II), mientras que en el período 1990-2009 dicha demanda creció al 2.4% a.a. y entre los años 2000-2009 al 2.1% a.a.

Por su parte, en el caso del gas natural, la demanda entre los años 2008 y 2030, crecería en ALyC (sin México) al 5.7% a.a. (Escenario I) y al 5.2% a.a. (Escenario II). Recordemos que entre los años 1990-2009 la demanda de gas natural creció en ALyC al 5.2% a.a. y entre el 2000-2009 al 5.6% a.a.. De esta manera se observa que la prospectiva presupone que la demanda seguirá a las tasas históricas registradas en los últimos años sin registrar los problemas de oferta detectados en el capítulo III de este Informe III, hecho que plantea muy serios desafíos.

Finalmente, en el caso de la electricidad, la demanda entre el 2008-2030 en ALyC (sin México) aumentará entre el 4.4% a.a. y el 4.3% a.a. (Escenario I y Escenario II respectivamente), mientras que las tasas históricas se ubicaron en valores similares a estos (4% a.a. entre 1990-2009 y 3.1% a.a. entre 2000-2009).

A los efectos de corroborar estas estimaciones, se las ha comparado con las publicadas recientemente por la Agencia Internacional de la Energía, en su World Energy Outlook 2011, Paris, France, 2011.

En dicho estudio se prevé que en el año 2030¹⁰⁰, la demanda de derivados de petróleo se ubicará en 5.8 millones barriles/día, cifra similar a la aquí estimada para los 13 países de ALyC sin México (5.4 y 5.3 millones barriles/día, Escenario I y Escenario II, respectivamente) Vale decir que BP estima esta cifra en el orden de los 4.9 Millones de barriles día también excluyendo a México, lo que arroja una demanda incremental de no menos de 2 MMBD.

¹⁰⁰ Los resultados de la prospectiva del escenario de la AIE aquí presentados, corresponden a un escenario denominado de Nuevas Políticas, tendiente a morigerar las tasas de crecimiento histórico de la demanda final de energía. Resulta importante destacar que los valores de la prospectiva al 2030 aquí presentados corresponden a América Latina sin incluir México, pues la demanda proyectada de dicho país está incluida dentro de la correspondiente a países OCDE.

Con relación al Gas Natural, las estimaciones al 2030 de la AIE, se ubican en 603 millones m³/día, mientras que el Escenario I de los 13 países sin México, plantea un consumo en dicho año de 711 millones m³/día y 650 millones m³/día el Escenario II, cifra superior a la estimación de la BP (425 millones de m³/día, lo que implica un incremental mínimo de 200 MMm³/día).

Por último, en el caso de la Electricidad, según las estimaciones de la AIE el consumo en el 2030 se ubicará en 1,370 TWh, contra 1,794 TWh (Escenario I) y 1,751 TWh (Escenario II) de 13 países de ALyC sin México, mostrando una mayor brecha respecto a la prospectiva general agregada a partir de la sumatoria de casos.

Como se observa, se espera en la región tasas de crecimiento de la demanda mayores a las históricas, con un proceso de relativa menor dependencia del petróleo y sus derivados, pero una mayor dependencia del gas natural en magnitudes realmente importantes a escala regional.

En el caso de países como Brasil, Argentina y México, y sobre la base de los estudios oficiales consultados, se detallan algunos aspectos específicos de la prospectiva de dichos países. Por otra parte, cabe destacar que en el caso de Brasil, éste representó en el año 2009 el 35.4% del consumo de energía de ALyC, México el 20.5% y Argentina el 9.4%.

En el caso de Brasil, la información presentada se basa en el Plan decenal de Expansión de Energía 2020, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y la Empresa de Pesquisa Energetica, presentado a inicios de 2011.

En el siguiente cuadro, extraído de dicho documento, se aprecia entre otros aspectos la penetración esperada para el gas natural en el Brasil. En tal sentido, el consumo total se elevará de 54 millones de m³/día (año 2010) a 136 millones m³/día en el 2020 (lo que implica una tasa del 9.7% a.a.). Asimismo, se prevé que de la oferta total de gas natural del 2020 (192 millones de m³/día), el 97% provendrá de la producción nacional y el resto será importado. Esto significa que en dicho año sólo se importarán 5.5 millones de m³/día de gas natural. Comparando dicho panorama con la situación actual, donde el 36% es gas importado, se espera según este escenario un fuerte crecimiento de la industria del gas natural brasilera y una activación de los campos gasíferos del país. Esto generará sus impactos en los actuales países proveedores de dicho recurso¹⁰¹.

Una tasa de crecimiento similar a la del gas natural se aprecia en el caso del etanol (se incrementará su consumo entre el 2010 y el 2020 en un 151%), mientras que para el biodiesel dicho incremento será del 58%. El correlato de esta situación se observa en los derivados de petróleo, cuyo incremento será del 39%, y en particular en el caso de la gasolina el consumo entre el 2010 y el 2020 decrece un -5% y el diesel aumenta el 61%. A partir de estas cifras se concluye que Brasil continuará profundizando el proceso del uso del etanol (principalmente en el sector transporte), mientras que la penetración del biodiesel morigerará el incremento de la demanda de diesel durante el período.

¹⁰¹ Sin embargo, como se ha visto las actuales políticas de precios relativos de Brasil no parecen ser inductivas de tales tasas de crecimiento, lo que requiere al entender de los analistas de este estudio una especial evaluación y sinceramiento de las hipótesis de cálculo.

Cuadro 7.1.4. Metas y Proyecciones de Demanda de Energía en Brasil

	2010 ⁽¹⁾	2015	2020	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Décenio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parámetros Macroeconómicos									
PIB (10 ⁹ R\$ [2008])	3.200	4.084	5.212	884	28%	1.128	28%	2.012	63%
População ⁽²⁾ (10 ⁶ hab)	190,8	198,9	205,0	8,1	4%	6,1	3%	14,2	7%
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	16,8	20,5	25,4	3,8	22%	4,9	24%	8,7	52%
Oferta Interna de Energía per capita (tep/hab)	1,418	1,734	2,145	0,3	22%	0,4	24%	0,7	51%
Oferta Interna de Energía por PIB (tep/10 ⁹ R\$)	84,6	84,4	84,4	-0,14	-0,2%	-0,06	-0,1%	-0,20	-0,2%
Oferta Interna de Electricidad por PIB (kWh/10 ⁹ R\$)	171,5	168,7	166,4	-2,8	-2%	-2,3	-1%	-5,1	-3%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁹ R\$)	76,1	75,9	75,8	-0,13	-0,2%	-0,09	-0,1%	-0,22	-0,3%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽³⁾				1,12		0,99		1,05	
Consumo Final Energético⁽⁴⁾ (10⁶ tep)	243,4	310,1	395,3	66,7	27%	85,2	27%	151,9	62%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /día)	54,3	91,2	135,8	36,9	68%	44,6	49%	81,5	150%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	10,3	15,7	16,7	5,4	52%	3,0	19%	8,4	82%
Lenha (10 ⁶ t)	57,3	62,7	69,4	5,4	9%	6,7	11%	12,1	21%
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	8,7	11,2	12,0	2,5	29%	0,8	7%	3,3	38%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	145,5	187,8	238,0	42,3	29%	50,2	27%	92,5	64%
Electricidade (TWh)	454,1	581,2	730,1	127,1	28%	148,9	26%	276,0	61%
Etanol (10 ⁶ m ³)	25,7	42,3	64,6	16,6	65%	22,3	53%	38,9	151%
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	2,4	3,0	3,8	0,6	25%	0,8	27%	1,4	58%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	91,8	104,1	128,0	12,3	13%	23,9	23%	36,2	39%
Óleo Diesel	45,6	57,5	73,4	11,9	26%	15,9	28%	27,8	61%
Óleo Combustível	6,7	8,1	9,3	1,4	21%	1,2	15%	2,6	39%
Gasolina	22,8	18,2	21,7	-4,6	-20%	3,5	19%	-1,1	-5%
GLP	12,9	14,8	16,5	1,9	15%	1,7	11%	3,6	28%
Querosene	3,9	5,6	7,1	1,6	41%	1,6	29%	3,2	82%
Oferta Interna de Energía (10⁶ tep)	270,6	344,8	439,7	74,2	27%	94,9	28%	169,1	62%
Petróleo (10 ³ barril/día)									
- Produção	2.050	3.816	6.079	1.765	86%	2.264	59%	4.029	197%
- Exportação ⁽⁵⁾	-291	-1.512	-3.077	-1.221	420%	-1.565	104%	-2.786	957%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /día)									
- Produção ⁽⁴⁾	62,8	109,1	186,6	46,3	74%	77,5	71%	123,8	197%
- Importação ⁽⁷⁾	34,6	29,5	5,5	-5,1	-15%	-24,0	-81%	-29,1	-84%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)									
- Produção	43,8	65,6	92,8	21,8	50%	27,2	41%	49,0	112%
- Importação/Exportação	7,5	-4,4	-14,8	-11,9	-159%	-10,4	236%	-22,3	-297%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)									
- Produção	14,2	12,4	14,3	-1,8	-13%	1,9	15%	0,1	1%
- Exportação	-8,1	-3,4	-3,8	4,7	-58%	-0,4	12%	4,3	-53%
Gasolina (10 ⁶ m ³)									
- Produção	23,4	21,7	22,6	-1,7	-7%	0,9	4%	-0,8	-3%
- Exportação	-0,3	-3,5	-1,0	-3,2	1067%	2,5	-71%	-0,7	233%
Etanol (10 ⁶ m ³)									
- Produção	28,0	47,5	73,3	19,5	70%	25,8	54%	45,3	162%
- Exportação	-1,8	-5,3	-8,7	-3,5	194%	-3,4	64%	-6,9	383%
Electricidade (TWh)									
- Produção+importação	548,9	689,0	867,3	140,1	26%	178,3	26%	318,4	58%

Fuente: Plan decenal de Expansión de Energía 2020, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y la Empresa de Pesquisa Energetica, 2011.

Por su parte la leña presenta un crecimiento moderado en el consumo, produciéndose de ese modo un proceso de sustitución de dicho energético por otras fuentes tales como el gas natural y el GLP. Sobre el consumo final de energía la leña pasará de representar el 8.4% en el 2010 al 5.4% en el 2020.

En lo que respecta a la electricidad, su tasa de crecimiento en el período será del 61%, disminuyendo levemente su participación entre el 2010 y el 2020, del 17% al 16%.

En cuanto a la evolución de la elasticidad entre el consumo de energía y el PBI, ésta irá disminuyendo a lo largo del periodo, pero siempre cercana a la unidad, mientras que la intensidad energética quedará prácticamente invariable (75.8 tep/10⁶ R\$).

Por el lado de la oferta, se aprecia que Brasil pasará a ser un país netamente exportador de petróleo, multiplicando por 10 el volumen de crudo actualmente exportado. Se prevé entonces que en el 2020 dicho país exportará 3 millones de barriles/día, mientras que el consumo interno se ubicará en 6 millones de m³/día.

Cuadro 7.1.5. Metas y Proyecciones de la Oferta de Energía en Brasil

	2010 ⁽¹⁾	2015	2020	1° Quinquênio		2° Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽²⁾ (GW)	109,6	140,9	171,1	31,3	29%	30,2	21%	61,5	56%
<i>Hidráulica ⁽³⁾</i>	82,9	94,1	115,1	11,2	14%	21,0	22%	32,2	39%
<i>Nuclear</i>	2,0	2,0	3,4	0,0	0%	1,4	70%	1,4	70%
<i>Térmica ⁽⁴⁾</i>	15,5	25,5	25,5	10,0	65%	0,0	0%	10,0	65%
<i>PCH+Biomassa+Eólica</i>	9,1	19,3	27,1	10,2	112%	7,8	40%	18,0	198%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁵⁾									
Linhas de Transmissão (km)	99.649	131.946	142.202	32.297	32%	10.256	8%	42.553	43%
Subestações (MVA)	222.119	279.549	291.370	57.430	26%	11.821	4%	69.251	31%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos)	9.295	9.745	9.745	450	5%	0	0%	450	5%

Notas:

(*) Os valores de parâmetros macroeconômicos, de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados preliminares do Balanço Energético Nacional 2011. Os demais dados de 2010 referem-se a valores estimados.

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente. Os incrementos negativos acima de 100% num determinado período correspondem a inversões do sentido dos fluxos nesse período.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Inclui o consumo do setor energético e consumo não energético. Não inclui consumo para geração elétrica de serviço público e auto-produção.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos.

(5) Não abrange as instalações dos sistemas isolados e a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução). Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das usinas.

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial. Salienta-se que o incremento de 64% se concentra totalmente no primeiro quinquênio, decorrente da entrada em operação de usinas já autorizadas, entre elas as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O incremento no segundo quinquênio é nulo.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

Fuente: Plan decenal de Expansión de Energía 2020, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y la Empresa de Pesquisa Energetica, 2011.

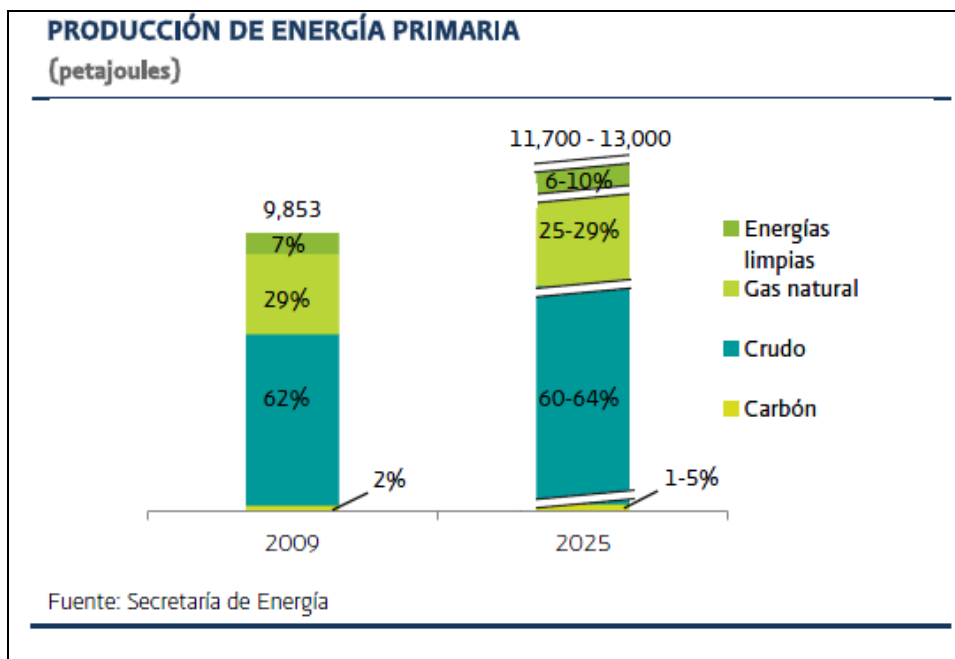
En lo que se refiere a los derivados de petróleo y el etanol, Brasil será en el 2020 levemente excedentario pudiendo exportar al resto mundo parte de su producción.

Finalmente, en el tema eléctrico la producción más la importación se incrementará en un 58%, pasando de 549 TWh en el 2010 a 867 TWh en el 2020. Esto implicará aumentar la potencia instalada de 110 GW a 171 GW, en dicho período. Se observa en el cuadro anterior el importante incremento esperado en las pequeñas *hidro + biomasa + eólica*, con un incremento del 200%, pasando de 9 GW en el 2010 a 27 GW en el 2020.

En el caso de México, la información de la prospectiva ha sido obtenida del documento: Estrategia Nacional de Energía (ENE), elaborado por la Secretaría de Energía de México, enviado el 25 de febrero de 2011 al Congreso de la Unión para su ratificación.

En el siguiente cuadro se aprecia que el crecimiento de la producción primaria de México se ubicará entre el 18% y el 32%, dependiendo del escenario analizado. Dado que el ENE reconoce que la matriz energética de dicho país se encuentra concentrada en los combustibles fósiles, se elaboraron dos escenarios (uno de tendencia y otro que plantea una diversificación de dicha matriz). En el caso del escenario diversificado el carbón cede medio punto porcentual y el crudo entre 2 y 4 puntos porcentuales. Dicha parte del mercado es captada por energías limpias y el gas natural.

Gráfico 7.1.1. Producción de energía primaria proyectada en México

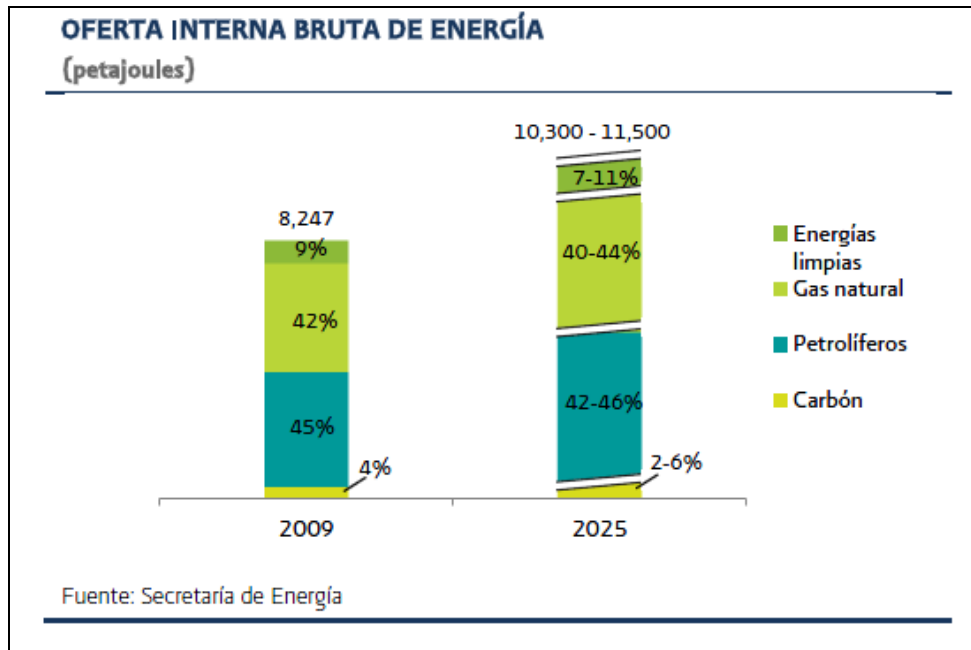


Fuente: Estrategia Nacional de Energía, elaborado por la Secretaría de Energía de México, febrero de 2011

El impacto de esta modificación en la matriz de producción, se ve levemente reflejado en la Oferta Interna Bruta Total (OIBT), dado que las renovables y el gas natural no penetran en la misma magnitud que en la producción de energía primaria.

Como se ha visto esta mayor penetración del gas natural en México supone grandes desafíos a la tarea de hallar suficientes reservas de gas natural a costo razonable.

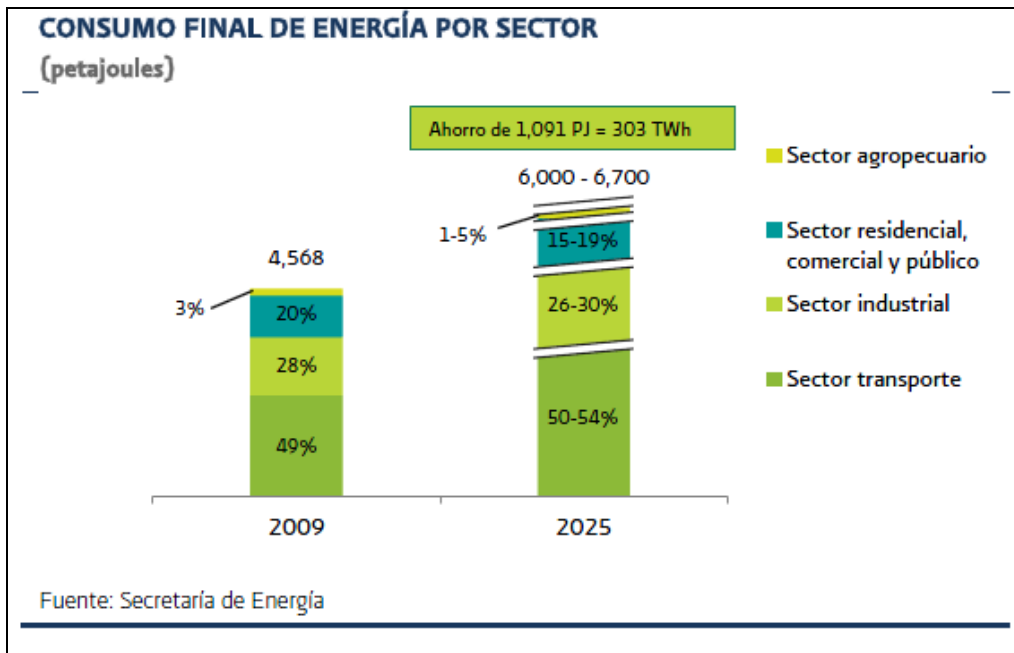
Gráfico 7.1.2. Oferta Interna Bruta proyectada en México



Fuente: Estrategia Nacional de Energía, elaborado por la Secretaría de Energía de México, febrero de 2011

A nivel de los sectores, se aprecia que el peso del Transporte seguirá incrementándose en el escenario de tendencia y se mantiene casi constante en el diversificado. Como se aprecia pocos cambios estructurales se esperan entre el 2009 y el 2025.

Gráfico 7.1.3. Consumo Final De Energía por Sector de Consumo Final



Fuente: Estrategia Nacional de Energía, elaborado por la Secretaría de Energía de México, febrero de 2011

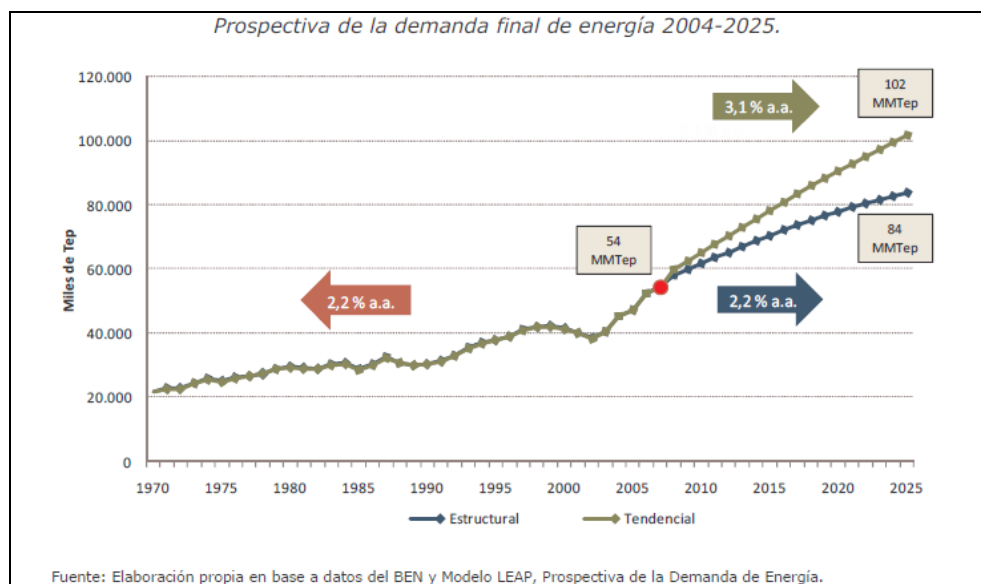
En lo que respecta a la oferta, la ENE plantea un incremento de la producción de petróleo, pasando de 2.6 millones de m³/día del 2009 a 3.3 millones de m³/día en el

2025. Esto implica importantes inversiones en la etapa de exploración y producción, pues el escenario no sólo propone compensar la caída de producción observada en los últimos años en México, sino además un incremento del 27% en 25 años.

En el caso de Argentina, la información esta tomada del documento: Elementos para el Diagnóstico y Desarrollo de la Planificación Energética Nacional: 2008-2025, publicado en diciembre de 2008 y elaborado por el Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaría de la Energía de la Nación.

En le siguiente cuadro se aprecia que el crecimiento de la demanda final de energía de Argentina será significativo (3.1% a.a.), comparado con la tendencia histórica, principalmente si se considera un escenario de consumo tendencial, donde no se aplican medidas de política energética específicas, a los efectos de moderar dicho crecimiento, mediante la aplicación de medidas de uso eficiente de la energía y sustitución entre energéticos.

Gráfico 7.1.4. Prospectiva de crecimiento global de la demanda de energía en Argentina



Fuente: Elementos para el Diagnóstico y Desarrollo de la Planificación Energética Nacional: 2008-2025, publicado en diciembre de 2008 y elaborado por el Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaría de la Energía de la Nación de la República Argentina.

En cuanto al consumo sectorial, se aprecia en los siguientes cuadros que la industria será en ambos escenarios el sector más dinámico, y que los ahorros que se podrían lograr en el caso del gas natural se ubican en el 24% y en el 16% en el caso de la electricidad. Esto indica que la aplicación de las medidas propuestas en el estudio (principalmente vinculadas con la eficiencia energética y la sustitución entre fuentes), lograrían importantes impactos en el consumo final de energía.

Cuadro 7.1.6. Proyecciones de la Demanda de Energía en Argentina: escenarios Tendencial y Estructural al 2025

Principales resultados Escenario Tendencial (miles de Tep)

	2008	2015	2020	2025	Tasa a.a. %
Residencial	13.503	16.705	18.706	20.854	2,6%
Comercial y Público	4.689	6.255	7.266	8.198	3,3%
Industria	15.367	21.629	25.987	29.937	4,0%
Transporte	14.804	18.097	20.599	22.921	2,6%
Agropecuario	6.477	8.382	9.496	10.342	2,8%
No Energético	5.239	7.232	8.614	9.823	3,8%
TOTAL	60.079	78.300	90.667	102.075	3,2%
Consumo Gas Natural (MMm3/día)	70	98	116	134	3,9%
Consumo Electricidad (TWh)	125	172	206	238	3,9%

Fuente: Modelo LEAP, Prospectiva de la Demanda de Energía.

Principales resultados Escenario Estructural (miles de Tep)

	2008	2015	2020	2025	Tasa a.a. %	Ahorro
Residencial	12.780	14.542	15.415	16.328	1,5%	22,0%
Comercial y Público	4.441	5.387	5.846	6.163	1,9%	25,0%
Industria	14.876	19.490	22.391	24.879	3,1%	17,0%
Transporte	14.600	16.900	18.700	20.100	1,9%	12,0%
Agropecuario	6.197	7.421	7.956	8.199	1,7%	21,0%
No Energético	5.073	6.620	7.575	8.298	2,9%	16,0%
TOTAL	57.968	70.361	77.883	83.966	2,2%	18%
Consumo Gas Natural (MMm3/día)	66	83	93	102	2,6%	23,8%
Consumo Electricidad (TWh)	122	160	180	199	2,9%	16,4%

Fuente: Modelo LEAP, Prospectiva de la Demanda de Energía.

Fuente: Elementos para el Diagnóstico y Desarrollo de la Planificación Energética Nacional: 2008-2025, publicado en diciembre de 2008 y elaborado por el Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaría de la Energía de la Nación de la República Argentina.

En lo que respecta a la oferta de energía primaria, se aprecia en el siguiente cuadro que Argentina en el 2025 perderá su condición de autosuficiencia energética en el caso del petróleo y el gas natural. En dicho año, las importaciones de crudo ascenderán a 550.000 barriles/día y las de gas natural a 52 millones de m³/día.

Cuadro 7.1.7. Configuración Projectada de la Demanda de Energía Primaria en Argentina según escenarios comparados al año 2025

Matriz de energía primaria 2005 y 2025- en Mtep*

Tipo de fuente	2005				2025				
	Producción	%	Oferta Interna	%	Producción	%	Oferta Interna	%	Importación
Hidro	3,68	4,4%	3,68	5,1%	9,02	10,3%	9,02	6,7%	0
Nuclear	2,09	2,5%	2,09	2,9%	10,45	11,9%	12,64	9,4%	0
Gas Natural	41,06	49,5%	36,36	50,7%	37,01	42,2%	52,91	39,3%	15,9
Petróleo	33,93	40,9%	26,31	36,7%	16,09	18,4%	43,93	32,7%	27,84
Carbón	0,015	0,0%	0,97	1,4%	4,09	4,7%	5,09	3,8%	1
Renovables	1,55	1,9%	1,55	2,2%	9,97	11,4%	9,97	7,4%	0
Otros	0,7	0,8%	0,70	1,0%	0,98	1,1%	0,98	0,7%	0
	83,03	100,0%	71,66	100,0%	87,61	100,0%	134,54	100,0%	44,74

Fuente: 2005: BEN 2005, Secretaría de Energía. // 2025, Prospección de Oferta y Demanda.

Fuente: Elementos para el Diagnóstico y Desarrollo de la Planificación Energética Nacional: 2008-2025, publicado en diciembre de 2008 y elaborado por el Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaría de la Energía de la Nación de la República Argentina.

Por su parte, la participación de las renovables más hidroenergía en la matriz de oferta primaria, pasará del 7% en el 2005 al 14% en el 2025.

Estos resultados plantean que, en el caso de Argentina, se deberán implementar medidas tendientes a morigerar dichos resultados, a los efectos de no perder su autarquía energética y de este modo evitar que la falta de energía se convierta en un obstáculo al proceso de crecimiento económico que, hasta el presente ha sido visualizado en los últimos años como el gran desafío debido a la relativa escasez de oferta de petróleo y derivados y gas natural y al tema de los precios y subsidios.

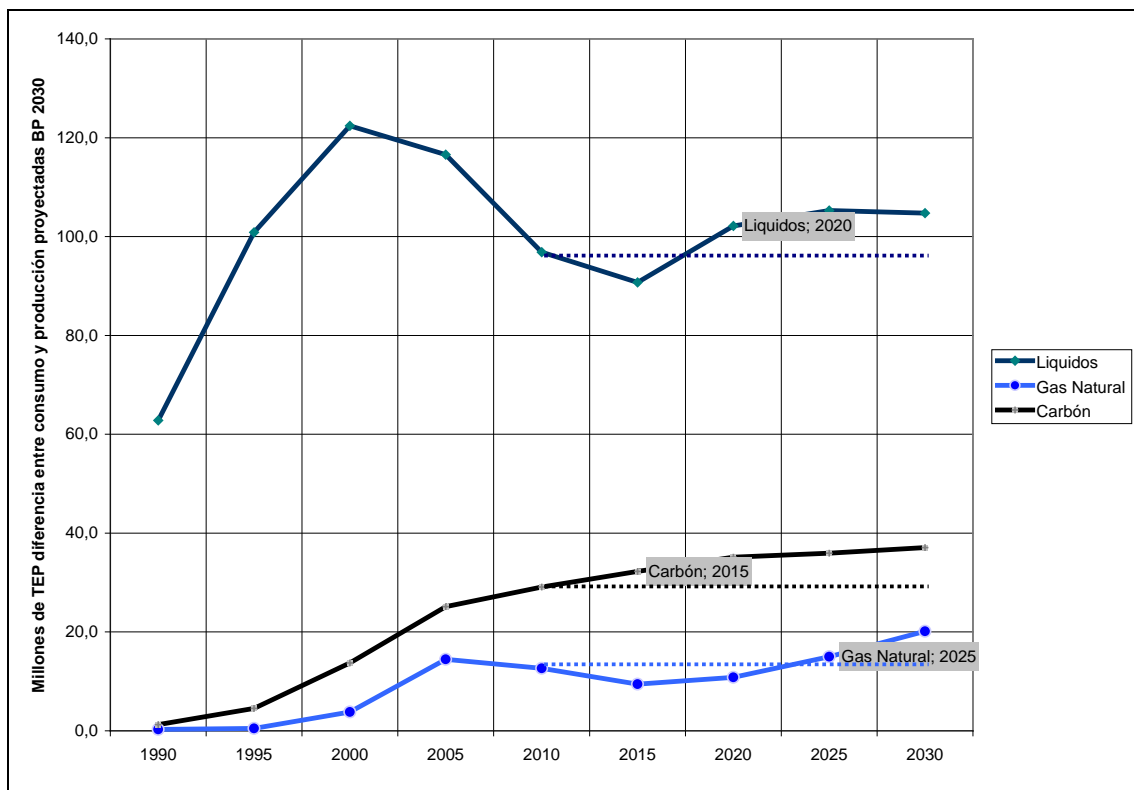
Con respecto al resultado de otras proyecciones disponibles (BP, 2030), tampoco es factible tener una estimación conjunta para ALyC, hallándose la misma restringida por excluir a México. Aún así se detecta en el escenario de la empresa petrolera británica, una pérdida de excedentes de exportación de petróleo y gas lo que posiblemente incluye los casos de Venezuela, Colombia y Trinidad & Tobago.

Cuadro 7.1.8. Proyección global de incremento en la demanda de ALyC excluido México. Período 2010-2030

Total ALyC sin México en millones de TEP	2010-2030	% a.a.
Líquidos	101,3	1,7%
GN	115,0	3,2%
Total	335,1	2,3%

Fuente: Elaborado con datos de BP, BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls

Gráfico 7.1.5. Prospectiva de potencial exportador de ALyC excluida México



Fuente: Elaborado con datos de BP, BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls

El incremento en la demanda de gas se daría al 3.2% a.a en un contexto de 2.3% a.a. para la demanda total de energía primaria.

Se concluye que en la región no hay una institución dedicada a la elaboración de una prospectiva energética anual por país, tal como la desarrollada por la Agencia Internacional de la Energía a través de su publicación anual denominada: World Energy Outlook, o el Internacional Energy Outlook elaborado por el US Energy Information Administration/DOE.

Posiblemente ello reside a su vez en la debilidad de las instituciones nacionales de Planificación Energética, las que serían las encargadas de relevar y elaborar estadísticas sistemáticas tarea que históricamente realizó y realiza OLADE la que construyó la mayor base de datos regional existente y ha encarado algunas prospectivas por región aunque con dificultades para convalidar estos resultados con sus representados precisamente a causa de lo antes señalado.

Contar con una herramienta de este tipo, permitiría analizar las tendencias y los impactos que las diferentes políticas energéticas nacionales tienen y tendrían sobre el consumo y la oferta de energía y el medioambiente. A su vez, a partir de estos documentos se podrían elaborar estudios de tendencia y comparaciones vinculados a temas de eficiencia energética, acceso a la energía, sustitución entre fuentes, integración energética, seguridad del suministro y sustentabilidad, entre otros aspectos, a los efectos de evaluar la eficacia e impactos de la aplicación de dichas medidas.

7.2. Conclusiones

El análisis integrado de la Oferta y Demanda de Energía por cadena energética y a nivel de las matrices de cada país y subregionales ha mostrado una serie de hechos relevantes que merecen ser remarcados.

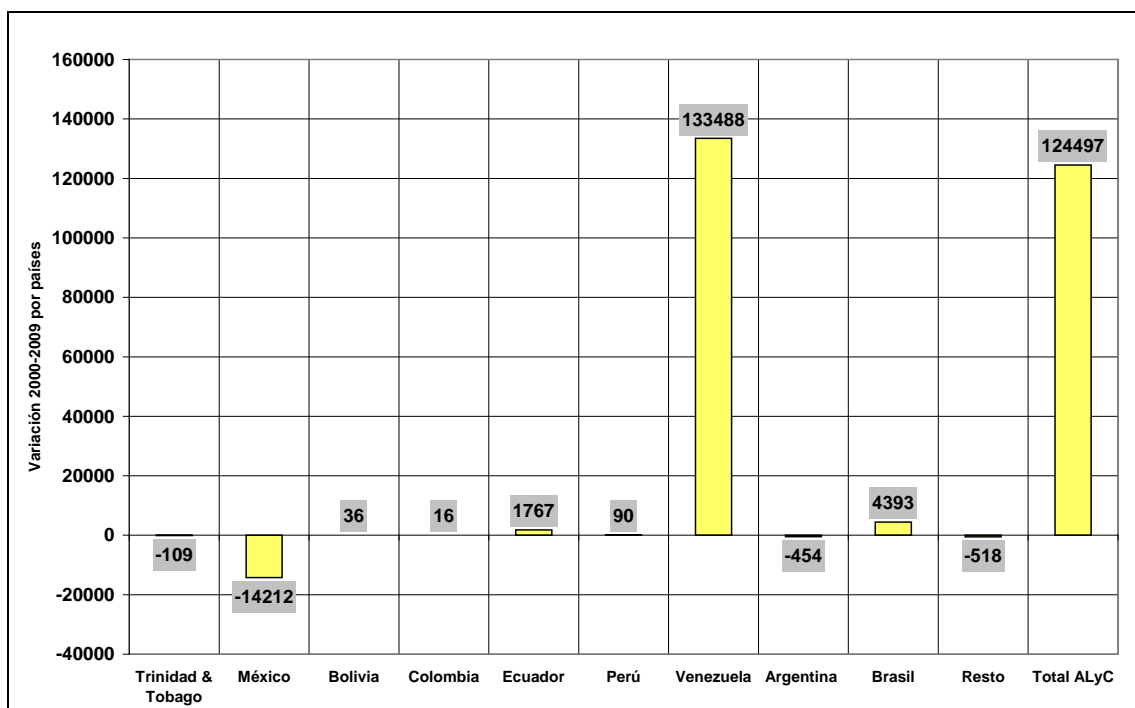
7.2.1. Acerca de la pauta de uso de los recursos no renovables

Si bien a nivel global ALyC las reservas de petróleo han ido creciendo significativamente en los últimos 20 años con respecto al total mundial, esto ha sido producto atribuible principalmente a la certificación de las reservas de Venezuela, gran parte de ellas en la Faja del Orinoco con crudos extrapesados aún muy poco desarrollados respecto a su potencial.

El panorama cambia radicalmente cuando se excluye esta incorporación, debida además al nuevo contexto de precios internacionales que ha permitido pasar a la categoría de reservas comprobadas una porción significativa de los recursos.

Es importante destacar que cuando se excluyen las reservas de Venezuela se verifica que en el resto de ALyC, éstas crecieron entre los años 1990 y 2000 tan sólo al 1.7% a.a., mientras que durante el período 2000-2009, disminuyeron al -2.4% a.a.

Gráfico 7.2.1.1. Variación de las reservas de petróleo entre 2000 y 2009. Millones de barriles



Fuente: estimaciones propias datos del SIEE, OLADE.

En el caso de la subregión del Caribe, dominada por el comportamiento de Trinidad & Tobago, la relación media Reservas/Producción pasó de un valor de 15 a 16 años entre 1990 y 2005 a sólo 10 en 2009.

La situación en Mesoamérica, determinada casi en su totalidad por el comportamiento de México, ha sido aún más dramática: la relación R/P disminuyó a 11 años, siendo este valor de 29 años en 1990 y de 23 años en el 2000.

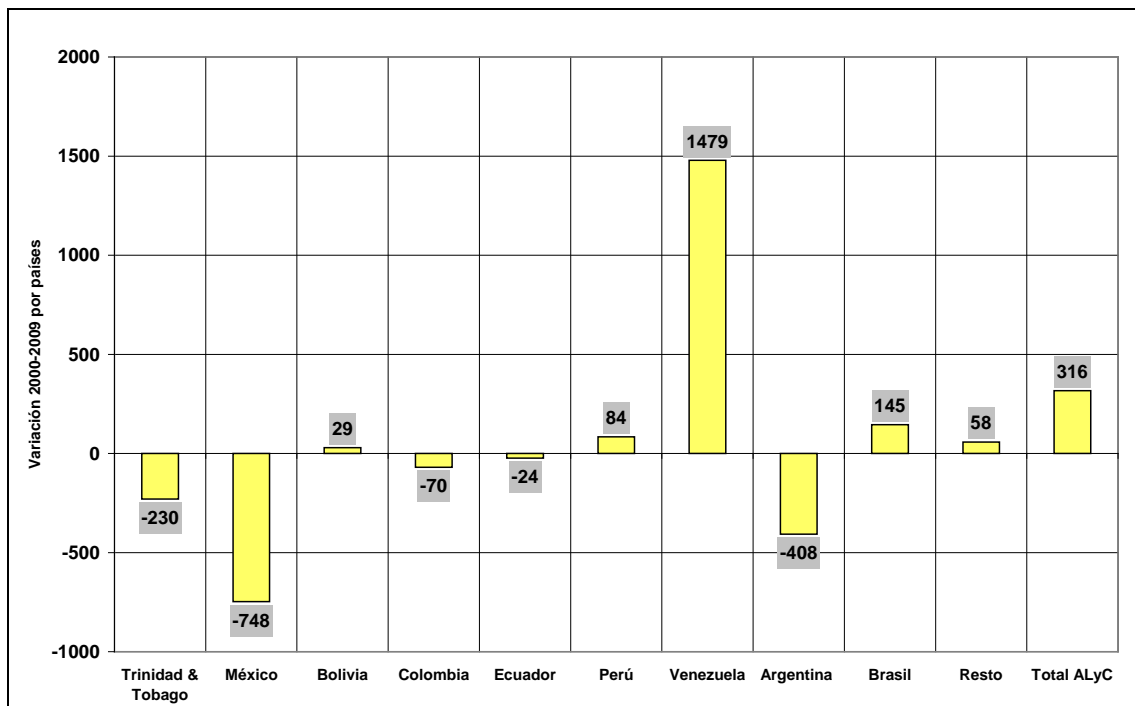
En el área andina Colombia también mostró un descenso en dicha relación, siendo el único caso de tal comportamiento en esta subregión en tanto Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela incrementaron este indicador, aunque con comportamientos diferenciados entre ellos.

En el caso del área del sur la relación permaneció estable aunque en términos de incorporación de reservas sólo Brasil ha tenido algunos resultados significativos.

Por otra parte, esta pauta de tendencia a la disminución de la relación reservas producción y caída de reservas ha sido aún más pronunciada en el caso del gas natural.

No sólo disminuyó la proporción del total de las reservas comprobadas de la región sobre el total mundial (6.5% en 1986 a 4.2% en 2009), sino que en varios países se ha producido una caída de reservas en valor absoluto, como por ejemplo Trinidad & Tobago, Argentina, México y Colombia donde este combustible es clave para la seguridad de abastecimiento en la cadena eléctrica y de gas simultáneamente.

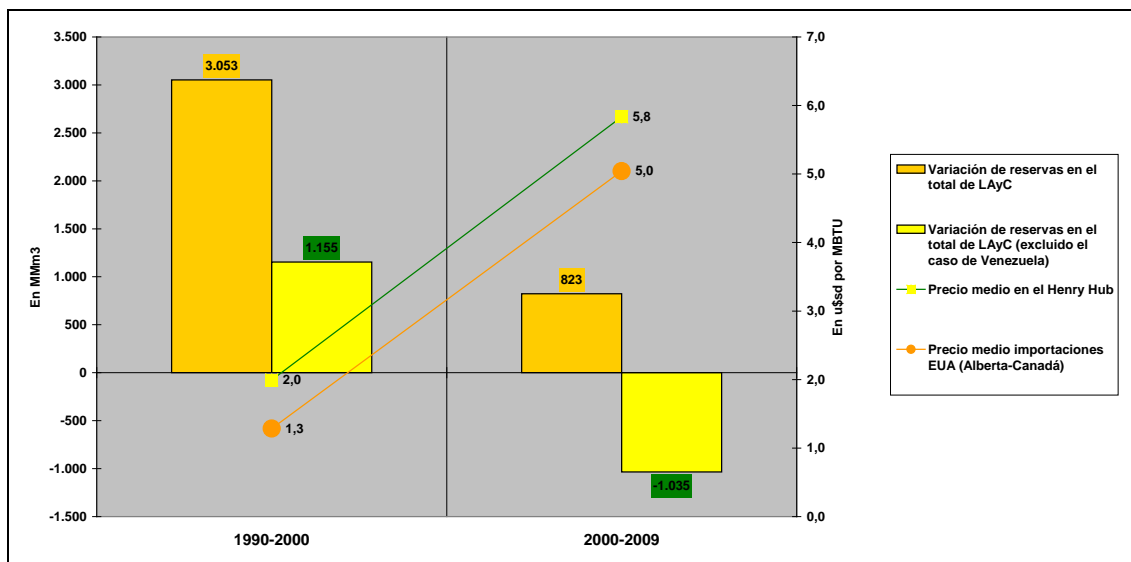
Gráfico 7.2.1.2. Variación de las reservas de gas natural entre 2000 y 2009. En miles de millones de metros cúbicos



Fuente: estimaciones propias datos del SIEE, OLADE.

Al igual que en el caso del petróleo este resultado cambia cuando se incluyen los valores de Venezuela, pero, a diferencia de lo que ocurre con el petróleo, en el caso del gas natural las reservas de Venezuela representan una alta proporción de gas asociado al petróleo que no se haya disponible para una oferta comercial, lo que suele distorsionar los análisis y magnitudes de reservas de gas en ALyC.

Gráfico 7.2.1.3. Variación de las reservas de gas natural entre 1990 y 2009, por períodos y según precios internacionales. En miles de millones de metros cúbicos



Fuente: elaboración propia con datos SIEE-OLADE.

Lo más curioso de este comportamiento es que la pérdida de reservas se ha acentuado en un contexto favorable de precios internacionales, mientras que en la década de 1990 a 2000 estas reservas se incrementaron en contextos de precios un tercio de los vigentes entre 2000 y 2009 en promedio, tal como se muestra en la gráfica 7.2.1.3.

La situación descrita se ha traducido en una relativa tendencia hacia la pérdida de capacidad exportadora de la región en su conjunto toda vez que la capacidad de oferta no ha ido acompañando la creciente demanda, afirmación válida para países como Argentina, México, Venezuela, Colombia y Bolivia, pero potencialmente aplicable al caso de otros países salvo Brasil que por ahora no presenta volúmenes significativos de reservas comprobadas (5.2% de las de petróleo y 4.2% de las de gas natural).

Detrás de esta situación pueden hallarse algunos factores clave que se vinculan con varios aspectos de la política energética.

En primer lugar las restricciones financieras y ambientales impuestas al desarrollo de obras hidroeléctricas, junto a la forma en que se produjeron las primeras etapas de las reformas ocurridas entre 1990 y 2000 condujeron de modo natural a la tendencia de un mayor consumo de gas natural para generación de electricidad en casi todos los países de la región debido a la alta eficiencia y bajo costo de inversión de los ciclos combinados y máquinas turbo gas de ciclo abierto. A esto también contribuyeron las políticas de monetización de reservas de gas que condujeron a la

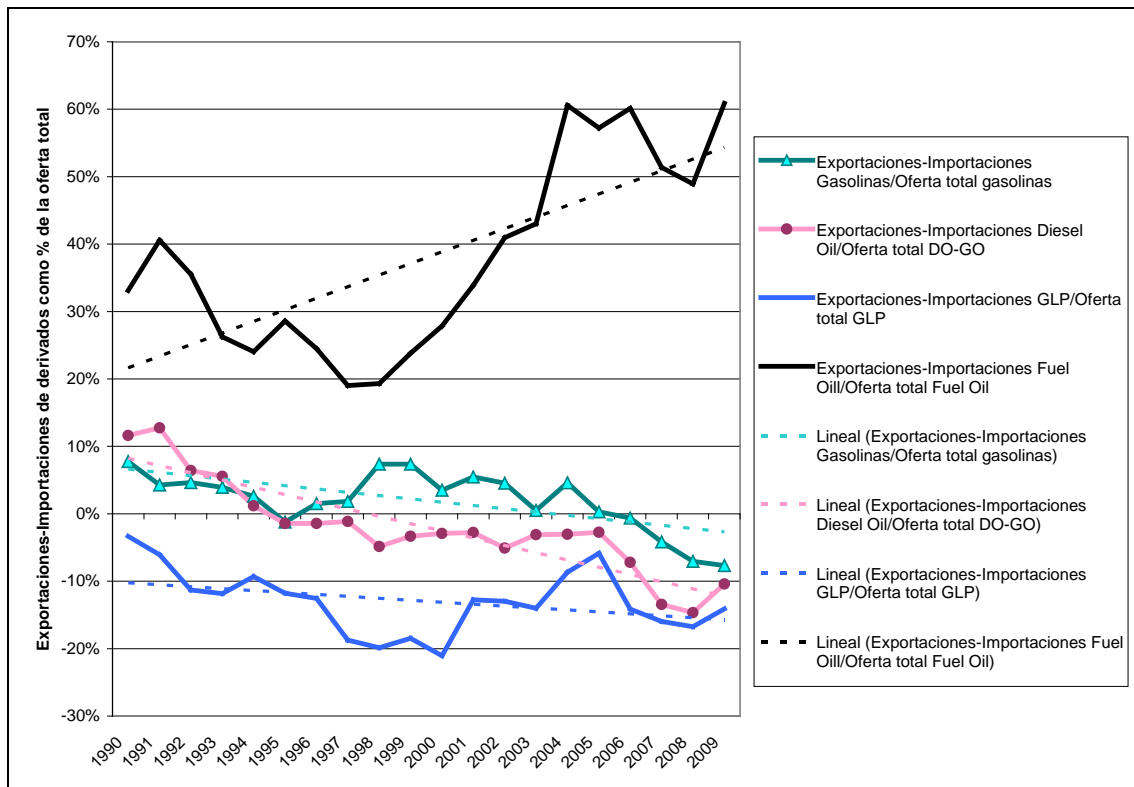
exportación de este recurso en países como Argentina y Bolivia (secundariamente Colombia hacia 2008), lo que también se basó, posiblemente, en una sobreestimación de las reservas comprobadas de gas, en las proyecciones de su tasa de reposición de reservas y en las decisiones de equipamiento eléctrico de algunos países.

Adicionalmente, en casos como el de México la introducción de la figura de Productores independientes de energía (PIE) y en otros debido a distintos factores, se incrementó la participación de la generación de electricidad de los autoprodutores, el grueso de los cuales optaron por equipamientos térmicos presionando sobre las inversiones de PEMEX para incrementar inversiones en producción de gas.

En tanto diversos factores atentaron contra una mayor oferta de gas de origen regional, se registraron dos consecuencias simultáneas, visibles especialmente después de 2004: a) el incremento de importaciones de GNL extraregional; b) decisiones de inversión en generación con equipos diesel, con la consiguiente demanda de líquidos también para generación de electricidad.

Por su parte, las tendencias registradas en las pautas de consumo del sector transporte, caracterizadas por una relativa mayor dieselización del parque automotor, junto al estancamiento relativo de la capacidad de refinación (y, en muchos casos, a su falta de modernización y adaptación a las demandas del mercado), han conducido a una mayor dependencia de diesel importado. De hecho desde 2005 a la fecha se ha incrementado la dependencia relativa de diesel y gasolinas importadas.

Gráfico 7.2.1.4. Evolución de los excedentes o faltantes de los principales combustibles a nivel regional



Fuente: elaboración propia con datos SIEE-OLADE.

De este modo a pesar de que a nivel global la región se perfila como gran exportadora de energía, esta situación presenta grandes desafíos además de marcadas diferencias entre países y regiones. En tal sentido cabe decir que en realidad la posición de exportadora se sustentaría por las reservas de Venezuela toda vez que estas sean puestas en producción y secundariamente por las de Brasil si se desarrolla el Pre Sal. Quedan fuertes dudas para los casos de México y Colombia y aún para Trinidad & Tobago. Sin embargo, no queda en claro cuanto de estas cifras reflejen exactamente las reservas regionales, menos aún si se consideran los recursos no convencionales. A pesar de ello la señal de escasez relativa y de productos sustitutos o marginales más costosos se ha instalado en casi toda ALyC.

Por otra parte el gran potencial de recursos renovables, entre ellos el hidroeléctrico, se halla subutilizado, mientras que el desarrollo de otras fuentes renovables sólo ha presentado importantes impulsos en tiempos recientes y debe enfrentar una serie de barreras para su mayor utilización.

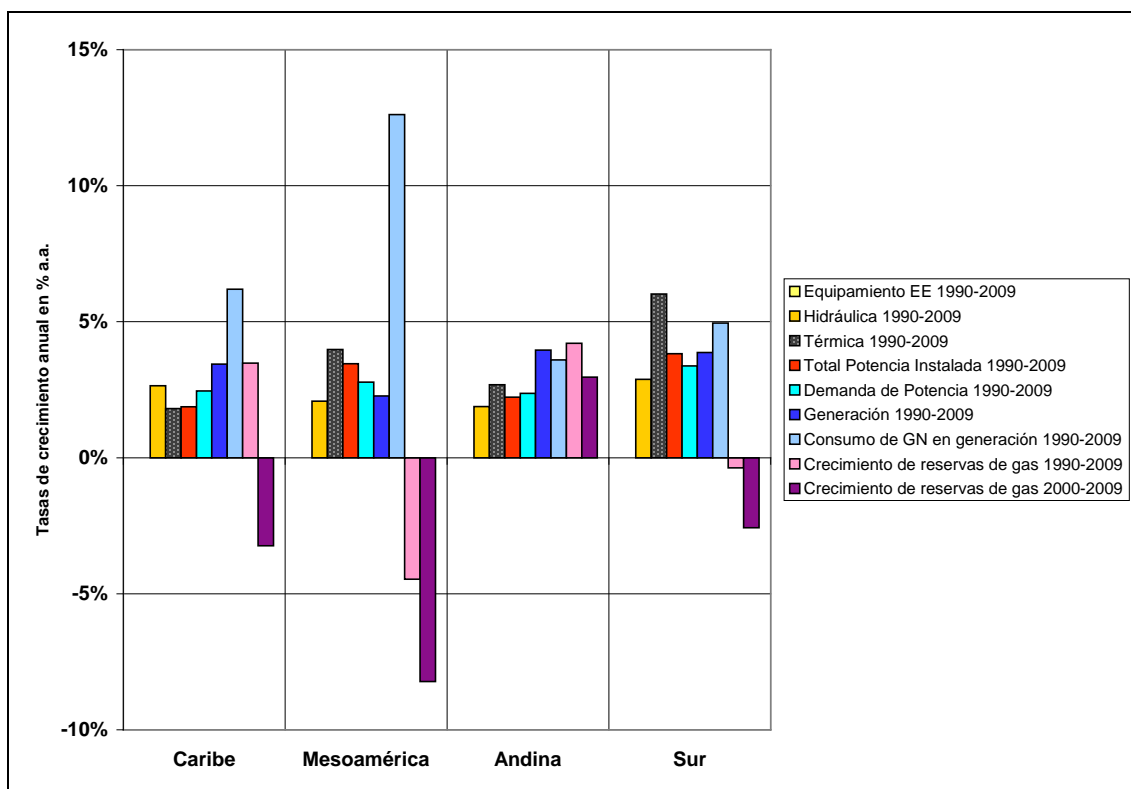
Parte de este problema se refleja correctamente a través de algunos trazos gruesos de las pautas de crecimiento del equipamiento eléctrico, el consumo de gas para generación y la tasa de crecimiento de las reservas por subregión.

Cuadro 7.2.1.1. Tasas de crecimiento del equipamiento eléctrico, de la demanda de potencia y generación, del consumo de gas en centrales térmicas y de las reservas de gas por subregiones

Concepto	Caribe	Mesoamérica	Andina	Sur
Equipamiento EE 1990-2009				
Hidráulica 1990-2009	2,6%	2,1%	1,9%	2,9%
Térmica 1990-2009	1,8%	4,0%	2,7%	6,0%
Total Potencia Instalada 1990-2009	1,9%	3,5%	2,2%	3,8%
Demanda de Potencia 1990-2009	2,5%	2,8%	2,4%	3,4%
Generación 1990-2009	3,4%	2,3%	4,0%	3,9%
Consumo de GN en generación 1990-2009	6,2%	12,6%	3,6%	4,9%
Crecimiento de reservas de gas 1990-2009	3,5%	-4,5%	4,2%	-0,4%
Crecimiento de reservas de gas 2000-2009	-3,2%	-8,2%	3,0%	-2,6%

Fuente: estimaciones del proyecto, con datos del SIEE, OLADE y otros elaborados y citados en este Informe.

Gráfico 7.2.1.5. Tasas de crecimiento del equipamiento eléctrico, de la demanda de potencia y generación, del consumo de gas en centrales térmicas y de las reservas de gas por subregiones



Fuente: estimaciones del proyecto, con datos del SIEE, OLADE y otros elaborados y citados en este Informe.

Esta representación tiene por objeto indicar algunos de los desajustes que aparecen como críticos en la oferta y demanda de energía y que serán ampliados en los siguientes puntos.

Baste remarcar aquí ciertas tendencias básicas referidas a los vínculos:

i) entre generación eléctrica y uso del gas:

- El mayor crecimiento del equipamiento térmico respecto al hidro en casi todas las subregiones, con especial impacto en Mesoamérica, Área Andina y Área del Sur.
- Un crecimiento de la demanda de potencia superior al crecimiento de la potencia, marcado en Caribe.
- Un crecimiento de la generación (consumo) en general superior al de la potencia instalada.
- Un crecimiento de la demanda de gas para generación eléctrica muy superior al del parque de generación y de reposición de reservas de gas natural.

ii) entre restricciones de oferta de derivados y su creciente importación:

- La capacidad de refinación creció sólo al 0.3% a.a. para una demanda que lo hizo al 2.4% a.a.
- El índice de complejidad estimado aparece como muy bajo salvo en casos como el de Argentina donde hubo fuertes inversiones en mayor conversión y mejora de las calidades de los derivados.
- La desadaptación conjunta, cualitativa y cuantitativa, de las refinerías condujo a una mayor necesidad de importación de derivados como el diesel y las naftas, creando excedentes exportables de fuel oil de menor valorización en el mercado.

7.2.2. El retraso en las inversiones en infraestructura energética y desarrollo de nueva oferta

En el punto anterior se han indicado algunos hechos detectados en el análisis, con respecto a la evolución de la oferta y demanda de energía con el fin de indicar algunos aspectos críticos.

Como se ha visto no todos ellos pueden ser atribuibles al retraso de las inversiones aún cuando algunos sin duda lo están.

En tal sentido sería deseable poder diferenciar situaciones y casos. El análisis se hará así por cadenas energéticas a fin de ir despejando las cuestiones claves que presenta a consideración este diagnóstico.

7.2.2.1. La cadena eléctrica

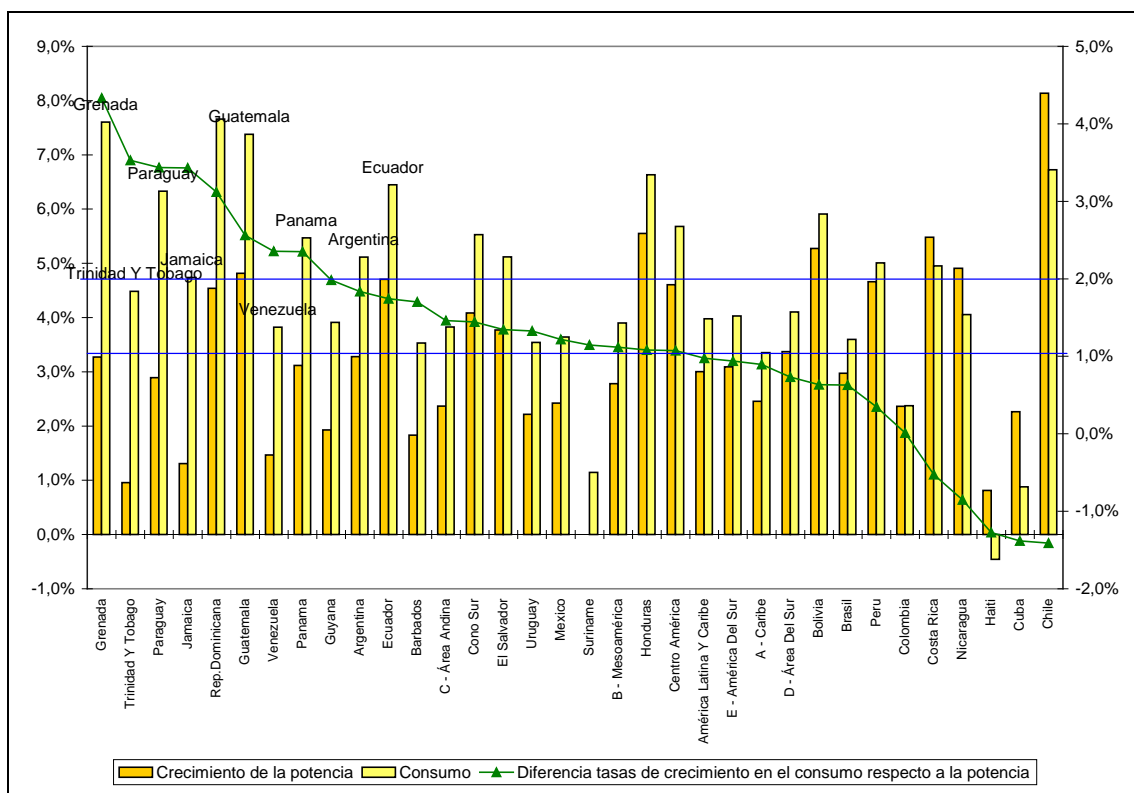
En la gran mayoría de los países la demanda eléctrica ha presentado tasas de crecimiento muy elevadas entre 1990 y 2009, evidenciando tanto el impacto de bonanzas económicas, como fenómenos de acceso a la energía a precios bajos, como el impacto de procesos acelerados de urbanización.

Este proceso no parece haber sido seguido por incrementos generales en la capacidad de generación, aún cuando esta afirmación se halla limitada por los

cambios en el parque de generación en su composición hidro-térmica y de otras tecnologías.

Sin embargo cuando estas brechas son muy grandes y persistentes en el tiempo, se puede inferir una tendencia generalizada al retraso de inversiones que es concomitante con posibilidades más elevadas de crisis del sector eléctrico. El gráfico siguiente muestra un ordenamiento de los países y subregiones según la brecha entre la tasa de crecimiento de la demanda satisfecha o consumo y el de la capacidad de generación, indicando en el eje derecho las tasas de crecimiento del consumo y la potencia instalada en centrales de SP y, en el eje izquierdo la brecha de tasas para todo el lapso 1990-2009.

Gráfico 7.2.2.1.1. Tasas de crecimiento del consumo y la potencia instalada por países y sus diferencias. Período 1990-2009. En % a.a.



Fuente: estimaciones del proyecto, con datos del SIEE, OLADE.

Resulta claro que países como Venezuela, Argentina, Ecuador y Paraguay entre los principales, han mostrado tasas muy elevadas de demanda y el crecimiento de la capacidad de generación no acompañó a la misma. En otros casos, como México, parte de esta demanda fue cubierta por los productores independientes de energía. Sin embargo aún en países donde esta brecha no se produjo de modo tan acentuado (Brasil, Colombia, Perú), los sistemas han tenido en ocasiones crisis originadas por sequías o por falta de suministro de combustible mostrando interdependencias importantes en los distintos segmentos y cadenas del sector energético donde también ha habido retraso de inversiones fuera por problemas de regulación, precios o descoordinación de actividades.

En el análisis efectuado a mediados de 2005 con respecto al margen de reserva se indicó que, en general la reserva efectiva ante situaciones hídricas secas en la mayor parte de los países ya no era holgada debido a que una parte importante de la reserva de generación no era firme, ya que correspondía a centrales hidráulicas que no tenían capacidad significativa de embalse (CIER, 2007).

Por lo tanto, su producción dependía en forma directa de los aportes hidráulicos existentes en cada momento y ello hacía que en periodos secos parte de la oferta hidráulica no estuviera disponible complicando el normal abastecimiento de la demanda. Asimismo se mencionaba que, con independencia de la reserva de generación existente, el cambio producido en los precios de petróleo, gas y carbón en esos los últimos años y las crisis económicas sufridas por los países de América Latina, se había afectado el normal ingreso de generación en el área. *Es por ello que ya en ese momento, la mayor parte de los países de la región presentaba desafíos al normal suministro e ingreso de generación para satisfacer el incremento de demanda que había surgido con la reactivación económica.* En esa dirección se observaba, que los Estados habían tomado mayor protagonismo para lograr este objetivo, en su función de regulador y también en su función de inversor.

En muchos países (Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y aún México) dicha confiabilidad mostró no estar asegurada por falta tanto de estos combustibles como por la de infraestructura de transporte, lo que obligó a soluciones costosas y aptas para el corto plazo si lo que se buscara fuese alcanzar menores costos de generación.

Entre los países que más notablemente disminuyeron sistemáticamente la reserva (hasta 2009) se encuentran Argentina, Venezuela, Panamá y Uruguay. La importante componente hidroeléctrica de estos países implica que un margen de reserva del orden del 40% se encuentra en el límite mínimo para garantizar la seguridad de abastecimiento.

A 2009, se podía observar que eran contados los casos de países que habían aumentado o mantenido su margen de reserva en los últimos años. En cierta medida es razonable, ya que en líneas generales, se ha visto un corrimiento en términos de potencia instalada a parques más térmicos, por lo que debería esperarse un descenso del margen de reserva por la menor incertidumbre operativa que presenta el sistema, aunque también en algunos casos, podría estar asociado a la caída de inversiones en la incorporación de nueva potencia.

Sin embargo la menor incertidumbre operativa de los sistemas térmicos requiere de un respaldo confiable y firme de la oferta de gas, o en su defecto de GNL o Líquidos. Pero en este último caso, habida cuenta de la diferencia entre los precios del gas natural para generación provisto por ductos y el GNL y los líquidos, la firmeza lograda necesariamente implica costos de generación más elevados. Mas adelante se examina en que medida este impulso a mayores precios del gas, derivado de la situación de escasez y la necesidad de su sustitución marginal por combustibles mas costosos, redundó o no, en una mayor oferta de gas en el período o aún es de esperar para el futuro próximo.

La cuestión de si el retraso posible de inversiones se ha debido a cuestiones regulatorias, de insuficiencia de precios o debilidad institucional, no es fácil de responder, toda vez que por una parte existen casos disímiles en cuanto a estructuras institucionales y marcos de regulación y por otra, no sería fácil distinguir casos donde la operación del sistema al límite no es una condición paralela a una estrategia de maximización de beneficios relativamente fácil de sostener mediante conductas colusivas a pesar de la existencia de múltiples oferentes, en tanto en casi ningún país ellos son demasiado numerosos como para crear un mercado de competencia perfecta (por lo cual es de esperar este tipo de conducta aún en mercados no monopolistas). Que estas posibles conductas hayan requerido de intervenciones más fuertes del Estado indica nada al respecto, sino simplemente la constatación de la señal de escasez y la institucionalización de nuevas formas de expansión donde dichas señales de escasez del mercado fueron progresivamente reemplazadas por mecanismos más aptos para garantizar la firmeza de los sistemas que las señales de precios del mercado, necesariamente cortoplacistas. En tal sentido la progresiva introducción de subastas -donde la competencia se da por el mercado y no en el mercado-, hizo retornar en la práctica un sistema de *cost plus* que se creía superado. Pero un sistema de tal naturaleza requiere de un grado de planificación y coordinación entre cadenas cuya autoridad de aplicación debe ser creada y fortalecida. El término en que esta coordinación y planificación no sean a su vez percibidas como amenazas para el inversor, depende del matiz político y de las condiciones contractuales ofrecidas, las que se vinculan con la percepción general que se tiene sobre un determinado país cuando se razona en términos de clima de negocios para la atracción de inversión privada.

Sin embargo, en los países donde el Estado reforzó o acentuó su control sobre los recursos energéticos asumiendo más un rol inversor, tampoco estuvieron exentos de retrasos de inversiones en generación (Ej. Venezuela, Bolivia, Ecuador), lo que muestra el desafío de construir un nuevo modelo energético regional más equilibrado en el reparto de riesgos y beneficios.

Con respecto a la evolución de las líneas de transmisión La evolución reciente de los Km-equiv/Twh medios de América del Sur, indica su disminución (-2.9% a.a 2002-2009), debida al fuerte crecimiento de la demanda (casi 4% a.a. 2002-2009) y al menor crecimiento de la infraestructura de transmisión (0.9%a.a.).

Ello estaría relacionado con el aumento del consumo por habitante (crecimiento vertical), con el avance de las urbanizaciones, y posiblemente con la incorporación de centrales térmicas cerca de los centros de consumo (un ejemplo dramático de esto se ha dado por ej. en Lima con la llegada del gas de Camisea y el rápido incremento de la demanda).

Se observa que todos los países menos Bolivia, Chile, y Ecuador, presentan valores decrecientes, pero todos superan los 500 kmequiv/TWh. Paraguay tiene el valor más alto del índice en el año 2002, lo que estaría asociado fundamentalmente a la extensión del sistema de alta tensión vinculado a las dos centrales binacionales. Posteriormente con el crecimiento de la demanda, el indicador de Paraguay quedó por debajo de los indicadores de Colombia, México y Uruguay, que poseen sistemas de transmisión más maduros y entramados.

Un cálculo similar¹⁰², indicaba que, en 2005 para sistemas europeos, los valores del índice se hallaban en el entorno de los 300 kmequiv/TWh y en los Estados Unidos de Norteamérica, con un valor menor aún y próximo a los 200 kmequiv/TWh.

Según CIER, (2007), se concluía que la relación entre densidades de más de 500 Km/ TWh y de 300 o 200 km /TWh demostraba que *“la región Latinoamericana requiere de tres a cuatro veces más km. de transmisión por unidad de demanda. Esto indica que las inversiones en transmisión son mucho más importantes en Latinoamérica que en Europa y EEUU, por lo cual su regulación y planificación es un tema crítico en la región.*

Al respecto cabe señalar, sobre la base del análisis realizado en el capítulo de energías renovables, que la ausencia de líneas de transmisión (o su inadecuación) puede ser una importante barrera a la mayor penetración de estas fuentes renovables, o bien una restricción mayor en términos de costos, de la definición de quien realiza la inversión o aún del no aprovechamiento de los mayores potenciales en términos teóricos (Ej. fuentes de Geotermia en Chile, energía eólica off-shore en el sur de Argentina; concentradores solares en diversos sitios de ALyC)

El conjunto de estos retrasos de inversión no parece haber incidido, sin embargo, en la evolución del índice de percepción de calidad del servicio según el informe CIER 2010.

A modo de síntesis el análisis realizado indica que:

- Se observan reducciones favorables (2000-2009) de los indicadores (medios aproximados) como la Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc), y el Tiempo total de interrupción por consumidor (Tc),
- Pero ha aumentado la Duración media de las interrupciones (Dc).
- Con respecto a la Calidad de servicio percibida por los clientes, se observa una evolución levemente favorable (2003-2010) del ISCAL, aunque ha descendido levemente en 2010, respecto del año anterior y presentó hacia 2006 un descenso respecto a los valores 2005 y 2005.

Teniendo en cuenta el peso de Brasil y la importancia de la crisis del apagón se considera grave el crecimiento de la duración media de las interrupciones porque podrían estar reflejando el conjunto de problemas de disminución de la holgura del sistema derivadas del retraso de las inversiones.

En cuanto a la reversión de las tendencias citadas la mayor parte de los países ha recurrido a mecanismos de subastas para crear nuevas capacidades, en especial referidas a renovables (ver tomo IV).

Sin embargo las tasas globales de crecimiento de la demanda eléctrica a enfrentar según las diversas prospectivas implican entre 3% a.a. y casi 4.9% a.a para los próximos 20 años. Ello aplicado a las cifras de ALyC implican una media mínima de 12500 MW año o hasta 20000 MW/año, lo que significa- a mero modo indicativo-

¹⁰² CIER, op. Cit, 2007.

obtener capitales destinados sólo a la generación de entre 22000 a 36000 millones de dólares al año a nivel regional.

7.2.2.2. El sector de petróleo y gas (Upstream)

La baja tasa de incorporación de reservas de petróleo y gas en algunos países como México, Argentina, Bolivia, Colombia y Trinidad & Tobago -revelada a través de la disminución de sus reservas en alguno de estos dos combustibles-, señala una posible falta de actividad exploratoria, aunque también posibles bajas tasas de éxito en dicha actividad.

Lamentablemente no existe acceso a un registro sistemático de la evolución de pozos exploratorios para cada país con datos detallados de sus porcentajes de éxito y fracaso año a año, ni una correlación directa entre los reportes de variación de reservas anuales y de los éxitos exploratorios (Ej. en el caso de Argentina). Esto dificulta sin duda una evaluación mas profunda del tema respecto a la identificación precisa de factores causales, dejando un amplio campo para explicaciones que pudieran ser reduccionistas en términos de su valor explicativo-predictivo (fundamental para la toma de decisiones públicas y privadas), lo que a su vez puede conducir a debates sesgados en direcciones inadecuadas para abordar la complejidad del tema.

En el caso de México la actividad exploratoria fue creciente hasta 2004 y declinante hasta 2010, aunque la media de pozos de exploración entre 2005 y 2009 superó la de 2000-2003 e igualó a la de 2000-2004 en torno a los 66 pozos por año, con una tasa de éxito del 50% (elevada), a pesar de lo cual PEMEX no logró revertir la declinación ocasionada principalmente por el comportamiento de Cantarel y las de sus yacimientos de gas. Sin embargo se ha señalado no pocas veces que las mayores limitaciones de PEMEX para invertir no provienen ni de la política de precios ni de un manejo burocratizado de la empresa, sino de la restricción impuesta a la disponibilidad de sus ingresos netos por parte de la Hacienda Pública. Las cifras que presenta PEMEX no permiten inferir esta situación de manera nítida (Anuario PEMEX, 2011). Las figuras presentadas entre 2000 y 2008 señalan una gran brecha entre la inversión total y la programables y esta última resulta muy baja (1700 millones de dólares en promedio anual para petróleo E&P), pero significativamente mas alta en la producción de gas (PIDIREGAS), posiblemente destinado en su mayor parte a lograr incrementos de producción en concordancia con los requerimientos del sector eléctrico (ej. 2000 u\$s aproximadamente en 2000 a casi 14000 en 2008).

En el caso de Venezuela varias e importantes inversiones han sido anunciadas desde 2004 a la fecha y presentan consecuentes demoras que afectan el propio abastecimiento (Ej. gas natural), pero también las expectativas sobre el papel de abastecedor potencial futuro en la región (Ej. como exportador de GNL).

En Venezuela, las *reservas desarrolladas probadas* de gas cayeron de 18985 MMBpe en 2006 a 6669 MMBpe para situarse en 2010 en 6256, lo que conforma un 18% de las reservas probadas de gas (cifra que era 67% en 2006) (PDVSA,

Principales actividades, Pag. 62, Cuadro: Reservas probadas de la República Bolivariana de Venezuela al 31 de diciembre de 2010).

Por su parte las reservas de crudos pesados conforman el 87% del total reportado en 2010 y por lo tanto las reservas desarrolladas respecto al total representaban en 2010 un 5% del total, mientras que en 2006 esta relación era de 22% lo que implica un descenso de las reservas petroleras desarrolladas del orden del 27.4% en sólo 4 años (es decir 5372 MMBep inferiores). Los cambios en los porcentajes de asociación con los antiguos socios de PDVSA y los compromisos con los nuevos pueden o no revertir este panorama. Según la AIE (2011), Venezuela necesitaría precios del crudo de más de 38 u\$sd por bl., para superar la barrera de costos de desarrollo de sus reservas, pero más de u\$sd/bl 100 para afrontar su presupuesto gubernamental (AIE, *Figura 3.21, Breakeven costs, budget breakeven and commercially attractive prices for current oil production for selected producers, mids 2011*). Por consiguiente se halla sumamente expuesta ante fluctuaciones en los precios internacionales en ambos sentido, favorable y desfavorable.

En el caso de Brasil, tal como se explicó en el informe I referido al contexto energético y económico mundial, el desarrollo del Pre Sal es un desarrollo de reservas futuras. La incorporación de reservas de gas y petróleo convencional ha sido no obstante de las pocas en la región y debidas al papel de la empresa estatal capitalizada. El propio desarrollo del Pre Sal supone un esquema distinto de financiamiento, equiparable a los grandes proyectos que las petroleras suelen poner fuera de su hoja de balance y que requiere de una fuerte inversión del Estado.

En el caso de Colombia a pesar de presentar rasgos de seguridad jurídica y numerosos contratos en curso (Contratos E&P y TEA's Actualizado: 14-dic-11) la incorporación neta de reservas de crudo ha sido baja y principalmente vinculada a los campos de Rubiales con gran prospectividad previa (UPME-ANH, 2006). En este país, no obstante, la inversión extranjera directa en el sector petrolero creció desde las reformas que crearon la ANH en 2004-2005 hasta 2008 (del orden de los 3000 a 3500 millones de dólares), pero se redujeron considerablemente en 2009 y 2010 posiblemente a causa de la crisis financiera pero también debido a la capitalización de ECOPETROL y la percepción de otros agentes respecto al poder de mercado y negociación de la empresa estatal capitalizada. Según la ANH las reservas de crudo se incrementaron entre 2006 y 2010 en 500 millones de barriles, pero las recuperables de gas bajaron en 2010 a 7.1 TCF respecto a los 8.5 TCF declarados en 2009 a pesar del incremento en las reservas comerciales (0.5 TCF) en ese mismo año (Zamora, A., ANH, 2011).

En el caso de Argentina, la actividad exploratoria vino disminuyendo drásticamente desde 1997 a 2001 y bajó aún más entre 2002 y 2009, con un número medio de pozos del orden de 30 por año contra los 100 por año que registró aproximadamente entre 1980 y 1995. En este caso los temas de la seguridad jurídica tras la crisis de 2001-2002 (abandono del Plan de Convertibilidad, pesificación inicial del gas y retención a las exportaciones de petróleo y gas), jugaron un papel adverso. Sin embargo si bien ese argumento es irrefutable en término del clima de negocios apto para una mayor inversión, no pudo ser desconocido que la declinación en la exploración ya se produjo mucho antes que las reglas de juego cambiaran, como tampoco que la estrategia empresarial consistió en monetizar reservas, además de

estar condicionada por aspectos financieros internacionales y de reinversión de utilidades deslocalizadas de la región y del país. Por otra parte para el caso del petróleo no queda en claro la magnitud de las reservas recuperables, con una fuerte evidencia de declinación en varias de las cinco cuencas en explotación.

La evidencia en términos de inversiones y rentas sólo es posible de calcular para algún operador y no de forma nítida ya que se trata de empresas transnacionales en cuyos balances no es posible distinguir con claridad la evolución de las series de inversión para Argentina aunque algunos estudios muestran esta deslocalización de la renta con reinversión fuera de ALyC (Ver CEPAL, DNRI, 2010).

En el caso del gas, el principal yacimiento, Loma la Lata, parece haber acusado una pérdida de presión desde 2004 a la fecha modificando drásticamente la prospectiva de entrega de gas de ese yacimiento estimada en 33 a 40 millones de m³/día (según estimaciones del año 2000) a menos de 18 Mm³/día con perspectivas decrecientes. Sin embargo es en ese mismo yacimiento donde se estima se hallan cuantiosas reservas de Shale gas y Shale oil. Al respecto se han levantado debates sobre el aporte real previsible en el futuro. Los programas Gas plus fijan precios acordes con el Henry Hub para descubrimientos nuevos pero aún no se vislumbran los resultados que tal vez, de producirse inversiones masivas y salvar los escollos ambientales, puedan revertir el panorama declinante observado.

En el caso de Ecuador aún se esperan las definiciones en torno al desarrollo de sus reservas en el Amazonas, aunque la creación reciente de una agencia de hidrocarburos podría reforzar la atracción de nuevos capitales tras las reformas sufridas en la legislación.

En el Perú, el desarrollo de nuevas reservas en Camisea sería destinado a la exportación vía GNL, lo que podría dar lugar a un incremento de reservas desarrolladas, pero a costos superiores a los de las transacciones por gasoductos para la región. La cuestión de la suficiencia de las reservas de los lotes iniciales para abastecer el mercado interno en Perú se hallaba aún en discusión.

En el caso de Bolivia el incremento de reservas comprobadas y su desarrollo fue muy acelerado después de las reformas de los años 90, en un contexto de precios bajos para el gas (similar al caso de Argentina), pero la distribución de la renta entre el Estado y los productores se modificó en pleno proceso de incremento sostenido de los costos de oportunidad entre 2005 y 2006 creando una relativa parálisis de las inversiones privadas y sin una inversión estatal de respaldo.

Esta situación, tuvo a su vez, consecuencias para Argentina, en tanto las hipótesis respecto a la posibilidad de dar respaldo a sus reservas en descenso, con producción de gas de Bolivia se vieron demoradas. *Este hecho como las repercusiones sobre el abastecimiento de gas para Chile, Brasil y Uruguay indican la necesidad de tener sistemas planificados sobre ofertas en firme irrevocables o con cláusulas de compensación que aseguren un correcto reparto de riesgos y beneficios, además de permitir la construcción de escenarios alternativos de abastecimiento con suficiente antelación en situaciones de incertidumbre.* Sólo así la coordinación entre obras de infraestructura de transporte u otras es posible para evitar los sobrecostos de soluciones de corto plazo y causadas por contingencias en

distintos países o dentro de un país cuando se tienen fuertes interdependencias entre segmentos de una cadena y entre los de otras (Ej. extracción de gas, transporte, instalación de centrales térmicas, expansión o refuerzo de líneas de transmisión)

Es que en el caso de Bolivia, al igual que en el caso de otros países exportadores (México, Venezuela y Ecuador) la renta de los hidrocarburos es visualizada como el principal sostén de la política macroeconómica -y en algunos casos de su aplicación al gasto social altamente postergado- lo que convierte al tema en un punto de discusión política crítica por la propia naturaleza del tema de la explotación de los recursos naturales del subsuelo y quién -y en que grado- debe apropiarse de la renta. Este tema crítico divide las opiniones entre aquellos que destacan el aspecto de la inversión (y los estímulos a ella trátense de empresas estatales o privadas) y sostenibilidad económica de largo plazo de las cadenas energéticas y aquellos que, dando un énfasis relativo a este último aspecto, privilegian la gobernabilidad o la concreción de aspiraciones sociales y económicas postergadas históricamente sin arribar a un punto de equilibrio cuya construcción requiere de un difícil consenso a ser construido.

En algunos casos el tamaño del mercado interno desarrollado sobre recursos suficientes para el autoabastecimiento, pero insuficientes para atraer inversión privada de riesgo, junto a la indefinición de reglas claras para la exportación y, en ausencia de decisión estatal de invertir sea por escasez de recursos, sea porque la retirada del Estado de la actividad exploratoria ha sido una política explícita (o su eventual retorno es visualizado como señal de desaliento a la inversión privada), ha sido un obstáculo (Ej. Colombia para el caso del gas). En tales casos las señales de precios alineadas con criterios de costos de oportunidad han mostrado ser insuficientes, siendo necesario que la prospectiva geológica sea realmente atractiva lo que implica disponer de una gran cantidad de información cuyo costo difícilmente lo afronte el sector privado creándose luego, en el caso de hallazgos, situaciones de distribución de la renta que pueden ser cuestionadas demorando o revirtiendo procesos de inversión. De todos modos, el acopio de información crítica por parte de la ANH, ha sido un caso exitoso.

Este panorama muestra que si bien el rol de ALyC en cuanto a la importancia de sus reservas de petróleo con respecto al total mundial, ha ido creciendo significativamente en los últimos 20 años, enfrenta aún el desafío de los requerimientos de inversión para su desarrollo. En tal sentido la cuestión de la valorización de los recursos naturales en el mercado mundial como parte de las estrategias de crecimiento económico y la alineación de los precios internos con los externos- que ello presupone en muchos casos- continua siendo un tema a tratar dentro de un contexto de definición integral de políticas energéticas y de los potenciales de uso de fuentes alternativas en un contexto de mayor diversificación de las matrices según los potenciales de cada caso.

Mientras que las viejas disputas por la apropiación de la renta petrolera en los países que aún mantiene estructuras de empresas estatales, dadas entre las autoridades económicas y las energéticas continúan, el sesgo a la búsqueda de realización de ganancias a corto plazo en función de resultados financieros anuales por parte de los actores privados u otros operadores no parecieran coincidir con la

sostenibilidad de las reservas, o bien con escenarios de holgura de oferta. La introducción de subastas entre oferentes y demandantes, como búsqueda de una solución, puede crear equilibrios precarios de oferta y demanda en los mercados de hidrocarburos, lo que llama como prioridad a hallar mecanismos de ajustes compartidos entre oferentes y demandantes en estos mercados para poder asegurar la coordinación de la expansión de la infraestructura de transporte y otra, especialmente en el caso del gas natural.

7.2.2.3. El sector de petróleo y gas (Downstream)

Como se ha señalado existen básicamente dos problemas al respecto.

Por una parte en el caso de la infraestructura de transporte de gas natural se han producido demoras en la concreción de obras de ampliación en los casos de Argentina, Perú y Colombia (Ver Tomo III de este informe) básicamente como consecuencias de la incertidumbre respecto a las fuentes de abastecimiento potencial y su desarrollo. No pocos proyectos de gran envergadura fueron anunciados y postergados o suprimidos, sino que también se demoraron ampliaciones factibles técnica y económicamente por fallas regulatorias o exceso de confianza en la mera señal de precios ignorando los temas de maduración de los mercados y los costos iniciales de desarrollo de gasoductos o ampliaciones incipientes. Una mayor intervención estatal fue observada en varios mercados (Argentina y Colombia, como ejemplos con casos de regulación y marcos institucionales disímiles).

Por otra parte y referido al tema de la capacidad de refinerías, se ha visto una fuerte demora en obras de ampliación, reforma y construcción de nuevas refinerías lo que impactó sobre la necesidad de mayores importaciones muchas veces extraregionales.

Para los países importadores netos, el incremento en los precios del crudo y derivados fue muy importante afectando la factura petrolera en países vulnerables. En este caso iniciativas como las de Petrocaribe resultaron positivas para la región caribeña y centroamericana.

Como se describió en el capítulo II (Tomo I de este informe), existe una gran cantidad de proyectos de inversión en refinerías que convendría fuera analizado en términos de las demandas proyectadas y mercados de exportación extraregionales para no pasar de una situación de estrechez de oferta a una de excedentes que pudieran derivar en capacidades ociosas en el futuro.

7.2.2.4. Biocombustibles

Las conclusiones respecto a los biocombustibles pueden ser analizadas en el tomo V (capítulo 6). Resumidamente se exponen a continuación.

Por una parte se requiere evaluar detalladamente los posibles impactos de una estrategia de penetración de biocombustibles previamente a la implementación de la

misma. En particular, evaluar adecuadamente los impactos fiscales, sociales y ambientales junto a la reacción de actores y sus potenciales conflictos. Se debería incorporar elementos que brinden flexibilidad para adaptarse a nuevos conocimientos e información. Diseñar políticas viables de implementar en función de los recursos disponibles y las condiciones relevantes imperantes en cada país y en el mundo.

Al respecto es indispensable prever los posibles impactos de los desarrollos tecnológicos relacionados con los biocombustibles de segunda generación y prepararse anticipadamente para una demanda preferencial de los mismos por parte de ciertos mercados (e.g. UE).

En vinculación con lo anterior, es deseable impulsar la I&D en biocombustibles de segunda generación como posible meta de exportación y:

- Adecuar políticas y marco legal a los nuevos conocimientos
- Insertar dentro de la política de desarrollo y coordinar con políticas sectoriales. Comparar con políticas orientadas al logro de objetivos en común. Vincular con políticas de URE en transporte y otras del sector energético. Complementar estrategias (e.g. mejoras en infraestructura de refinación)
- Mejorar la coordinación interinstitucional
- Fortalecer capacidades
- Fomentar el cooperativismo y la asociación entre pequeños productores. Para ello es esencial la asistencia del Estado y sus organismos técnicos.
- Implementar políticas específicas para lograr una mayor redistribución de los beneficios en el área rural, y para proteger a los pequeños y medianos productores de los posibles impactos negativos
- Desarrollar una estrategia para la sustitución de aditivos (e.g. MTBE) en países con capacidad de producción de biocombustibles
- Compatibilizar estándares de calidad
- Desarrollar planificación en el uso del territorio, incluyendo zonificación para biocombustibles y prácticas de manejo adecuadas.

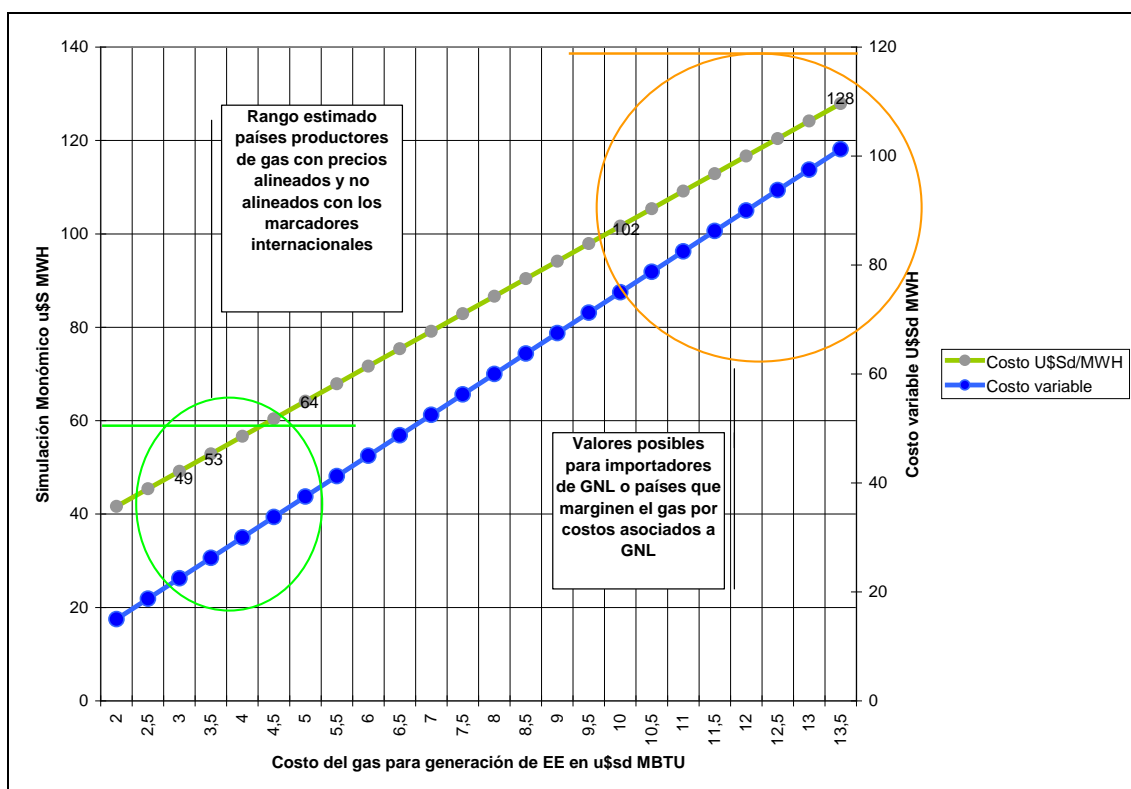
La cuestión referida a los costos y su conveniencia (y vulnerabilidad en un escenario de precios bajos) alerta sobre la necesidad de evaluar las políticas en términos del balance fiscal en cada país así como las condiciones locales de grandes exportadores de LAyC frente a restricciones comerciales o mejora de competitividad de otros países (Ej EUA). En particular planes de sustitución local de gasolinas y gas oil por bioetanol y biodiesel deberían estar en la agenda de los países más expuestos al mercado externo (Ej Argentina, Brasil, Colombia). En algunos casos podría dar lugar a sinergias positivas como es el caso del vínculo con la industria automotriz en Brasil o con el Plan agroalimentario Nacional de Argentina).

7.2.2.5. Fuentes Renovables

El contexto descrito respecto a la oferta y demanda eléctrica y su vinculación con el abastecimiento de gas natural y líquidos crea en muchos casos oportunidades aptas para una mayor penetración potencial de las fuentes renovables especialmente para proyectos de conexión a la red.

Es de considerar que sobre la base de una simulación simplificada de los costos del gas natural, los rangos de los precios monómicos estimados para una central tipificada del tipo CC brindan un claro panorama para la inserción de algunas renovables (como la eólica) donde se han registrado casos de ofertas a precios razonables habida cuenta de esta situación de escasez de combustibles descrita en este informe sobre la base de los fundamentos disponibles.

Gráfico 7.2.2.5.1. Simulación de costos de generación de un ciclo combinado según variaciones del precio del gas. En U\$Sd MBTU y U\$Sd MWH



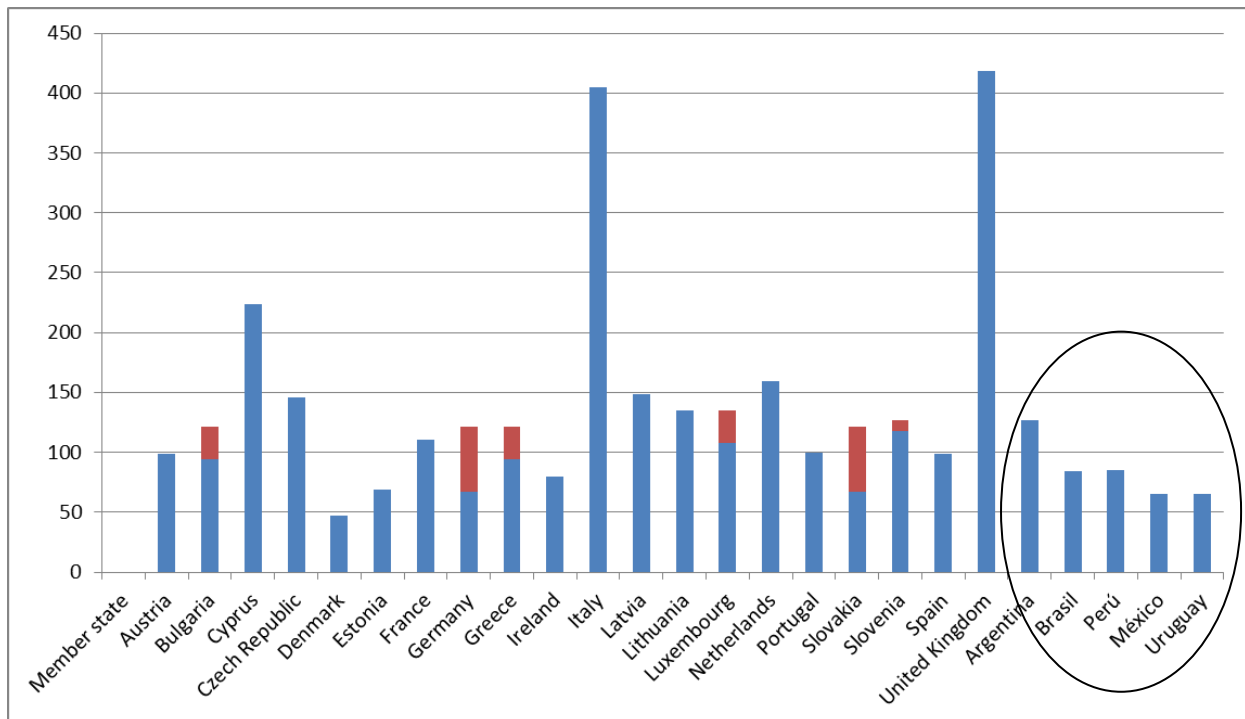
Fuente: estimaciones propias.

Hipótesis:

- Rendimiento BTU/KVh 7500
- FU 90%
- Costo de capital para central de 300 MW 1025 U\$Sd por KW
- Vida útil 25 años
- Tasa de remuneración 16%
- O&M 25% del costo fijo anual

Nótese que para los países productores, según los cálculos realizados, la gama de precios del gas conduce a costos de generación estandarizados que reflejan, según las diferencias de regulación y estructura del parque generador, a costos monómicos **del orden de los 40-65 u\$sd MWh para una gama de precios del gas de entre 2 y 5 u\$sd por MBTU**, situación compatible con los casos registrados de precios del gas. Para los países que en cambio son importadores de GNL, **estos costos monómicos simulados se hallarían en una gama de entre 100-120 u\$sd por MWH.**

Gráfico 7.2.2.5.2. Feed-in Tariff para proyectos de energía eólica onshore (USD/MWh)



Fuente: en base a www.energy.eu y Tokman, Vestas 2010.

Si se comparan los resultados de ambas gráficas (reproducidas en estas conclusiones) se observa que al estado actual de desarrollo tecnológico de la energía eólica y con precios del gas que reflejan condiciones disímiles de oferta, las distancias existentes hace unos años pueden posiblemente haberse acortado notablemente y hasta ser ventajosas para lograr una mayor diversificación de las matrices energéticas regionales.

Sin embargo algunas barreras (las identificadas en el capítulo V) conviene ser remarcadas:

- En primer lugar la literatura coincide en la importancia de **priorizar objetivos de política nacionales**, luego la promoción de renovables tendrá que ser funcional a esos objetivos, *ya que la penetración de renovables no es deseable como un fin en sí mismo, sino en cuanto permite acercarse a objetivos en general de desarrollo sostenible en todas sus dimensiones integradas.*
- En segundo lugar, si bien se están realizando esfuerzos en obtener **información respecto al potencial** de los recursos renovables, una perspectiva completa del potencial del conjunto de fuentes es un insumo imprescindible y urgente que se debe encarar a nivel regional.
- Dada la **reducida institucionalidad** de las energías renovables, su promoción implica un desafío de interacción entre el sector público y el privado, entre niveles nacionales y locales de gobierno y especialmente entre dependencias del propio sector público. Esto presenta dificultades evidentes desde la perspectiva regulatoria, ya que son escasos los antecedentes de entes multi

sectoriales. En particular se requiere la concurrencia de funcionarios de Energía, Industria y Agricultura para los desarrollos. La capacitación profesional y el desarrollo más amplio de capacidades incluyendo población local, es un elemento imprescindible. También es necesario dotar de recursos materiales a esta estructura de desarrollo de renovables.

7.3. Evolución de la sustentabilidad de la matriz energética

Habiendo examinado en estas conclusiones algunos de los nudos más críticos hallados con respecto a la oferta y demanda de energía se presentan en este punto algunas cuestiones referidas a la evolución de los indicadores de sostenibilidad de los sistemas, los que deben ser leídos a la luz de lo expuesto en los puntos anteriores y en los propios capítulos donde se han desarrollado en detalle el conjunto de los aspectos tratados.

Cuando se observa la evolución para la región en su totalidad, los hechos destacables son:

- Avance en los indicadores de Robustez, Productividad, Cobertura Eléctrica y de N.E.B.
- Leve retroceso en el uso de renovables respecto a 1990

Estos resultados en principio revelan las tres grandes tendencias detectadas con respecto al mayor uso del gas natural y el crecimiento de la demanda eléctrica, junto a una progresiva disminución de las exportaciones de energía

Los hechos a remarcar para el Área del Caribe son:

- Importante y progresivo retroceso de la Robustez del Sistema.
- Un retroceso en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un avance de la Autarquía
- Una mejora de la productividad
- Una leve mejora de la cobertura
- En todos los casos los indicadores utilizados se hallan por debajo del máximo asignado.

Los hechos a remarcar para el Área Mesoamérica son:

- Relativo avance de la Robustez del Sistema junto a una disminución de la autarquía.
- Un leve retroceso en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un estancamiento de la productividad en la última década
- Un estancamiento de la cobertura eléctrica y de las N.E.B.
- Los indicadores Pureza Relativa; Cobertura N.E.B. y Usos de Renovables se hallan muy por debajo del máximo asignado.

Los hechos a remarcar para el Área Andina son:

- Un máximo grado de autarquía
- Retorno de la Robustez del Sistema a los niveles de 1990, pero avance respecto al 2000.
- Estancamiento en la Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un menor uso de renovables.
- Un aumento de la productividad en la última década
- Un estancamiento de la cobertura eléctrica y de las N.E.B., aunque con leves mejora en cobertura eléctrica.
- Los indicadores Robustez, Cobertura N.E.B. y Usos de Renovables se hallan muy por debajo del máximo asignado.

Los hechos a remarcar para el Área del Sur son:

- Leve avance del grado de autarquía
- Máxima Robustez del Sistema
- Máxima cobertura eléctrica
- Alta Pureza Relativa de la Matriz Energética concomitante con un mayor uso de renovables.
- Estancamiento de la productividad en las dos últimas décadas
- Un estancamiento de la cobertura de las N.E.B., aunque con leves mejora respecto a 1990
- Los indicadores presentan, en general, mayores valores relativos en conjunto respecto a los máximos asignados y en comparación con los de otras subregiones.

La interpretación de estas afirmaciones debe considerar no obstante el peso y particularidad de cada país con una atenta lectura al significado de los mismos.