

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

MARCO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



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

MARCO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO

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, Víctor 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

PÁG.

I - EL DESENVOLVIMIENTO DE LA ECONOMÍA MUNDIAL

1. ANÁLISIS A ESCALA GLOBAL.....	1
1.1. Tendencias del crecimiento económico por regiones y la cuestión del crecimiento a dos velocidades	1
1.2. Tendencias del comercio mundial por grandes bloques.....	4
1.3. El impacto de la reconfiguración espacial de la producción y el comercio sobre los procesos de modernización y urbanización.....	6
1.4. El impacto de los procesos de reconfiguración espacial sobre la demanda y precio de las materias primas.....	8
1.5. El impacto de la reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo de energía sobre las emisiones de carbono.	12
1.6. Desempeño económico a escala global: hitos a ser remarcados.....	13
1.7. El crecimiento por bloques dentro del mundo desarrollado.....	14
1.8. El Impacto de la crisis financiera internacional sobre las relaciones globales entre bloques y naciones	17
1.9. Las tendencias en los flujos financieros internacionales	18
1.10. Los interrogantes que se abren hacia el futuro respecto a los posibles escenarios mundiales	20
1.11. Impacto sobre las políticas en el sector energético a escala global.....	21
1.12. Impacto sobre las cuestiones vinculadas a las emisiones de GEI y el tema del Calentamiento Global	22
1.13. El impacto sobre la difusión de tecnologías de producción y uso de la energía	23
2. EL DINAMISMO DE LAS ECONOMÍAS DE LA REGIÓN.....	26
2.1. Tendencias del crecimiento por país	26
2.2. Las tendencias del comercio exterior en América Latina y el Caribe	32
2.3. El papel de las exportaciones: caracterización por tipo de producto y región	33
2.3.1. América del Sur.....	34
2.3.2. México y Centroamérica	38
2.3.3. El Caribe.....	41
2.3.4. La distribución de las exportaciones por subregiones	45
2.3.5. La distribución de las exportaciones por tipo de productos según subregiones de América Latina y el Caribe.....	47
2.3.6. La distribución de las exportaciones por región de destino	49
3. EL GRADO DE EXPOSICIÓN DE LAS ECONOMÍAS LATINOAMERICANAS AL COMERCIO CON LOS PAÍSES DESARROLLADOS Y LAS TENDENCIAS RECIENTES .	53
4. EL CAMBIO EN LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.....	60
4.1. Países del área del Sur	60
4.2. Países del área Andina	64
4.3. Países de Mesoamérica.....	68
4.4. Países del Caribe	72
4.5. El impacto y comportamiento de la región y subregiones según sectores de actividad y períodos de análisis	74
4.5.1. América Latina y el Caribe	74
4.5.2. Área del Sur	78
4.5.3. Área Andina.....	79
4.5.4. Mesoamérica.....	81
4.5.5. El Caribe.....	83

5. CRECIMIENTO Y EQUIDAD EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE	85
5.1. Pobreza e Indigencia.....	85
6. LOS DESAFÍOS Y LAS OPORTUNIDADES PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE ..	98

II - EL CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

1. EL CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL.....	102
1.1. El comportamiento de la demanda de energía por grandes regiones.....	102
1.2. Las reservas energéticas a escala global.....	113
1.2.1. Petróleo crudo.....	113
1.2.2. Recursos petroleros no convencionales.....	122
1.2.2.1. Crudos extra pesados y arenas bituminosas (extra heavy crude oil; oil sands or tar sands).....	123
1.2.2.2. Oil Shale.....	124
1.2.2.3. Shale oil.....	126
1.2.2.4. El caso del pré sal (Brasil).....	128
1.2.2.5. Análisis del pré-sal y de la industria petrolífera brasilera.....	135
1.2.3. Conclusiones acerca de los recursos últimos y reservas de crudo convencional y no convencional.....	137
1.2.4. Gas Natural.....	139
1.2.5. Recursos de Gas no convencionales.....	154
1.2.5.1. Shale gas.....	156
1.2.5.2. Otros tipos de gas no convencional.....	160
1.2.6. Resumen acerca de los recursos no convencionales de petróleo y gas en la región...	163
1.2.7. Carbón Mineral.....	165
1.2.8. Energía Nuclear.....	170
1.2.9. Hidroelectricidad.....	179
1.2.10. Energía Eólica.....	188
1.2.11. Energía Solar.....	194
1.2.12. Biocombustibles.....	203
1.2.12.1. Los biocombustibles en el contexto internacional.....	204
1.2.12.2. Los biocombustibles en el contexto energético de la región. Fundamentos para su desarrollo.....	206
1.2.13. Biomasa.....	212
1.2.13.1. Leña.....	212
1.2.13.2. Otras Biomosas (residuos agrícolas, pecuarios, agroindustriales, efluentes).....	220
1.2.14. Geotermia.....	226
1.2.15. Síntesis.....	229
1.3. Escenarios de precios internacionales y proyecciones de demanda.....	233
1.3.1. Los fundamentos de los escenarios de precios.....	233
1.3.2. Los escenarios de precios.....	241
1.3.3. Escenarios de consumo de energía por fuentes.....	243
1.4. Análisis de la Sostenibilidad.....	248
1.5. Conclusiones.....	261
Referencias Bibliográficas.....	267

INDICE DE CUADROS

PÁG.

Cuadro 1.1.1. Participación de los principales países y regiones en el Producto Bruto Interno Mundial 1990-2009 y por sub-períodos	2
Cuadro 1.1.2. Evolución del Índice de Precios por tipo de producto primario	9
Cuadro 2.1.1. Estimación del PBI 2010 y su crecimiento 1990-2010 según subperíodos	29
Cuadro 5.1.1. Indicadores de desempeño económico y social.....	89
Cuadro 5.1.2. Resumen de la variación en los indicadores sociales seleccionados según períodos de análisis.....	90
Cuadro 1.2.1.1. Reservas y consumo de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010.....	116
Cuadro 1.2.2.1.1. Volumen in situ y Reservas de Crudos Extra Pesados y Arenas Bituminosas.....	124
Cuadro 1.2.2.2.1. Recursos Oil Shale	126
Cuadro 1.2.2.2.2. Estimación de extracción de hidrocarburos líquidos por tonelada de oil shale	126
Cuadro 1.2.2.4.1. Proyecciones del balance de producción–demanda de petróleo – 2010-2019	132
Cuadro 1.2.4.1. Reservas y consumo de gas por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010.....	141
Cuadro 1.2.4.2. Exportaciones de gas natural y GNL por países en 2010 (10 ⁹ m ³ /año)	145
Cuadro 1.2.4.3. Estimación del número de proyectos de plantas de regasificación período 2006-2010.....	146
Cuadro 1.2.5.1.1. Estimación de recursos técnicamente recuperables de shale gas para cuencas seleccionadas en 32 países y comparadas con las reservas comprobadas y tamaño de sus mercados en 2009.....	158
Cuadro 1.2.5.2.1. Estimación de recursos de gas no convencional a escala mundial y por regiones en Tcf.....	162
Cuadro 1.2.7.1. Eficiencia actual y con tecnologías de captura y secuestro de carbono (CCS) de algunas plantas de generación a carbón según tecnologías.....	169
Cuadro 1.2.12.1.1. Aspectos relevantes para los biocombustibles en la UE27	205
Cuadro 1.2.12.1.2. Aspectos relevantes para los biocombustibles en los Estados Unidos	206
Cuadro 1.2.12.2.1. Principales aspectos destacables, barreras y desafíos en relación a los biocombustibles.....	207
Cuadro 1.2.12.2.2. Área necesaria para la sustitución del consumo final global de petróleo – 2006-2012	212
Cuadro 1.2.13.1.1. Indicadores relacionados con el uso de la leña en ALyC (2009)	214
Cuadro 1.2.13.1.2. Tipología regional del consumo de leña y carbón vegetal según la participación respecto al consumo de energía por habitante e importancia del sector residencial.....	216
Cuadro 1.2.13.1.3. Perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia – Sector Residencial.....	217
Cuadro 1.2.13.1.4. Síntesis de las perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia en el Sector Residencial	218
Cuadro 1.2.13.2.1. Indicadores relacionados con el uso energético de otras biomásas primarias en ALyC (2009)	220
Cuadro 1.2.13.2.2. Producción actual y potencial de otras biomásas en AlyC	222
Cuadro 1.2.13.2.3. Principales restricciones para la utilización de residuos de biomasa en AlyC....	223
Cuadro 1.2.13.2.4. Características de las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de residuos de biomasa	224
Cuadro 1.3.1.1. Proyecciones de crecimiento económico por grandes regiones utilizadas en el escenario de referencia 2010.....	239
Cuadro 1.3.3.1. Tasas de crecimiento por tipo de energético supuestas en los escenarios DOE y BP para 2010-2030	245
Cuadro 1.3.3.2. Composición de la demanda incremental de América Latina y el Caribe estimada por tipo de energético y su participación en el total mundial. Porcentajes	248
Cuadro 1.4.1. Consumo de energía por habitante en tep por habitante 1990-2009 (excluido el consumo de leña)	256
Cuadro 1.4.2. Consumo de energía eléctrica por habitante en Kwh/año por habitante 1990-2009..	257

INDICE DE GRÁFICOS

PÁG.

Gráfico 1.1.1. Evolución del Producto Bruto Mundial 1990-2009 por grandes países y regiones. Valores en u\$sd 2005 según PPP	3
Gráfico 1.1.2. Dinamismo de la economía mundial por grandes países y regiones 1990-2009	3
Gráfico 1.2.1. Evolución del PIB Mundial y del Comercio Internacional Total. Base 2000=100	4
Gráfico 1.2.2. Participación de grandes bloques regionales en el comercio mundial 1990-2010	5
Gráfico 1.2.3. Participación de los Estados Unidos y China en el total del comercio mundial de mercancías	6
Gráfico 1.3.1. Número de habitantes en ciudades de más de 750 mil personas según principales países y regiones. En miles	7
Gráfico 1.3.2. Incrementos de población por quinquenio en ciudades de más de 750 mil habitantes..	7
Gráfico 1.4.1. Comercio de mercancías 1995-2009 por tipo de producto a valores corrientes.....	8
Gráfico 1.4.2. Evolución del Índice de Precios por tipo de producto primario	9
Gráfico 1.4.3. Comercio internacional de commodities en valores corrientes y corregidos por índices de precios frente a las tendencias de urbanización a gran escala.....	10
Gráfico 1.4.4. Participación en el total de importaciones por grandes grupos de productos: países desarrollados, China e India y resto de mundo en desarrollo. Período 1995-2009.....	11
Gráfico 1.4.5. Contribución de los grandes países emergentes de Asia al crecimiento del PIB Mundial y del consumo total de petróleo. Períodos 1990-2000, 2000-2010 y 2003-2010	12
Gráfico 1.5.1. Participación en el Incremento de Emisiones de CO2 entre 1990 y 2000 y 2000-2010 y Emisiones acumuladas por grandes regiones	13
Gráfico 1.7.1. El crecimiento dentro del conjunto de los países de la OCDE: comparación del desempeño 1990-2003; 2003-2007 y 2007-2009	15
Gráfico 1.7.2. Tasas de desempleo en países de Europa, América del Norte y Japón	16
Gráfico 1.9.1. Evolución del stock de inversiones extranjeras y su distribución porcentual entre economías desarrolladas y en desarrollo incluyendo las denominadas economías en transición	18
Gráfico 1.9.2. IED como Stock acumulado por regiones	19
Gráfico 1.9.3. Stock de la IED como % del PIB por regiones	20
Gráfico 2.1.1. Tendencias del crecimiento por sub-regiones dentro de LA&C: 1990-2010.....	26
Gráfico 2.1.2. Tasas de crecimiento de los países de LA&C 2003-2007 comparadas con el desempeño 1990-2000	28
Gráfico 2.1.3. Diferencias entre las tasas de crecimiento de los países de LA&C 2000-2010 comparadas con las de 1990-2000	30
Gráfico 2.1.4. Impacto de la crisis financiera mundial: diferencias entre las tasas de crecimiento de los países de LA&C 2007-2010 comparadas con las de 2003-2007.....	31
Gráfico 2.2.1. Saldo de la balanza comercial de bienes y servicios en miles de millones de dólares corrientes.....	32
Gráfico 2.2.2. Saldo de la balanza comercial de bienes y servicios: promedio por países en miles de millones de dólares según períodos	33
Gráfico 2.3.1.1. Exportaciones totales de América del Sur en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos.....	34
Gráfico 2.3.1.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones	35
Gráfico 2.3.1.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones	36
Gráfico 2.3.1.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones	37
Gráfico 2.3.2.1. Exportaciones totales de Centroamérica en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos.....	38
Gráfico 2.3.2.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones.....	39
Gráfico 2.3.2.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones	40

Gráfico 2.3.2.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones	40
Gráfico 2.3.2.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones	41
Gráfico 2.3.3.1. Exportaciones totales del Caribe en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos.....	42
Gráfico 2.3.3.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones	43
Gráfico 2.3.3.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones.....	44
Gráfico 2.3.3.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones.....	45
Gráfico 2.3.4.1. La distribución de las exportaciones por subregiones en miles de millones de dólares.....	46
Gráfico 2.3.4.2. La distribución de las exportaciones por subregiones en porcentajes.....	46
Gráfico 2.3.5.1. Exportaciones de materias primas excluidos los combustibles por grandes bloques dentro de AL&C.....	47
Gráfico 2.3.5.2. Exportaciones de combustibles por grandes bloques dentro de AL&C.....	48
Gráfico 2.3.5.3. Exportaciones de manufacturas por grandes bloques dentro de AL&C.....	49
Gráfico 2.3.6.1. Distribución de las exportaciones por región de destino (en porcentajes).....	50
Gráfico 2.3.6.2. Participación de cada región en el incremento de las exportaciones latinoamericanas: 1995-2002 y 2002-2009.....	50
Gráfico 2.3.6.3. Participación de cada región en el incremento de las importaciones latinoamericanas de combustibles: 1995-2002 y 2002-2009.....	51
Gráfico 2.3.6.4. Importaciones y exportaciones latinoamericanas de combustibles: 1995-2009.....	52
Gráfico 3.1. Contribución al crecimiento real de las exportaciones mundiales 2000-2010 (en porcentajes).....	53
Gráfico 3.2. Análisis del comportamiento de los “Clusters Brasil y México” 2003-2006 respecto a 2009.....	55
Gráfico 3.3. Destino de las exportaciones 2006 y 2009 en los “clusters Brasil y México”.....	56
Gráfico 3.4. Exposición de cada país respecto del comportamiento de la demanda externa proveniente de los países industrializados: datos año 2009	57
Gráfico 4.1.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007.....	60
Gráfico 4.1.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010.....	61
Gráfico 4.1.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007	62
Gráfico 4.1.4. Evolución del Valor Agregado Agropecuario. En millones de dólares constantes de 2005.....	63
Gráfico 4.1.5. Evolución del Valor Agregado Industrial. En millones de dólares constantes de 2005.....	63
Gráfico 4.2.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007.....	65
Gráfico 4.2.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010.....	66
Gráfico 4.2.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007	67
Gráfico 4.2.4. Evolución del Valor Agregado Minero-Energético. En millones de dólares constantes de 2005.....	68
Gráfico 4.3.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007.....	69
Gráfico 4.3.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010.....	70
Gráfico 4.3.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007	71
Gráfico 4.4.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007.....	72

Gráfico 4.4.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010.....	73
Gráfico 4.4.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007	74
Gráfico 4.5.1.1. Evolución del valor agregado por grandes sectores de actividad. (En moneda constante de 2005).....	75
Gráfico 4.5.1.2. Evolución del valor agregado por grandes sectores de actividad. (En porcentajes) .	75
Gráfico 4.5.1.3. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional	76
Gráfico 4.5.1.4. Tasas de crecimiento del valor agregado de cada gran sector de actividad: períodos 1990-2000; 2000-2010; 2003-2007 y 2007-2010	77
Gráfico 4.5.2.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en millones de u\$sd de 2005	78
Gráfico 4.5.2.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes.....	79
Gráfico 4.5.3.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en millones de u\$sd de 2005	80
Gráfico 4.5.3.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes.....	81
Gráfico 4.5.4.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en millones de u\$sd de 2005	82
Gráfico 4.5.4.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes.....	83
Gráfico 4.5.5.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en millones de u\$sd de 2005	84
Gráfico 4.5.5.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes.....	84
Gráfico 5.1.1. Pobreza e Indigencia en América Latina y el Caribe: evolución desde 1980 a 2009 ...	85
Gráfico 5.1.2. Variación en el número de personas en condiciones de pobreza y tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto 1980-2009.....	86
Gráfico 5.1.3. Número de pobres e indigentes en áreas urbanas y rurales año 2009 y variación 1980-2009 y 2002-2009 comparadas	87
Gráfico 5.1.1.4. Porcentaje de la población por debajo de la línea de pobreza según países.....	88
Gráfico 5.1.5. Porcentaje de la población por debajo de la línea de pobreza según países: variación 2004-2009 respecto al promedio 1990-2003	91
Gráfico 5.1.6. Tasas de crecimiento, reducción del desempleo e índice impacto del crecimiento sobre reducción del desempleo en porcentajes.....	92
Gráfico 5.1.7. Variaciones en la tasa de desocupación y en los porcentajes de pobreza.....	93
Gráfico 5.1.8. Variaciones en la participación del gasto público social como % del PIB.....	94
Gráfico 5.1.9. Desigualdad en América Latina y el Caribe según datos 2008-2009	95
Gráfico 5.1.10. Desigualdad en América Latina y el Caribe según datos 2008-2009	96
Gráfico 5.1.11. Pobreza, Desnutrición de la Población y variaciones 2005-2007 respecto a 1990-1992.....	97
Gráfico 6.1. Evolución del PIB Mundial: países desarrollados y resto.....	98
Gráfico 1.1.1. Evolución del producto bruto mundial y del consumo de energía 1980-2010	102
Gráfico 1.1.2. Variación del producto bruto mundial y del consumo de energía 1980-2010 en porcentajes	103
Gráfico 1.1.3. Variación del consumo mundial de energía 1990-2010 según grandes regiones y países. En millones de tep	104
Gráfico 1.1.4. Variación del consumo mundial de energía 1990-2010 según grandes regiones y países. En porcentajes	105
Gráfico 1.1.5. Consumo mundial de energía por fuentes en el año 2010 según grandes regiones y países. En millones de tep	106
Gráfico 1.1.6. Consumo mundial de energía por fuentes en el año 2010 según grandes regiones y países. En porcentajes.....	107
Gráfico 1.1.7. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010 según grandes regiones y países. En porcentajes.....	108
Gráfico 1.1.8. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010 según grandes regiones y países. En millones de tep	109

Gráfico 1.1.9. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010: Principales pautas en América del Norte y Europa	110
Gráfico 1.1.10. Incremento en el valor agregado manufacturero a nivel mundial según grandes áreas. En millones de dólares corrientes y en porcentajes	111
Gráfico 1.1.11. Consumo mundial de energía según fuentes en millones de tep 1965-2010	112
Gráfico 1.1.12. Participación de las fuentes primarias en el consumo mundial de energía 1965-2010. En porcentajes	112
Gráfico 1.2.1.1. Comportamiento de la incorporación de reservas, de la relación media reservas-producción y de los precios	113
Gráfico 1.2.1.2. Reservas comprobadas de petróleo 1990-2010. En miles de millones de barriles .	114
Gráfico 1.2.1.3. Incremento en las reservas comprobadas de petróleo 2000-2010. En miles de millones de barriles	115
Gráfico 1.2.1.4. Incremento en las reservas comprobadas de petróleo 1990-2010 por países. En miles de millones de barriles	115
Gráfico 1.2.1.5. Reservas y consumo de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010.....	117
Gráfico 1.2.1.6. Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010. En miles de barriles día (MBD)	118
Gráfico 1.2.1.7. Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010. En porcentajes por región de origen	118
Gráfico 1.2.1.8. Variación en las Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: 2000-2010. En MBD	119
Gráfico 1.2.1.9. Estimación de Reservas Recuperables mínimas y Reservas Comprobadas a fines de 2010. En miles de millones de barriles	121
Gráfico 1.2.2.4.1. Perfil del parque de vehículos livianos por combustible – Brasil – 2009 a 2019 (proyección).....	128
Gráfico 1.2.2.4.2. Evolución de las reservas de la Petrobras por fase tecnológica de producción y expectativas para el pré-sal	129
Gráfico 1.2.2.4.3. Recursos y reservas de petróleo – Brasil – 2009 a 2019 (proyección).....	130
Gráfico 1.2.2.4.4. Crecimiento de la producción de petróleo de Petrobras hasta 2020	131
Gráfico 1.2.2.4.5. Previsión de la producción nacional de petróleo - 2010-2019	131
Gráfico 1.2.2.4.6. Comparación entre las previsiones de producción y las estimativas de demanda de petróleo en Brasil, en millones de barriles/día 2010-2019.....	132
Gráfico 1.2.2.4.7. Expansión de la exploración y producción de la Petrobras – 2010-2015	134
Gráfico 1.2.4.1. Comportamiento de la incorporación de reservas de gas natural, de la relación media reservas-producción y de los precios.....	140
Gráfico 1.2.4.2. Reservas comprobadas de gas natural 1980-2010. En 10 ¹² metros cúbicos.....	141
Gráfico 1.2.4.3. Importaciones de GNL y gas natural por gasoductos por grandes regiones 1996-2010. En miles de millones de metros cúbicos al año	143
Gráfico 1.2.4.4. Proyectos de plantas de regasificación a mediados de 2006 y tendencias en las economías de escala	147
Gráfico 1.2.5.1.1. Recursos de shale gas (en Tcf) y relación reserva producción (años promedio según datos 2009).....	159
Gráfico 1.2.5.1.2. Recursos de shale gas (en Tcf) y relación reserva producción (años promedio según datos 2009).....	160
Gráfico 1.2.7.1. Reservas de carbón mineral según tipo año 2010. Millones de toneladas	165
Gráfico 1.2.7.2. Reservas de carbón mineral año 2010 y relación reservas comprobadas-producción. Millones de toneladas y años promedio de duración de las reservas a la tasa de consumo vigente	166
Gráfico 1.2.7.2. Reservas de carbón mineral año 2010 y relación reservas comprobadas-producción. Millones de toneladas y años promedio de duración de las reservas a la tasa de consumo vigente	166
Gráfico 1.2.7.3. Reservas de carbón mineral en América Latina y el Caribe según tipo año 2010. Millones de toneladas.....	167
Gráfico 1.2.8.1. Número de proyectos y potencia nominal	171
Gráfico 1.2.8.2. Potencia Instalada a escala mundial y generación eléctrica 1965-2009	172
Gráfico 1.2.8.3. Costos de capital de la energía nuclear en dólares de 2004 y Francos Franceses de 1998 por kW	173

Gráfico 1.2.9.1. Generación de energía de fuentes primarias: hidroelectricidad y otras renovables. En millones de tep y en porcentaje sobre el total de consumo de energía de fuentes primarias en 2010.....	180
Gráfico 1.2.9.2. Estimación de la Potencia Instalada para generación de energía de hidroelectricidad	182
Gráfico 1.2.9.2. Estimación de la Potencia Instalada para generación de energía de hidroelectricidad	182
Gráfico 1.2.10.1. Evolución de la capacidad instalada en energía eólica a escala mundial. Mw.....	188
Gráfico 1.2.10.2. Incremento de la capacidad instalada en energía eólica a escala mundial según grandes regiones y países	189
Gráfico 1.2.10.3. Complementariedad eólica e hídrica en el Nordeste de Brasil – Datos del período 1948 a 1956.....	192
Gráfico 1.2.11.1. Evolución de la capacidad instalada en energía solar a escala mundial. Mw	195
Gráfico 1.2.11.2. Capacidad instalada en energía solar a escala mundial en 2010. Mw	196
Gráfico 1.2.11.3. Capacidad instalada en energías renovables distintas a la hidroelectricidad respecto a la energía nuclear 20003-2010 y capacidad en el 2010 en Gw.....	198
Gráfico 1.2.11.4. Proyectos existentes y proyectados de concentradores solares	201
Gráfico 1.2.12.1. Producción de Biocombustibles 2000-2010 en MBDC	203
Gráfico 1.2.12.2. Producción de Biocombustibles y consumo de petróleo en 2010 comparados. MBDC	204
Gráfico 1.2.13.1.1. Consumo total de leña, estimación del número de pobres y tasas de urbanización. En Miles de Toneladas/año, millones de personas y porcentaje de población urbana sobre población total.....	213
Gráfico 1.2.14.1. Capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia. Período 1990-2010. En MW	227
Gráfico 1.2.14.2. Capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia_ situación 2010. En MW ..	228
Gráfico 1.2.14.3. Incremento en la capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia Mesoamérica y resto del Mundo: 1990-2000 y 2000-2010. En MW.....	228
Gráfico 1.3.1.1. Costos de producción de recursos energéticos y disponibilidad en escala	234
Gráfico 1.3.1.2. Proyección del stock de vehículos livianos por región según la Agencia Internacional de Energía - 2005 - 2030.....	235
Gráfico 1.3.1.3. Predominio de los motores de combustión interna en el mediano plazo 2008 - 2015	235
Gráfico 1.3.1.4. Escenarios de participación de las tecnologías de propulsión (%)	236
Gráfico 1.3.1.5. Crecimiento en el consumo de petróleo en el transporte por carreteras) 2007–2030 (millones de barriles de petróleo equivalente/día)	236
Gráfico 1.3.1.6. Proyecciones de demanda y oferta de crudo del escenario de referencia 2010	238
Gráfico 1.3.1.7. Proyecciones de la oferta de crudo del escenario de referencia 2010 según origen de la oferta.....	239
Gráfico 1.3.1.8. Proyecciones de la oferta de crudo del escenario de referencia 2010 según tipo de crudo.....	240
Gráfico 1.3.1.9. Proyecciones de la demanda de líquidos por grandes regiones.....	241
Gráfico 1.3.2.1. Escenario de precios internacionales del crudo	242
Gráfico 1.3.3.1. Escenario EIA 2010: consumo de energía por fuentes a escala global. En 10 ¹⁵ BTU (Quad)	244
Gráfico 1.3.3.2. Escenario BP-2030- Proyecciones de Producción por Fuentes. Millones de Tep...	245
Gráfico 1.3.3.3. Escenario BP-2030- Proyecciones de Incremento de Producción por Fuentes y Regiones 2010-2030. Millones de Tep y porcentajes	246
Gráfico 1.3.3.4. Escenario BP-2030- Proyecciones de Incremento de Producción por Fuentes y Regiones 2010-2030. Millones de Tep	247
Gráfico 1.4.1. Consumo de energía por habitante y población acumulada. GJ/habitante y millones de habitantes	249
Gráfico 1.4.2. Incremento proyectado de población urbana según regiones y períodos	250
Gráfico 1.4.3. Factores clave determinantes del comportamiento de emisiones de CO ₂	251
Gráfico 1.4.4. Evolución del consumo de energía de fuentes primarias excluidas las de biomasa por unidad de producto: millones de TEP/ Billones de dólares constantes de 2005, PPP.....	252
Gráfico 1.4.5. Medios recomendados por el IPCC para lograr reducciones en la acumulación de GEI 2000-2030 y 2030-2100	253
Gráfico 1.4.6. Emisiones acumuladas por el sector energético entre 1965 y 2010 según grandes regiones. Millones de Toneladas de CO ₂	254

Gráfico 1.4.7. Consumo de Energía por Habitante en los países de América Latina y el Caribe- Datos 2009- En TEP por habitante	255
Gráfico 1.4.8. Acceso a la electricidad y al equipamiento estratos tipo de altos y bajos ingresos promedio en zonas urbanas.....	258
Gráfico 1.4.9. Índices de Desarrollo Humano, desigualdad en el acceso al equipamiento y consumo de electricidad en algunos países de la región	259
Gráfico 1.4.10. Consumo de energía por habitante con y sin leña y porcentaje de consumo de fuentes modernas sobre el total	260
Gráfico 1.4.11. Consumo de leña respecto al consumo de fuentes modernas para usos calóricos .	261

INDICE DE FIGURAS

PÁG.

Figura 1.13.1. Ciclos de prosperidad y crisis a lo largo de la historia económica: sexta ola vinculada a sostenibilidad ambiental	24
Figura 1.2.4.1. Mercado mundial de gas (gasoductos y GNL).....	144
Figura 1.2.4.2. Proyección de volúmenes disponibles en plantas de licuación desde 2005 a 2010 (mtpa)	148
Figura 1.2.4.3. Infraestructura de plantas de regasificación y liquefacción existentes y proyectadas en América Latina y el Caribe	150
Figura 1.2.4.4. Complementariedad entre la disponibilidad de GNL importado y entradas del Sistema Interconectado Nacional de Brasil	151
Figura 1.2.4.5. Precio spot del gas natural – Henry Hub – 2004-2010.....	152
Figura 1.2.4.6. Inversión en gas, energía y gas química - Petrobras – 2010-2015	153
Figura 1.2.4.7. Segundo ciclo de inversiones: monetización del pré-sal - Petrobras - 2010-2.....	153
Figura 1.2.5.1.1. Evaluación de recursos de Shale Gas a escala mundial en 32 cuencas sedimentarias en regiones fuera de los Estados Unidos.....	156
Figura 1.2.6.1. Triángulo de recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos	164
Figura 1.2.9.1. Mapa mundial de precipitaciones medias 1990-2006	181
Figura 1.2.9.2. Desarrollo actual Vs. Potencial de generación hidroeléctrica.....	181
Figura 1.2.10.1. Mapa mundial de velocidades del viento a 80 metros de altura.....	190
Figura 1.2.10.2. Mapa mundial de velocidades del viento promedio anual a 10 metros de altura....	194
Figura 1.2.11.1. Mapa mundial de Irradiación Solar W/m2.....	197
Figura 1.2.11.2. Eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas según opciones y trayectorias históricas- Resultados de Laboratorio	199
Figura 1.2.11.3. Irradiación solar estimaciones según KE/m2/día en Mesoamérica y América del Sur	202
Figura 1.2.15.1. Capacidad renovable instalada – 2010 – países en desarrollo, Europa y las cinco mayores economías mundiales.....	232
Figura 1.2.15.2. Participación de renovables en el consumo final global de energía – 2009.....	233

I - EL DESENVOLVIMIENTO DE LA ECONOMÍA MUNDIAL

1. ANÁLISIS A ESCALA GLOBAL

1.1. Tendencias del crecimiento económico por regiones y la cuestión del crecimiento a dos velocidades

El desempeño de la economía mundial por grandes regiones ha venido presentando, desde la década pasada, rasgos por los cuales se ha comenzado a utilizar cada vez con mayor frecuencia, el término de “economía de dos velocidades”. El mismo alude al dinamismo que muestran las economías asiáticas lideradas por China e India - y también el de las naciones y regiones que acopladas por el comercio mundial y los flujos de inversiones se benefician del mismo- en contraposición al relativamente menor dinamismo que han mostrado las economías desarrolladas del Norte.

De hecho América Latina ha tenido un extraordinario desempeño en el nuevo contexto y para muchos analistas la década pasada también puede ser considerada como la “década de América Latina”. Sin embargo tales afirmaciones pueden ser un tanto simplistas, siendo necesario comprender en qué medida todas las naciones de la región han sido favorecidas, cuáles perjudicadas y sobre la base de qué factores se han producido los resultados.

Por otra parte la crisis financiera internacional aún en curso, obliga a considerar el impacto de la misma sobre cada país dentro de la región y también a examinar el conjunto de desafíos que su futura evolución representa.

Con respecto al dinamismo de la economía mundial durante la última década, cabe destacar que mientras que en promedio las tasas de crecimiento global pasaron de un orden del 2.9% a.a. entre 1990 y 2000, entre 2000 y 2009 esta tasa se incrementó al 3.3% a.a. precisamente a causa del crecimiento de los grandes países de Asia¹. Sin embargo, para la región latinoamericana y del Caribe el dinamismo fue prácticamente igual en ambas décadas, con pequeñas diferencias según los diversos métodos de estimación². Pero este hecho enmascara el comportamiento extraordinario registrado entre 2003 y 2007, período que marca precisamente un punto de inflexión aún para el posterior desempeño de la región frente a la mencionada crisis financiera global.

En efecto el fenómeno del incipiente cambio estructural en las pautas de inserción de la región latinoamericana y del Caribe se produce a partir de 2003 de modo concomitante con el creciente peso de las economías de Asia y resto del mundo respecto a los países desarrollados.

¹ En tal sentido China e India contribuyeron entre 1995 y 2009 al 29% del incremento del PBI mundial expresado en u\$s de 2005 según PPP estimado por el Banco Mundial.

² En efecto utilizando las tasas de crecimiento del PIB expresadas en PPP y dólares de los EUA de 2005, LA&C creció al 3% a.a entre 2000 y 2009, contra un 3.2% entre 1990 y 2000. Si se utilizan las cifras de CEPAL en dólares de 2005 según tasas de cambio vigentes, el crecimiento entre 2000 y 2010 se ubicó en el 3.2% a.a. ligeramente por encima del 3.1% alcanzado en la década anterior.

Cuadro 1.1.1. Participación de los principales países y regiones en el Producto Bruto Interno Mundial 1990-2009 y por sub-períodos

Región/país	1990	2000	2003	2009	diferencia 1990-2003	diferencia 2003-2009
América del Norte	24,3%	25,4%	24,7%	21,7%	0,4%	-3,0%
Unión Europea	27,0%	25,0%	24,2%	21,1%	-2,8%	-3,1%
Japón	9,0%	7,6%	7,1%	5,9%	-1,9%	-1,2%
América Latina y el Caribe	8,8%	9,0%	8,5%	8,7%	-0,2%	0,2%
China	3,5%	7,0%	8,4%	12,8%	4,9%	4,4%
India	2,9%	3,7%	4,1%	5,4%	1,1%	1,3%
Federación Rusa	5,2%	2,6%	2,9%	3,0%	-2,4%	0,1%
Medio Oriente y Norte de África	4,4%	4,8%	4,9%	5,3%	0,5%	0,4%
Resto del mundo	14,8%	14,8%	15,3%	16,1%	0,4%	0,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%

Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial, WDI online database.
 Datos originales GDP u\$s 2005 PPP.

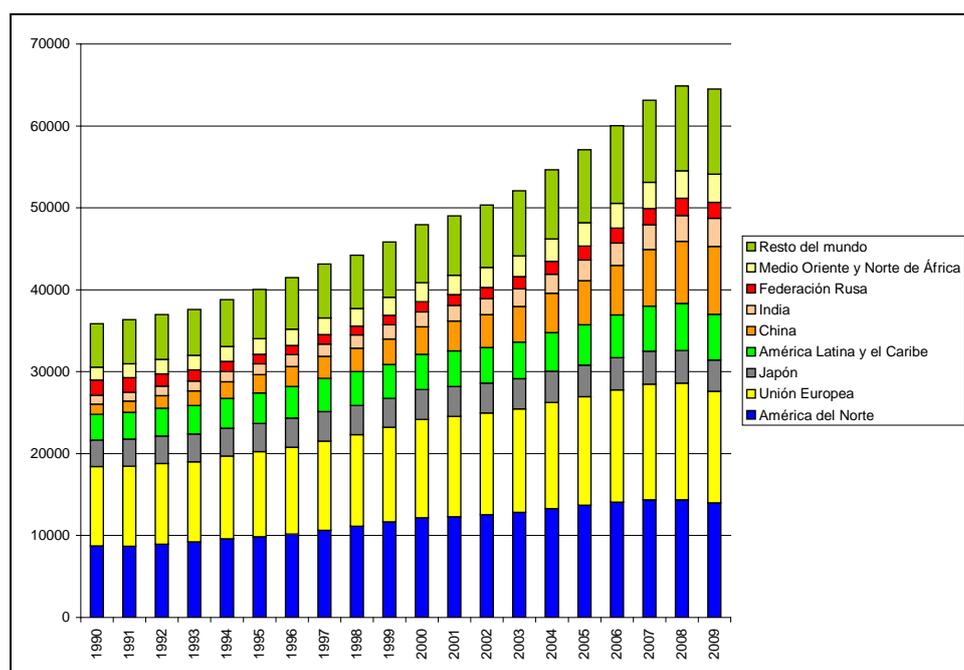
Como se puede observar en el Cuadro 1.1.1 la expansión de China e India durante los noventa fue a expensas de un retroceso en la participación de las economías de Europa y Japón, pero no de los Estados Unidos, quien aún hasta 2003 mantenía dicha participación cercana a un cuarto de la economía mundial. Sin embargo a partir de 2003 China e India incrementan la misma en la economía mundial en 5.7% mientras que Estados Unidos, Europa y Japón muestran una disminución del 7,3%. Nótese que América latina y el Caribe recuperan en este período sólo un 0,2% en su nivel de participación en la economía global que rondó en las dos últimas décadas un nivel próximo al 8.5-9% del total del producto mundial.

Como luego se verá este resultado oculta, no obstante, fuertes diferencias entre los países que, en la terminología del BID (2011³) corresponderían a los “clusters Brasil y México” con pautas muy diferenciadas precisamente sobre la base de sus modos de inserción en el comercio mundial por tipo de producto, por bloques de comercio y según flujos de inversión.

La representación de la evolución de la economía mundial por grandes países y regiones se presenta en el Gráfico 1.1.1, mientras que en el Gráfico 1.1.2 se muestran las dispares tendencias de crecimiento de las mismas.

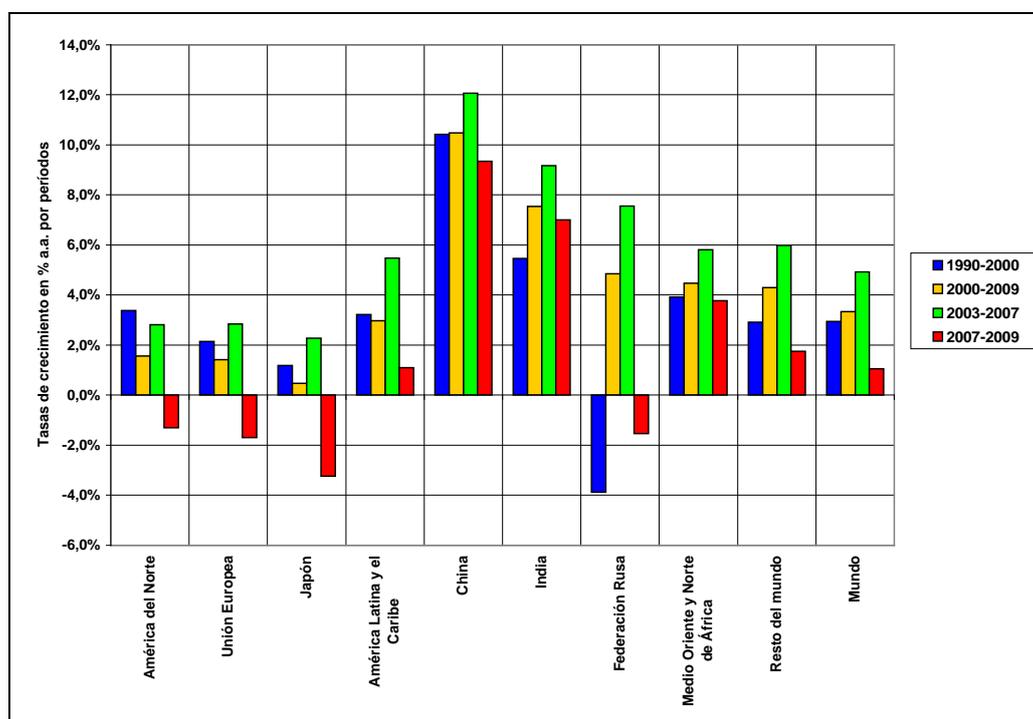
³ Izquierdo, A. y Talvi, E., *One region, two speeds? Challenges of the New Global Order for Latin America and the Caribbean*, Inter-American Development Bank, March, 2011.

Gráfico 1.1.1. Evolución del Producto Bruto Mundial 1990-2009 por grandes países y regiones. Valores en u\$sd 2005 según PPP



Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial, WDI online database. Datos originales GDP u\$s 2005 PPP.

Gráfico 1.1.2. Dinamismo de la economía mundial por grandes países y regiones 1990-2009



Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial, WDI online database. Datos originales GDP u\$s 2005 PPP.

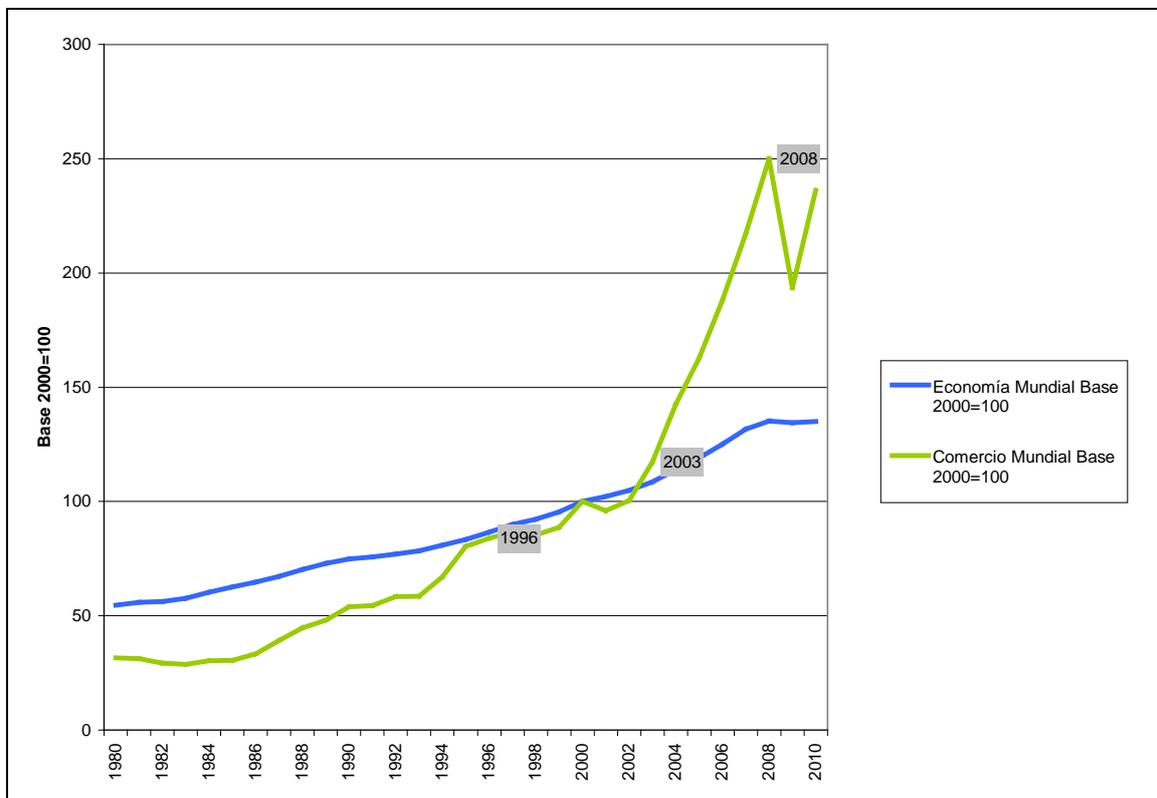
En tanto que el crecimiento asiático es un fenómeno altamente complejo y de mucha relevancia para el futuro de América Latina y el Caribe conviene detenerse en al menos algunos aspectos, tanto en aquellos referidos a su motor de crecimiento, como en los que hacen a las consecuencias que se derivan del mismo.

1.2. Tendencias del comercio mundial por grandes bloques

Hacia 1995 113 países que representaban el 79% del PIB mundial habían ingresado a la Organización Mundial del Comercio (OMC); fue sólo a fines del 2001 que se sumaron otros 28, entre ellos China en diciembre de 2001. Desde ese entonces sólo se agregaron a la OMC 15 más.

La evolución del comercio mundial respecto al PBI mundial sufrió severos cambios desde ese entonces (Gráfico 1.2.1)

Gráfico 1.2.1. Evolución del PIB Mundial y del Comercio Internacional Total. Base 2000=100

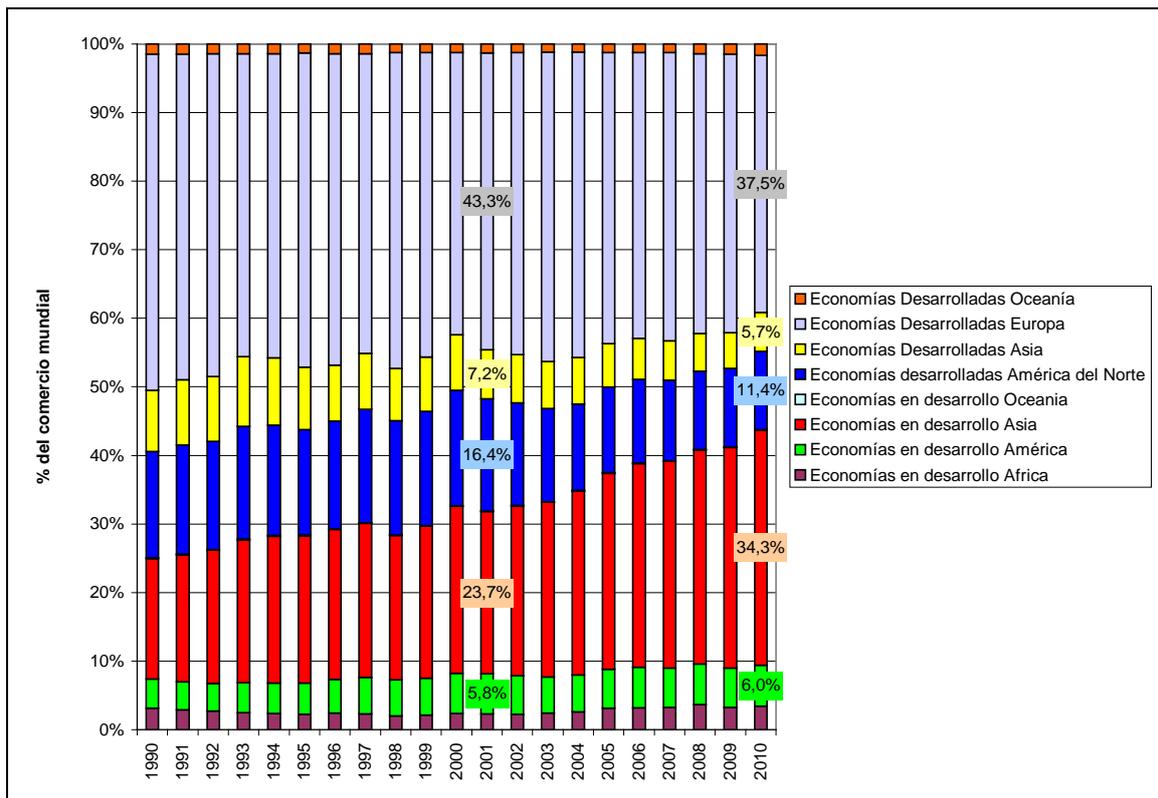


Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial y UNCTAD-UNCTADstat.

Mientras que la economía mundial creció entre 2000 y 2010 en 34%, el comercio mundial lo hizo en más de 90%.

Al mismo tiempo la participación de los países en desarrollo de Asia en este creciente comercio mundial se incrementó notablemente pasando del 23.7% en 2001 a 34.3% en 2010, mientras que el conjunto de los países del mundo desarrollado pasó del 68.1% al 56.2% (Gráfico 1.2.2).

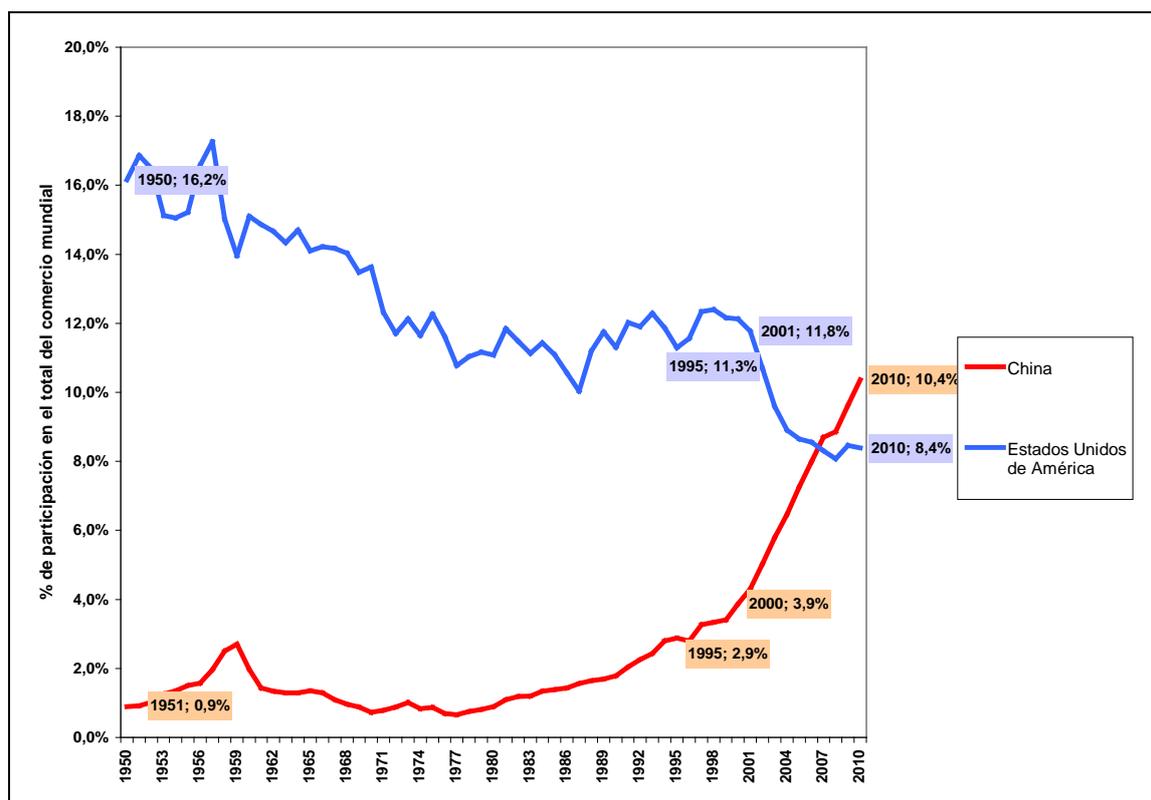
Gráfico 1.2.2. Participación de grandes bloques regionales en el comercio mundial 1990-2010



Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD-UNCTADstat.

Es de destacar que cuando esta evolución se toma sólo a nivel de China y los EUA – los dos países más significativos para comprender los modos diferenciados de inserción de los distintos países de América Latina y el Caribe en la última década-, la tendencia de desplazamiento aparece aún de un modo más acentuado (Gráfico 1.2.3).

Gráfico 1.2.3. Participación de los Estados Unidos y China en el total del comercio mundial de mercancías



Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat.

Las consecuencias de este cambio estructural, a nivel del dinamismo por regiones y países en términos de Producto Bruto Interno y de Comercio Internacional, son múltiples y merecen ser adecuadamente comprendidas por su impacto sobre varios factores que hacen al desenvolvimiento de la región.

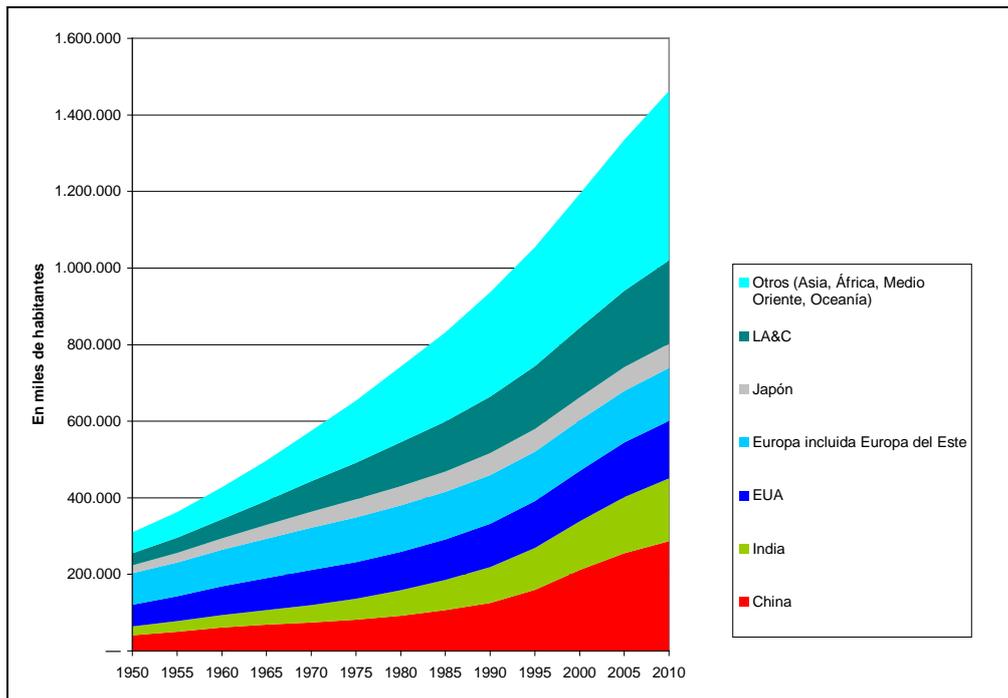
1.3. El impacto de la reconfiguración espacial de la producción y el comercio sobre los procesos de modernización y urbanización

La expansión de los grandes países asiáticos ha sido concomitante con un proceso de urbanización con pocos precedentes desde la postguerra (Gráfico 1.3.1).

Sin embargo esta distribución es muy distinta si se la considera en términos dinámicos, es decir en una evolución que muestre los incrementos por quinquenio en cada uno de los países o grandes regiones consideradas en este análisis (Gráfico 1.3.2).

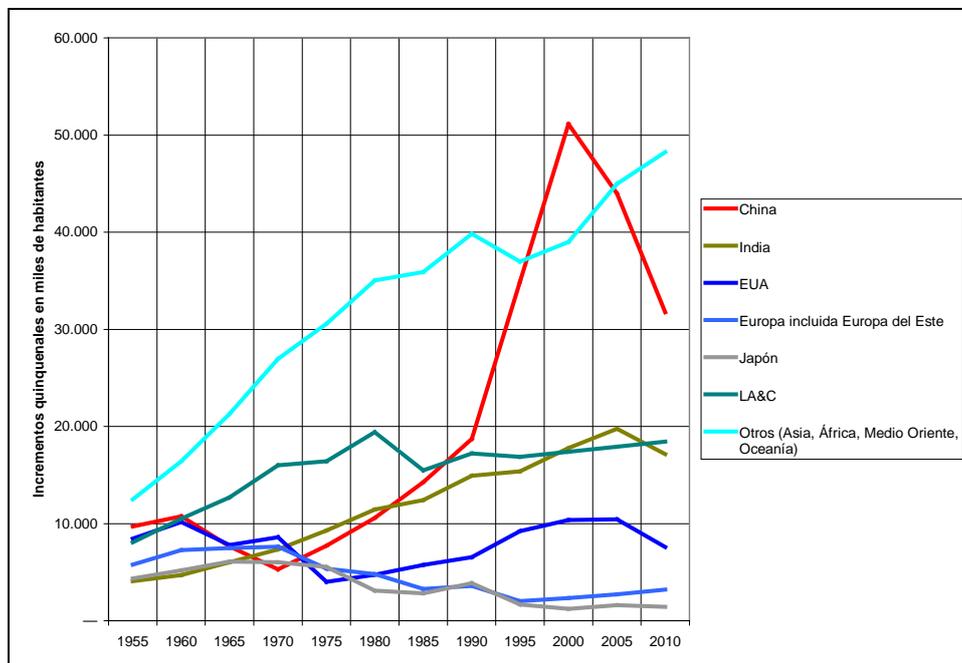
Estos valores adquieren toda su relevancia cuando se considera que el consumo de alimentos, energía en general- combustibles en particular- y manufacturas es una función del número de personas que se incorporan a modernos estilos de vida urbanos arrastrando la demanda de materias primas y elevando el umbral de su consumo cotidiano a medida que además, necesariamente mejora el ingreso medio de las respectivas poblaciones.

Gráfico 1.3.1. Número de habitantes en ciudades de más de 750 mil personas según principales países y regiones. En miles



Fuente: elaboración propia con datos de Naciones Unidas, World Urbanization Prospects: The 2009 Revision.

Gráfico 1.3.2. Incrementos de población por quinquenio en ciudades de más de 750 mil habitantes



Fuente: elaboración propia con datos de Naciones Unidas, World Urbanization Prospects: The 2009 Revision.

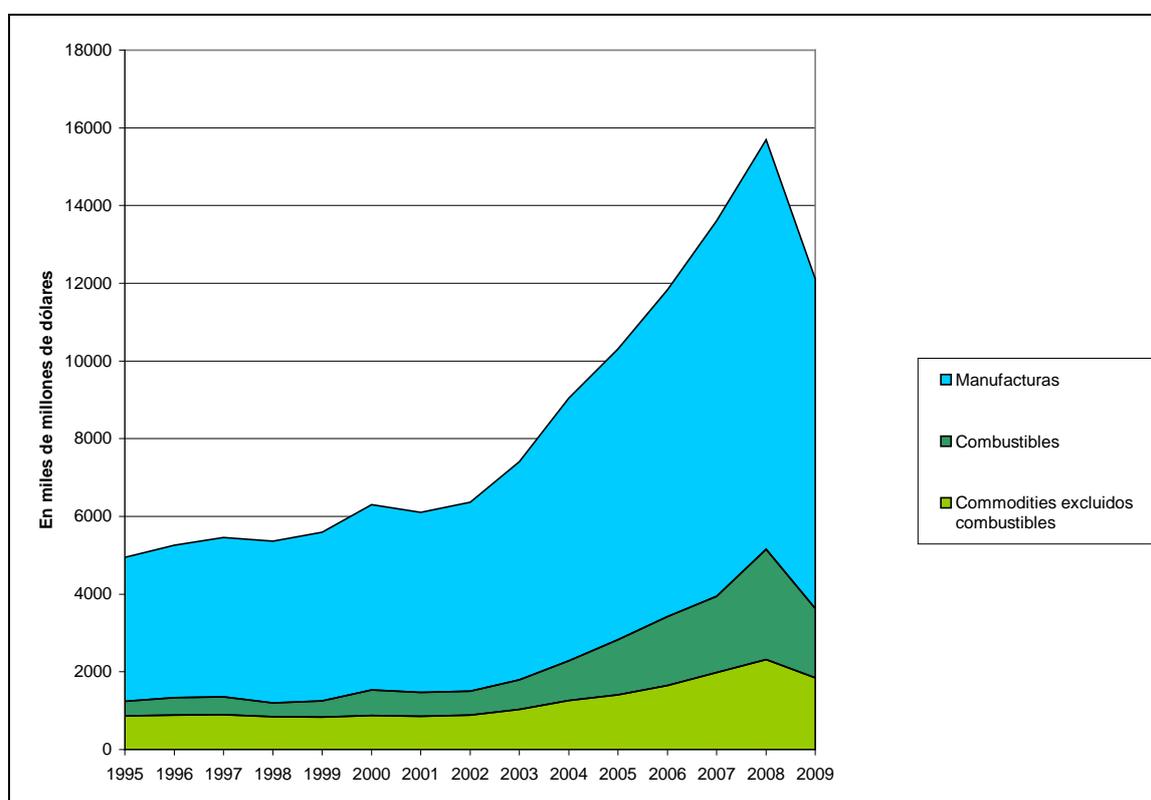
En cambio, las necesidades de infraestructura dependen más del incremento de personas viviendo en áreas urbanas, lo que impacta de un modo distinto sobre las oportunidades de inversión y la demanda de minerales vinculados a la construcción.

1.4. El impacto de los procesos de reconfiguración espacial sobre la demanda y precio de las materias primas

El crecimiento mundial del comercio internacional por grandes grupos de productos ha mostrado no sólo un marcado incremento de cantidades en las importaciones de *commodities* sino también de su valor medio.

En particular el incremento en las cantidades de comercio de dichas *commodities* distintas a los combustibles (Alimentos, Bebidas y minerales), ha experimentado un incremento explicable por los nuevos umbrales de demanda derivados de la incorporación de población a modernos estilos de vida y vinculados al impacto de los procesos de urbanización. Estos últimos han sido sin duda impulsados por la región asiática tanto por su importante papel en el crecimiento del comercio mundial, pero, por otra parte, han sido a su vez motores de la demanda de materias primas y del propio crecimiento económico en la región asiática debido al creciente desarrollo de sus propios mercados internos.

Gráfico 1.4.1. Comercio de mercancías 1995-2009 por tipo de producto a valores corrientes

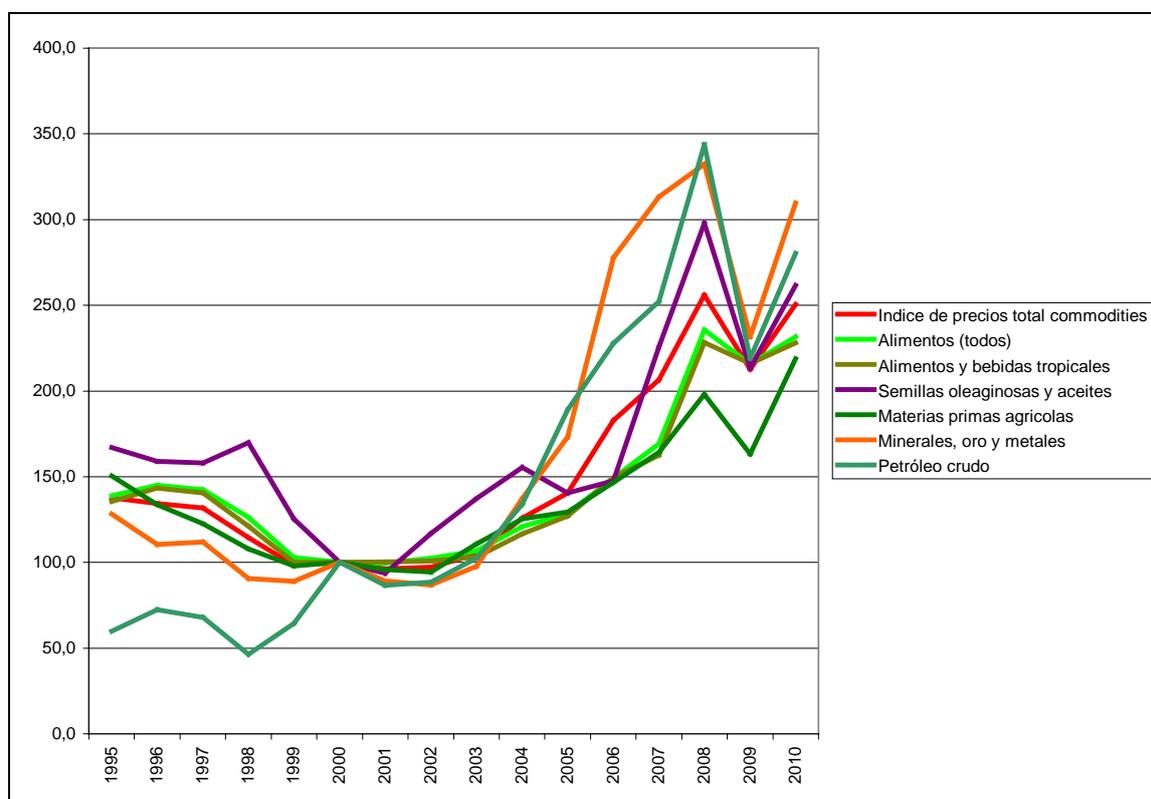


Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat.

El extraordinario impacto sobre los precios de las materias primas agrícolas, minerales y otras (combustibles) ha beneficiado sin duda a los países exportadores de las mismas, entre los cuales se hallan muchos países de la región latinoamericana. Sin embargo no sólo los precios se han incrementado, sino también algunas de las cantidades, comportándose con índices de desenvolvimiento superiores a los del PIB por habitante mundial y el de las propias tasas de

urbanización expresadas por el número de habitantes viviendo en grandes ciudades (Cuadro 1.1.2 y Gráficos 1.4.2 -1.4.3).

Gráfico 1.4.2. Evolución del Índice de Precios por tipo de producto primario



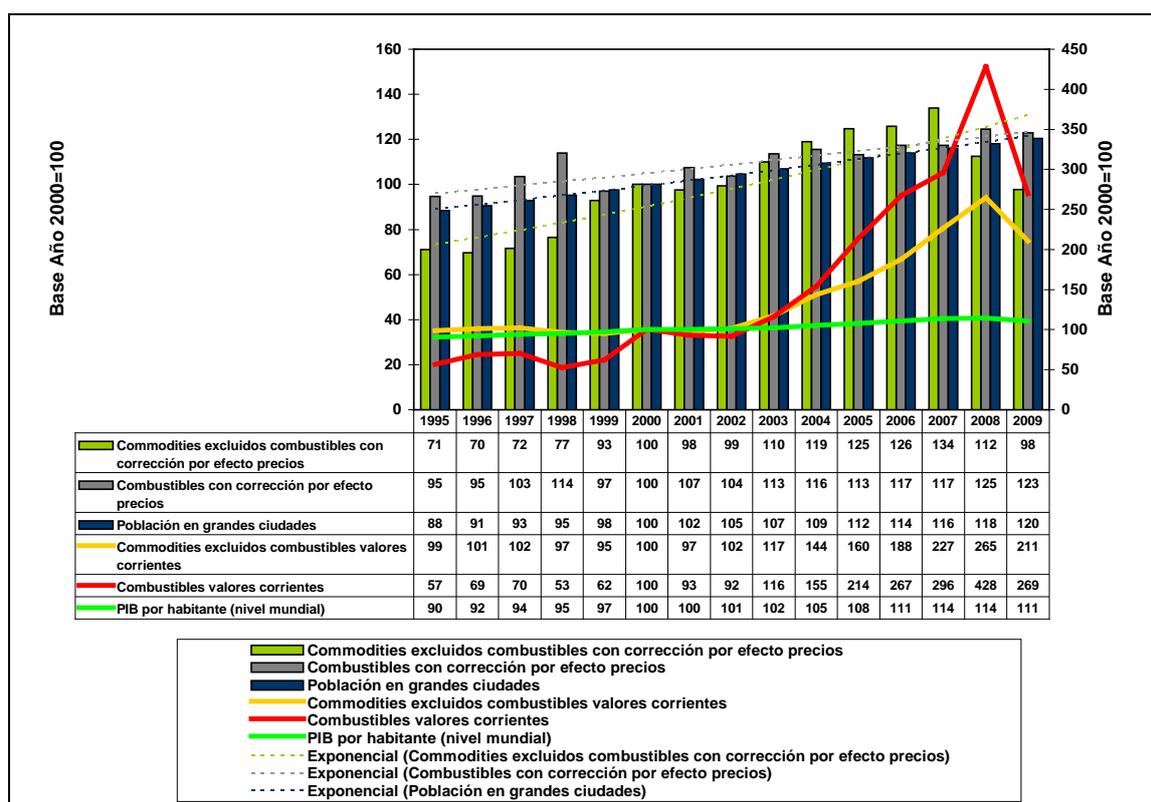
Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat

Cuadro 1.1.2. Evolución del Índice de Precios por tipo de producto primario

Año	Índice de precios total commodities	Alimentos (todos)	Alimentos y bebidas tropicales	Semillas oleaginosas y aceites	Materias primas agrícolas	Minerales, oro y metales	Petróleo crudo
1995	138	139	135	167	150	128	60
1996	134	145	143	159	134	110	72
1997	132	142	141	158	123	112	68
1998	114	126	121	170	108	91	46
1999	98	103	100	125	98	89	64
2000	100	100	100	100	100	100	100
2001	96	100	100	94	96	89	87
2002	97	103	101	117	95	87	88
2003	105	107	103	137	111	98	102
2004	126	121	117	155	125	137	134
2005	140	128	127	141	129	173	189
2006	183	149	150	148	147	278	228
2007	207	169	162	226	164	313	252
2008	256	236	228	298	198	332	344
2009	213	216	216	213	163	232	219
2010	250	232	228	262	219	310	280

Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat- us_annualcommoditypriceindicesaverages-1.xls

Gráfico 1.4.3. Comercio internacional de commodities en valores corrientes y corregidos por índices de precios frente a las tendencias de urbanización a gran escala



Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat, Naciones Unidas, World Urbanization Prospects: The 2009 Revision y Banco Mundial, WDI-online database. Copia de Importaciones Mundo por rubro.xls

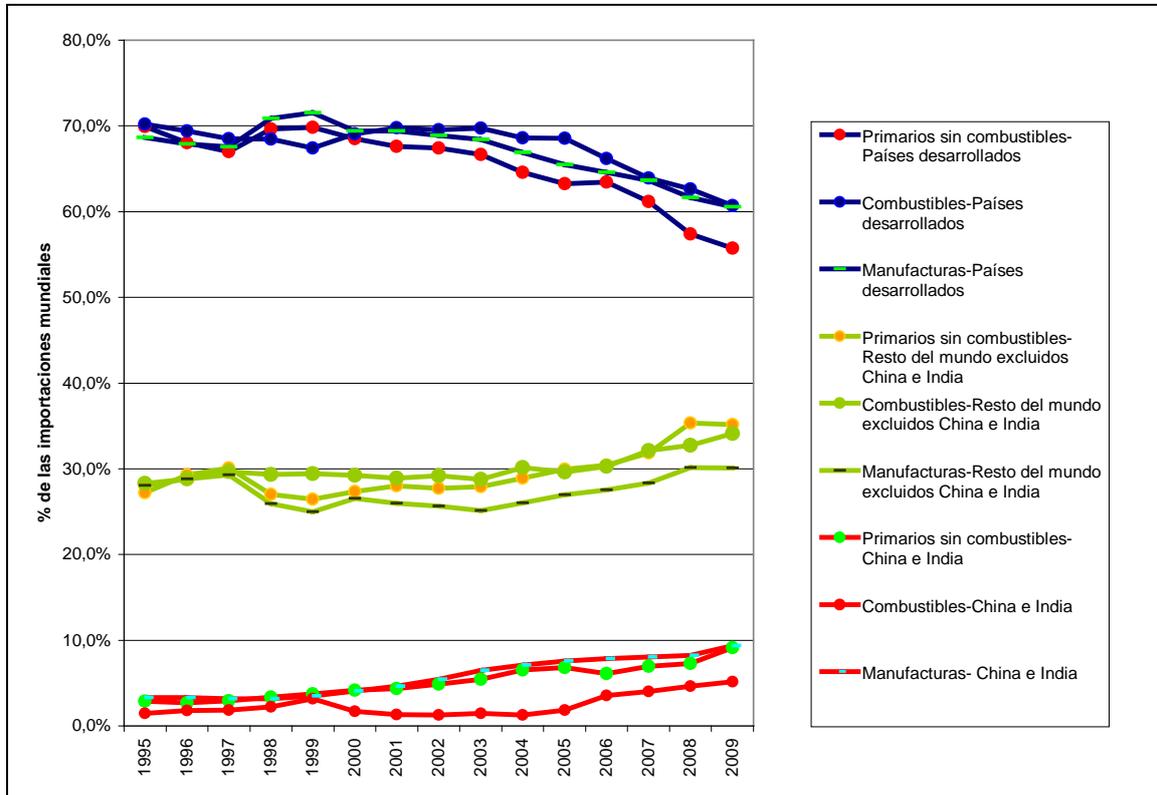
Sin embargo es de destacar que a partir de la crisis financiera mundial el comportamiento de las exportaciones de materias primas, una vez corregido el efecto precios, pareciera haber iniciado un descenso respecto al PIB per cápita mundial y también respecto al índice de urbanización en grandes ciudades (Gráfico 1.4.3). Este comportamiento podría afectar, de persistir, al crecimiento de los exportadores de alimentos, a pesar de que la tendencia en cantidades ha sido la más dinámica.

Aún cuando el impacto del crecimiento de los dos mayores países asiáticos sobre las importaciones mundiales ha tenido un importante efecto en términos incrementales, la participación de los países desarrollados en la demanda mundial de materias primas, combustibles y manufacturas continuaba representando más del 60% del total de importaciones (Gráfico 1.4.4).

Ciertamente mientras que China e India han sido responsables del 29% del incremento en el PBI mundial entre 1995 y 2009, del 44% del incremento de la población en ciudades de más de 750 mil habitantes, sólo han participado con el 11,5% del incremento de las importaciones totales en idéntico período, aunque en el caso de materias primas y combustibles las figuras han sido 18,1% y 10,6% respectivamente según datos de UNCTAD.

Esto significa que su participación marginal en el incremento de las importaciones aunque creciente, ha sido menor que la de su contribución al crecimiento global y al de la futura demanda de materias primas a medida que mejore su ingreso medio por habitante.

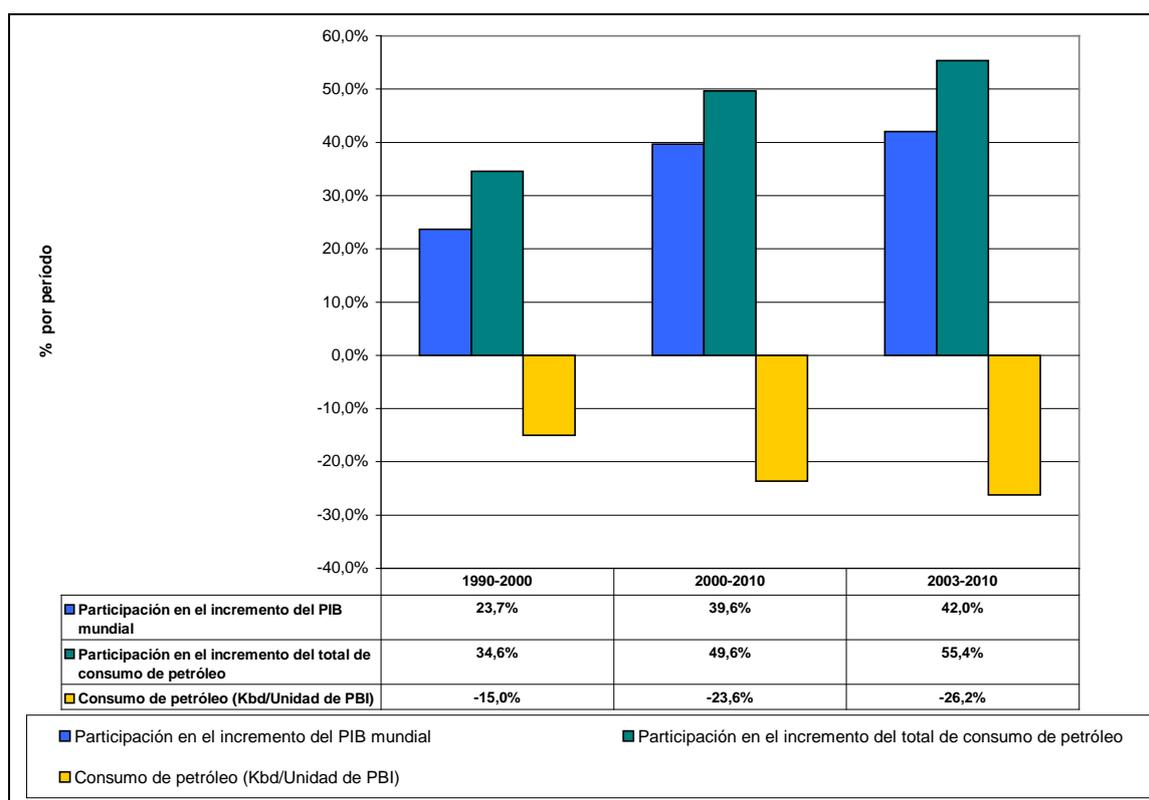
Gráfico 1.4.4. Participación en el total de importaciones por grandes grupos de productos: países desarrollados, China e India y resto de mundo en desarrollo. Período 1995-2009



Fuente: elaboración propia con datos de UNCTAD- UNCTADstat.

Mientras que esta afirmación es cierta para el conjunto de importaciones clasificadas por grandes grupos, el creciente consumo de petróleo en la región asiática, especialmente China e India, ha mostrado una tendencia diferente. Es decir que su participación en el incremento del consumo de petróleo respecto del incremento total de dicho consumo a nivel mundial ha resultado mayor a la de su contribución al crecimiento del producto mundial, a pesar de que en ambos casos el consumo de petróleo creció por debajo del PIB desde 2000 a 2010. Adicionalmente, ambos países dependen de modo creciente de suministros de petróleo externos (Ej. en 2000 el porcentaje de crudo importado por China representaba ya 37% del total consumido por ese país, en 2010 este valor era del 66% y de 100% para India a pesar de que India es un exportador, BP, 2011).

Gráfico 1.4.5. Contribución de los grandes países emergentes de Asia al crecimiento del PIB Mundial y del consumo total de petróleo. Períodos 1990-2000, 2000-2010 y 2003-2010



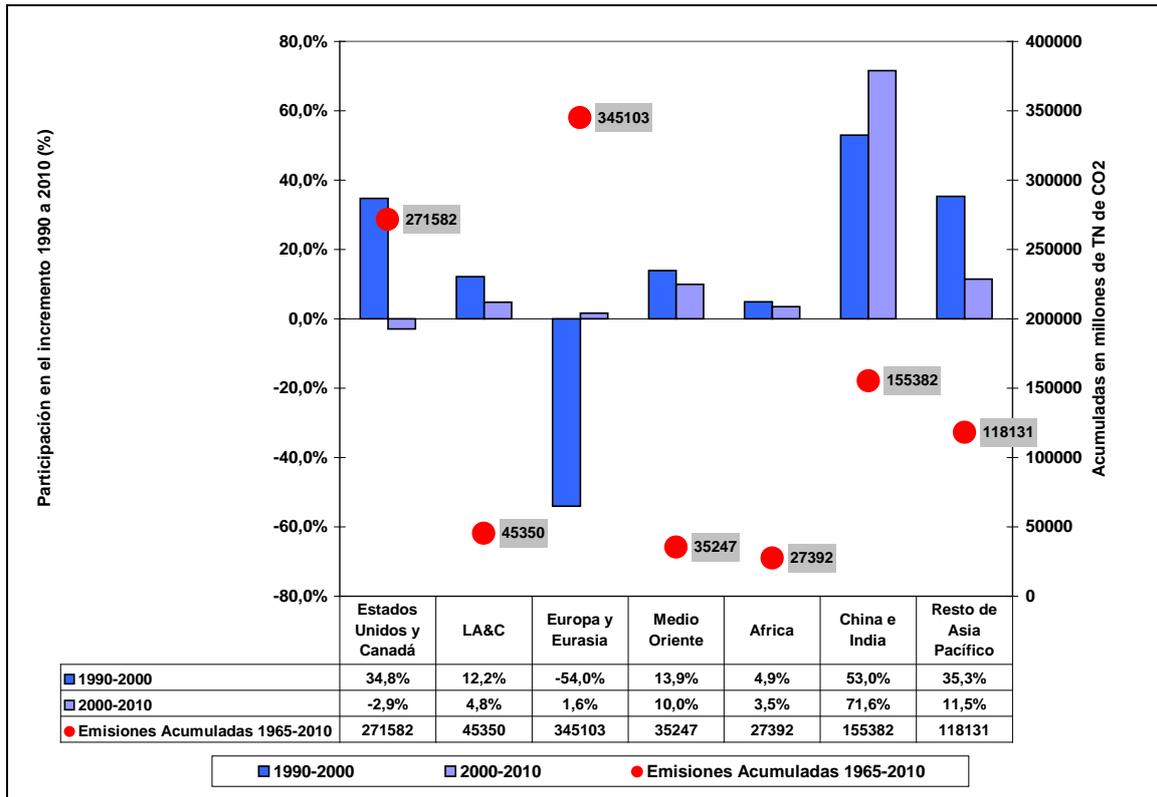
Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial y BP, Workbook of historical statistical data from 1965-2010.

1.5. El impacto de la reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo de energía sobre las emisiones de carbono.

El creciente consumo de energía por parte de la región asiática, derivado tanto de las particularidades de su matriz de producción y consumo, como por la creciente importancia de sus economías junto a la introducción de renovables en los países desarrollados ha dado lugar durante la última década a una preocupación por las emisiones de carbono (CO₂) causadas por estas economías emergentes.

En tal sentido mientras que si se consideran las emisiones de CO₂ acumuladas entre 1965 y 2011, los Estados Unidos junto a Europa y Eurasia responderían por el 61,8% del total acumulado sólo en los últimos cuarenta y cinco años, la región asiática habría contribuido con más del 80% de las emisiones originadas entre 2000 y 2010 (Gráfico 1.5.1). Este hecho se explica, no obstante, porque el grueso del incremento de la producción industrial se trasladó a la región asiática, además de que el principal combustible consumido fue el carbón, recurso del cual China posee importantes reservas. Por otra parte las series de acumulación de carbono no responden sólo a las emisiones del sector energético, ni pueden ser medidas sobre un lapso de las cuatro últimas décadas lo que hace muy relativo el análisis presentado en el citado gráfico.

Gráfico 1.5.1. Participación en el Incremento de Emisiones de CO2 entre 1990 y 2000 y 2000-2010 y Emisiones acumuladas por grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de BP, Workbook of historical statistical data from 1965-2010.

1.6. Desempeño económico a escala global: hitos a ser remarcados

De lo anteriormente expuesto se pueden remarcar al menos algunos hitos centrales que hacen al desempeño de la economía mundial en la pasada década:

- 1- El crecimiento a velocidades diferenciadas ha sido un hecho que ha implicado que entre 2003 y 2009 los países desarrollados (Europa, Estados Unidos y Japón) perdieran en conjunto 7.3% de su participación en el PIB Mundial, mientras que China e India han incrementado la misma en un 5,7% y el resto del mundo en un 1,6%. Sin embargo LA&C sólo lo hizo en un 0,2% existiendo desbalances entre bloques dentro de la región.
- 2- Desde el punto de vista del comercio mundial el mundo desarrollado ha perdido alrededor de 12.3% de participación en el total entre 2001 y 2009 (Europa 5.8%; Estados Unidos 5% y Japón 1.5%), participación que fue ganada en un 10.6% por el conjunto de los países emergentes de Asia; en un 1.5% por África y en 0,2% por América Latina y el Caribe.
- 3- El proceso de crecimiento, industrialización y modernización en Asia y otras economías emergentes ha implicado una ola de urbanización con pocos precedentes en los últimos treinta años, lo que arrastra una demanda permanente de materias primas alimenticias, minerales y combustibles elevando el umbral necesario de oferta para satisfacer esa demanda. Sólo China e India dan cuenta del 44% del incremento de habitantes en ciudades

mayores a los 750 mil habitantes, mientras que un 32% se ha concentrado en el resto de Asia exceptuada Japón, África y Medio Oriente. Esta tendencia de reconfiguración espacial se dio en un contexto de incremento de más de 400 millones de personas habitando en ciudades de dicho tamaño.

- 4- Este nuevo mercado no ha sido ajeno tampoco a la ampliación del mercado de productos, servicios e infraestructura provistos por las mayores economías del mundo desarrollado, lo que les permitió crecer a tasas más elevadas, hasta la crisis financiera de 2008, respecto a las que habían tenido previamente, aunque el impacto no ha sido idéntico para Europa, los Estados Unidos y Japón
- 5- El incremento en la demanda de energía ha sido importante a nivel global y, en el caso del petróleo, el papel de China, India y otras economías emergentes muestra una participación en términos incrementales, que supera aún a la de su participación respecto al incremento en el PIB mundial entre 2000 y 2010 y más aún entre 2008 y 2010.
- 6- Aunque las emisiones acumuladas en los últimos cuarenta y cinco años corresponden en un 62% a las economías desarrolladas, los países emergentes, en particular China e India, han contribuido en la última década con cerca del 70% del incremento de dichas emisiones.

Ahora bien este desplazamiento de parte de las actividades económicas y de la importancia de cada gran bloque regional en el comercio mundial, en la demanda de materias primas, en el consumo de energía y en las emisiones ha tenido a su vez una repercusión muy distinta para los distintos bloques y países que conforman América Latina y el Caribe, tema que será analizado en detalle luego. Sin embargo antes de entrar en ello, es necesario considerar varios aspectos vinculados con los hechos que han sido puntualizados. Estos son:

- El impacto de este crecimiento sobre los países desarrollados.
- El Impacto de la crisis financiera internacional sobre las relaciones globales entre bloques y naciones.
- Las tendencias en los flujos financieros internacionales.
- Las interrogantes que se abren hacia el futuro respecto a los posibles escenarios mundiales.
- El impacto sobre las políticas en el sector energético a escala global.
- El impacto sobre las cuestiones vinculadas a las emisiones de GEI y el tema del Calentamiento Global.
- El impacto sobre la difusión de tecnologías de producción y uso de la energía

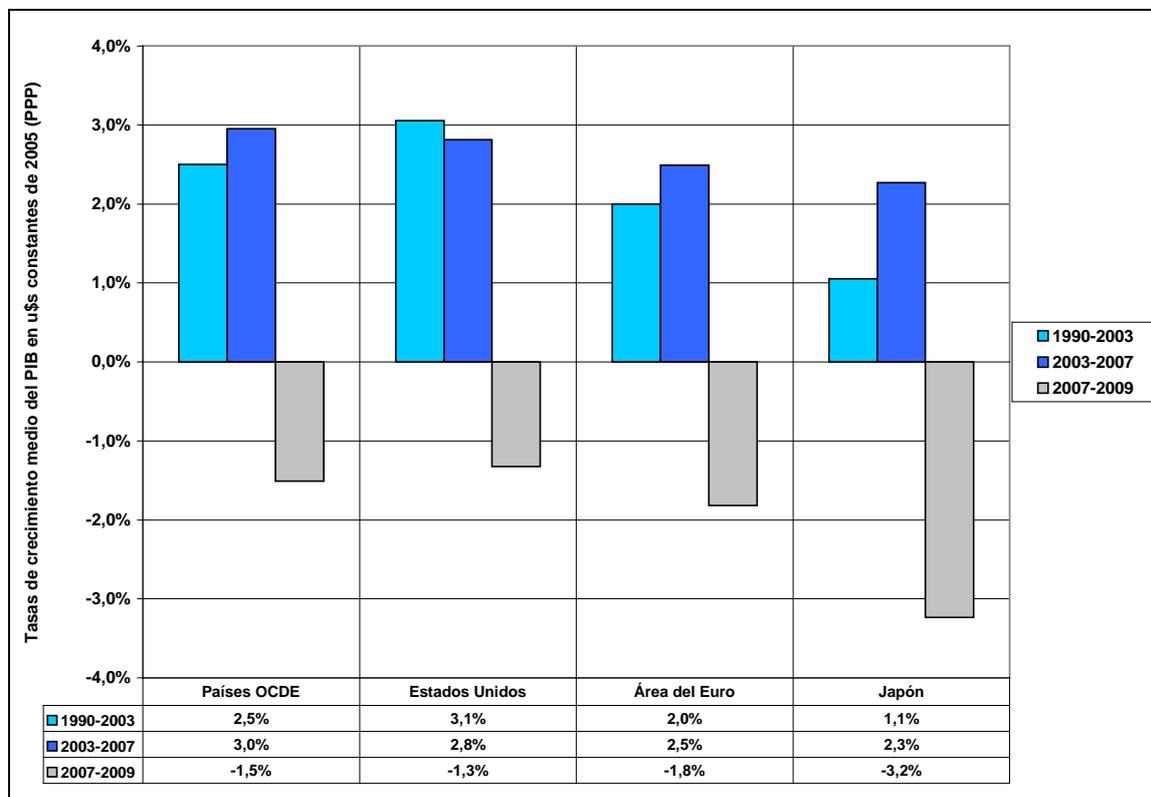
El examen de cada una de estas cuestiones permite brindar un marco de referencia más amplio para comprender el tipo de desafíos y oportunidades que deberá enfrentar América Latina y el Caribe.

1.7. El crecimiento por bloques dentro del mundo desarrollado

La reconfiguración espacial de la economía mundial no afectó de igual modo a las naciones desarrolladas.

Mientras que para la zona del euro y Japón el período 2003-2007 mostró un dinamismo superior al del desempeño 1990-2003, la economía estadounidense perdió parte de su dinamismo previo (Gráfico 1.7.1).

Gráfico 1.7.1. El crecimiento dentro del conjunto de los países de la OCDE: comparación del desempeño 1990-2003; 2003-2007 y 2007-2009



Fuente: estimaciones con datos del Banco Mundial. WDI, datos de base GDP u\$s 2005 (PPP).

De modo asimétrico con estas tendencias, la crisis financiera de 2008, aunque afectó al conjunto del mundo desarrollado, lo hizo en menor grado en los Estados Unidos de América que en Europa y en Japón en términos de caída del PIB.

En tanto la reconfiguración espacial de actividades, inversiones y mercados no necesariamente ha tenido un correlato idéntico al de los flujos de inversión financiera según su origen, estas cifras no revelan totalmente los cambios ocurridos con respecto al liderazgo de la economía mundial.

No obstante es indiscutible que la mencionada reconfiguración espacial de las actividades -y la subsiguiente crisis financiera- han afectado seriamente las posibilidades de mejorar el nivel de empleo de las economías desarrolladas, aunque tampoco puede ser afirmado que el problema del empleo en los países desarrollados haya sido causado por esta reconfiguración global.

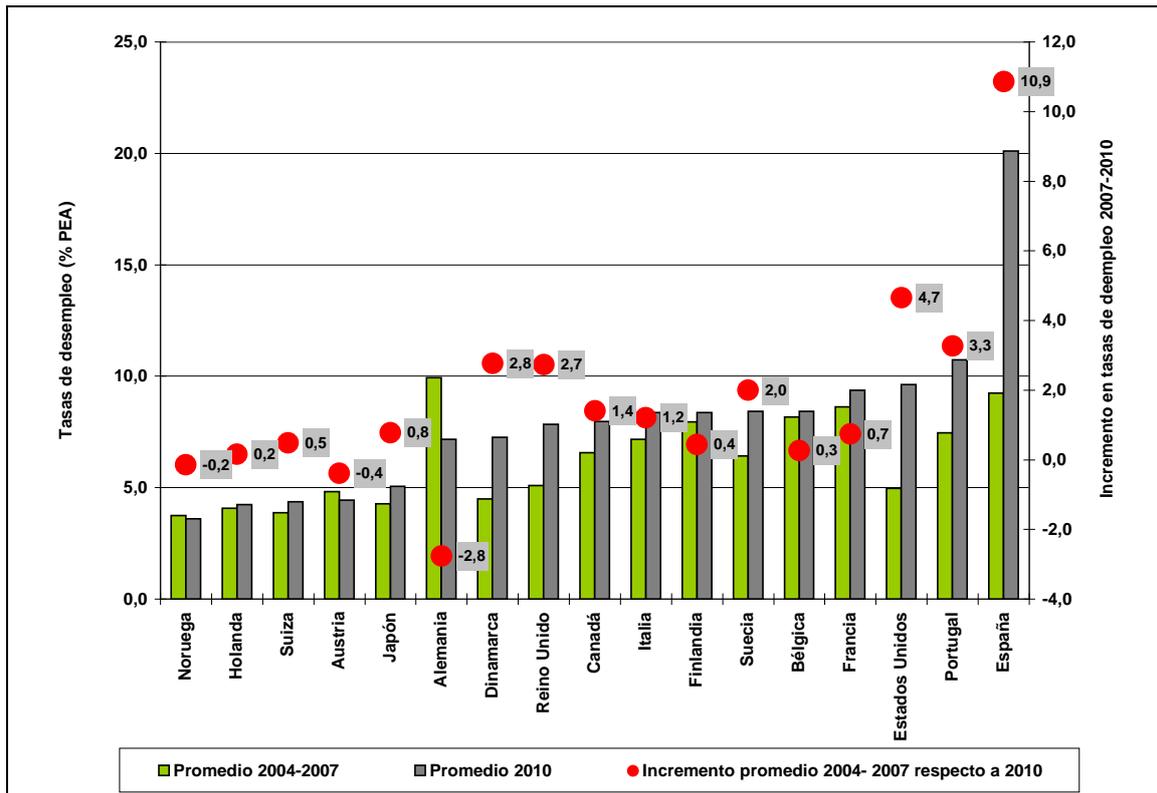
Por el contrario, la crisis financiera de 2008 ha tenido un importante papel en la destrucción de empleos en los sectores de la construcción y la industria según los datos de la OIT analizados para este informe.

En tal sentido con la única excepción de Alemania y Austria, las economías de Europa, Japón y América del Norte continuaron presentando tasas de desempleo relativamente elevadas, aún en el período de pleno auge económico mundial.

Es de destacar que estas tasas de desocupación se incrementaron fuertemente hacia 2010 especialmente en España, Portugal, Estados Unidos y Francia.

En el caso de Alemania la reducción se produjo a partir de una media que rondaba el 10% en el período 2004-2007 (Gráfico 1.7.2).

Gráfico 1.7.2. Tasas de desempleo en países de Europa, América del Norte y Japón



Fuente: elaboración propia con datos de la OIT: Selected series - seasonally adjusted All countries with available information, quarterly data. ILO Department of Statistics, February 2011.

En este contexto las discusiones en torno al ajuste de los desequilibrios fiscales en la zona del euro y en los propios Estados Unidos deberán hacer frente a las repercusiones de tales medidas sobre sus respectivas monedas, sobre el nivel de empleo, la producción y el consumo.

El impacto de las reformas fiscales sobre el nivel de crecimiento en los países desarrollados no sólo afectará el equilibrio entre los bloques de comercio, sino que podría afectar severamente el nivel de la demanda mundial de materias primas.

El problema del empleo es tanto más agudo si se considera que, según los datos de la OIT, el desempleo juvenil suele ser, en casi todos los casos, cercano y hasta superior al doble de la tasa media registrada en cada nación.

En tal sentido mientras que la reconfiguración espacial de la producción y el comercio mundial había producido una primera gran ola de auge en la economía mundial que parecía tener impactos menores sobre el nivel de ocupación en los países desarrollados con la excepción parcial de los EUA, la crisis financiera ha mostrado este aspecto de la vulnerabilidad cuyo impacto a futuro sobre las corrientes de comercio detectadas en la pasada década son aún imprevisibles.

1.8. El Impacto de la crisis financiera internacional sobre las relaciones globales entre bloques y naciones

El impacto de la crisis financiera internacional plantea cuestiones que van más allá de la presente coyuntura.

Si se examinan las tendencias expuestas a lo largo de este capítulo la primera década del siglo XXI parecía haberse caracterizado por un tránsito acelerado desde un mundo Unipolar a un Mundo, en principio, Multipolar. El traslado del centro dinámico desde los países desarrollados hacia Asia parecía articulado sobre la base de una convergencia de intereses en especial de los EUA con China en el eje económico y comercial.

En este marco la hegemonía de los Estados Unidos se desenvolvía sobre la base de un sistema monetario con una flexibilidad de la principal moneda de intercambio y respaldo de valor del conjunto de monedas del mundo.

La crisis financiera desatada en 2007-2008 en los Estados Unidos mostró rápidamente su impacto no sólo sobre el desempeño de su economía productiva, sino sobre el conjunto de las relaciones financieras a escala global.

El alto nivel de endeudamiento externo de los Estados Unidos, que rondaba ya los 2,5 billones de dólares en 2004, trepó a 4,5 billones a fines de 2010. Los principales tenedores de esta deuda de largo plazo son China (cerca de un 22%); Japón (alrededor de 18%) hallándose el resto repartido en menores proporciones entre más de 28 países (entre los que se halla Brasil) en porciones menores pero significativas elevadas respecto al tamaño de sus economías.

Exista o no riesgo de default en los EUA (aparentemente superado en agosto de 2011), es de esperar que cualquiera de las soluciones debilitará el valor de los títulos de estos países obligándoles a revaluar sus monedas en algún grado. Es decir la licuación progresiva de la deuda de los EUA sería repartida entre sus socios y a la vez competidores comerciales.

Sin embargo, aunque el fortalecimiento de futuras alianzas podría restar algún poder hegemónico a los EUA, se visualiza que el lazo China Estados Unidos no se debilitará en los próximos años. En el caso de Europa las diferencias entre el tamaño y desempeño de las economías hace difícil pensar en un auge del euro como moneda de refugio por el riesgo de fluctuaciones sorpresivas entre el valor de esta moneda y el dólar estadounidense. Las monedas de Japón y China, aunque fuertes, no están exentas de apreciaciones seguidas de devaluaciones inducidas por sus nexos con el dólar. Todo esto apunta a vislumbrar un

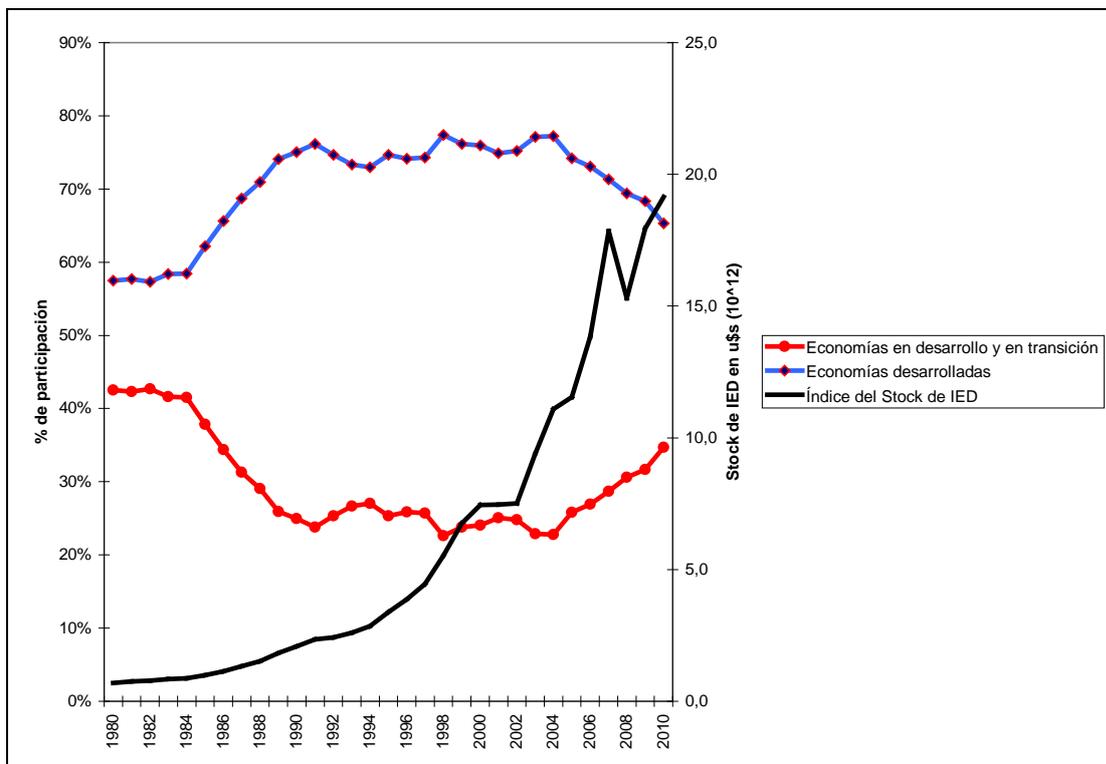
reposicionamiento de los Estados Unidos en el liderazgo financiero, más allá de su eventual y progresiva pérdida de legitimidad política. La indiscutible supremacía militar hace difícil pensar en confrontaciones bélicas de magnitud al menos en la próxima década.

La importancia del desarrollo del sistema financiero desde 1980 a la fecha hace que el valor de los activos en bolsa sean sumamente vulnerables y en cierto modo desconectados del comportamiento de las industrias representadas y de los activos de respaldo de carácter físico lo que implica que la imprevisible volatilidad continuará siendo un factor de riesgo para cualquier economía del mundo.

1.9. Las tendencias en los flujos financieros internacionales

De modo concomitante con la reconfiguración de la producción y el comercio mundial, el stock de inversión extranjera directa ha sufrido cambios a escala mundial siendo importantes tanto los cambios en las tendencias de los flujos hacia las economías desarrolladas en relación con el resto del mundo, como mucho más el valor absoluto de dicho stock. Este último se incrementó desde 2002 a 2010 en 154%, pasando de 7.5 billones de dólares a 19,1 (Gráfico 1.9.1).

Gráfico 1.9.1. Evolución del stock de inversiones extranjeras y su distribución porcentual entre economías desarrolladas y en desarrollo incluyendo las denominadas economías en transición

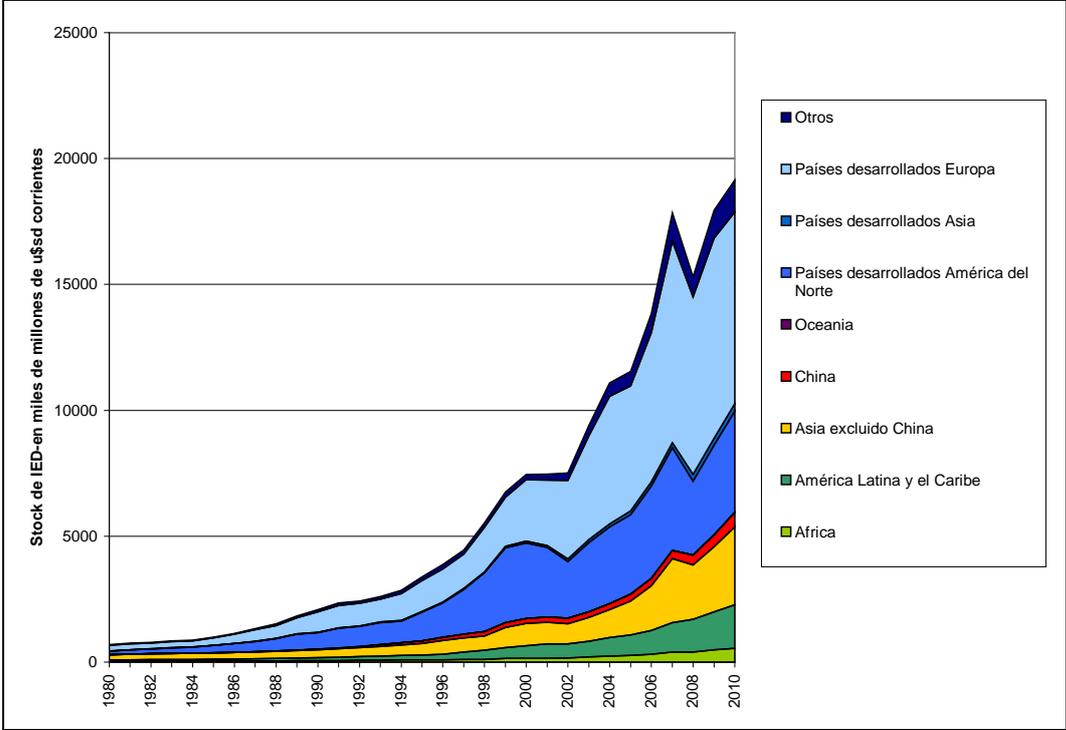


Fuente: estimaciones con datos de UNCTAD, UnctadStat.

Esto significa que desde 2003 a 2010 las regiones donde se hallan las mayores economías emergentes han recibido un mayor flujo de capitales extranjeros tanto en cantidad como en proporción.

Sin embargo, cuando se analizan tanto el stock acumulado de inversión extranjera directa, como los flujos hacia las distintas regiones y su importancia respecto al PIB, la imagen de la importancia relativa de cada región se modifica (Gráficos 1.9.2 y 1.9.3).

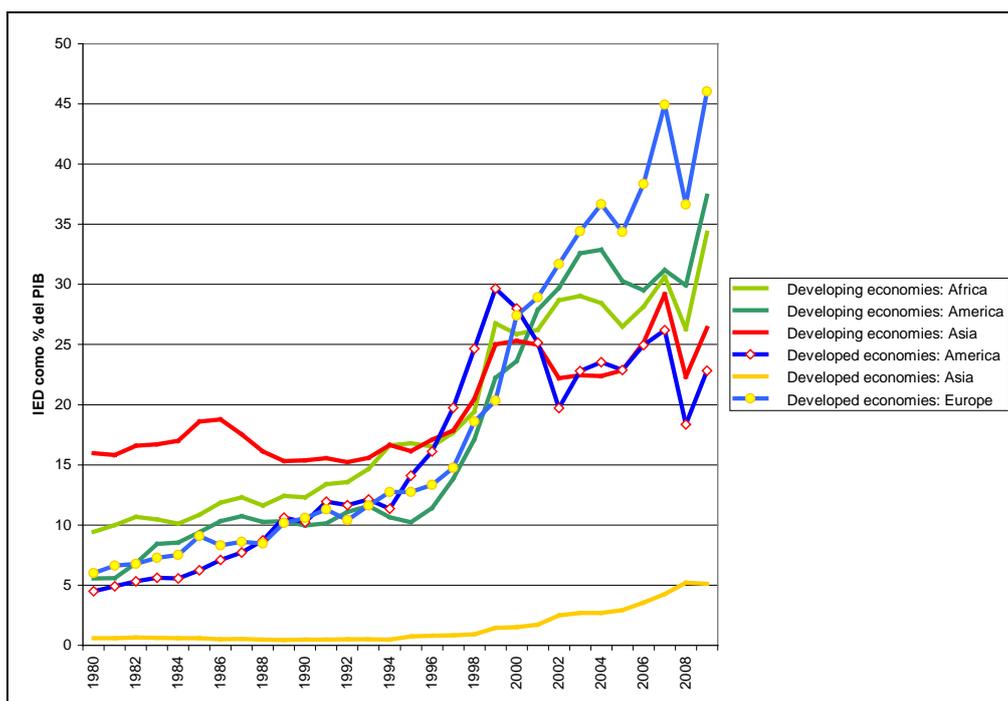
Gráfico 1.9.2. IED como Stock acumulado por regiones



Fuente: estimaciones con datos de UNCTAD, UnctadStat.

Estas imágenes no pueden capturar sin embargo los entrecruzamientos globales de los flujos de IED, sino tan sólo mostrar el mayor peso relativo de la IED en cada región de destino de los flujos de inversión siendo casi imposible analizar la trama completa para identificar el origen de dichos fondos.

Gráfico 1.9.3. Stock de la IED como % del PIB por regiones



Fuente: estimaciones con datos de UNCTAD, UnctadStat.

Al respecto es importante señalar que mientras que Europa, Japón y LA&C han incrementado tanto en valor absoluto, como en porcentaje respecto a su PIB, la IED durante la última década, los Estados Unidos y el conjunto de Asia en desarrollo han perdido participación relativa.

Como se verá luego, los casos para AL&C son disímiles aún cuando la región ha recibido alrededor del 11% del total de IED mundial y alrededor del 29% de la IED entre 2003 y 2010.

La asimetría entre la dependencia de capitales externos para inversión según regiones y las acreencias de la deuda estadounidense según las mismas es así totalmente dispar, lo que crea distintos tipos de riesgos para la continuidad del crecimiento basado en las exportaciones de materias primas, pero también de manufacturas sea a la región asiática, sea al mundo desarrollado. Un análisis de estas tendencias se presenta luego al abordar cómo se han comportado las economías de América Latina y el Caribe en lo que denominamos reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo.

1.10. Los interrogantes que se abren hacia el futuro respecto a los posibles escenarios mundiales

Como se ha señalado ya las principales interrogantes respecto al escenario económico mundial para las próximas décadas se refieren a:

- La continuidad y el grado de intensidad de las relaciones basadas en el eje EUA-China.
- El impacto de la reacomodación del sistema financiero mundial a partir tanto de las medidas que adopten los Estados Unidos respecto a las formas de financiar su déficit interno y externo, como el de la Unión Europea a partir de casos críticos de desbalances como los de Grecia, España, Portugal, Italia, Irlanda, Reino Unido y otros sobre el desempeño de sus economías y por lo tanto sobre los flujos de comercio e inversiones.
- El punto de inflexión en las tasas de crecimiento de las economías asiáticas emergentes, lo que depende en parte de la continuidad de su poder exportador y de la propia dinámica del desarrollo de sus mercados internos.
- El imprevisible impacto sobre los precios del petróleo del nuevo orden político y social que emergerá en Medio Oriente y Norte de África a partir de la multiplicación de sus conflictos internos agudizados durante 2010-2011.
- La emergencia de nuevos bloques y alianzas regionales como puede suceder con Alemania y Rusia o en el marco de la llamada cooperación Sur-Sur.
- La evolución de los conflictos bélicos y nuevos desarrollos tecnológicos entre sectores de actividades de I&D y defensa, principalmente en los EUA.

En todo caso, en tanto América Latina y el Caribe pueden ser afectados de un modo diverso por estos escenarios- con diferencias al interior de la propia región-, el monitoreo constante será una actividad necesaria.

1.11. Impacto sobre las políticas en el sector energético a escala global

El desafío impuesto por la reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo ha tenido su correlato en un fuerte incremento de la demanda de energía. Esto, junto a la creciente importancia asignada al tema del calentamiento global y al cambio climático, ha traído temas a la Agenda Mundial que, si bien se habían insinuado en forma temprana varias décadas atrás, han cobrado relevancia ante el peso asignado al consumo creciente de energía por parte del conjunto de las economías emergentes.

Entre estos temas se tienen los siguientes:

- *Seguridad de suministro*: criticidad de la situación en Medio Oriente; disputa por los recursos naturales y tecnológicos; preocupación por la emergencia de inversores provenientes de los países emergentes en busca de su propia seguridad de abastecimiento; potencial fortalecimiento de las relaciones Sur-Sur.
- *Sostenibilidad*: importancia de las energías renovables en el marco del tema economía baja en carbono, pero también como forma de lograr mayor autonomía respecto a los combustibles fósiles. No de menor importancia, surge un nuevo mercado en el que la competencia por el liderazgo de tecnologías y mercados se vincula con la creación de valor agregado en un contexto global de innovación productiva que revitaliza el comercio internacional en esta área de negocios.
- *Acceso*: la masiva incorporación de población a grandes centros urbanos, sumado a los objetivos de llevar pautas de modernización a las poblaciones

rurales se vincula de manera estrecha con la dimensión anterior y la propia seguridad de suministro, toda vez que dicha incorporación es la base de una mayor demanda de energía.

- *Eficiencia energética*: el conjunto de factores antes descritos han reforzado el énfasis en el tema de la eficiencia energética considerada como una nueva fuente de energía en la medida que su objetivo es lograr una idéntica satisfacción de necesidades y usos con un menor consumo específico. Esta área también se ha conformado como un área de I&D y fuente de creación de tecnologías, mercados y productos liderados principalmente desde los países desarrollados.
- *Biocombustibles*: en estrecha vinculación con la seguridad de suministro y, en forma concurrente con la búsqueda de reducir emisiones, la propuesta del uso de biocombustibles ha cobrado una relevancia inédita a escala global. Las cuestiones respecto al costo de oportunidad para los distintos agentes (dueños de la tierra, trabajadores rurales y los propios gobiernos), respecto al tema de seguridad alimentaria y al costo de los alimentos, ha estado en el centro de los debates, tanto como la propuesta de producir biocombustibles de segunda generación, lo que a su vez desafía a los países productores enfrentados a un escenario de mayores exigencias y regulaciones.
- *Energía nuclear*: el contexto previo tuvo un correlato en la reactivación de la industria nuclear. Los sucesos tras el terremoto de Japón han conducido a un serio debate mundial cuyo resultante no es aún muy claro, aunque sin duda conducirá a mayores requerimientos de seguridad y costos de inversión.
- *Precios de la energía*: el alza de los precios del petróleo desde 2003 a la fecha, se inscribe en un conjunto complejo de factores. La mayor demanda mundial, restricciones de oferta, refugio de valor frente a otros activos financieros en los mercados a futuro, viabilidad de construir un escenario apto para la diversificación de fuentes de energía, impacto sobre consumo y crecimiento en países desarrollados y otros importadores.

Sobre estos aspectos se vuelve luego de un modo ampliado, en tanto constituyen el centro de análisis de este trabajo en lo que se refiere al contexto internacional en los temas vinculados a la energía.

1.12. Impacto sobre las cuestiones vinculadas a las emisiones de GEI y el tema del Calentamiento Global

Aún cuando estos temas se vinculan estrechamente con los tratados en el punto anterior, es importante señalar que la introducción de la certificación de huellas de carbono en las normativas del comercio internacional compromete a serios desafíos para el conjunto de los países exportadores.

Los impactos de tales medidas sobre las necesidades de diversificación de fuentes de energía, tecnologías y procesos de producción al tiempo que constituyen una oportunidad de negocios, pueden ser una barrera comercial para muchos países.

Por otra parte el conjunto de estas medidas puede resultar en un incremento de los costos, lo que podría eventualmente implicar limitaciones para lograr una mayor inclusión social si los países no adoptan medidas adecuadas.

Al mismo tiempo la cuestión de emisiones ha dado lugar a un creciente mercado de bonos, cuyo impacto sobre el financiamiento de fuentes de energía limpias y renovables es objeto de discusión.

En tanto las mayores contribuciones marginales de emisiones de GEI y las resultantes de las prospectivas, recaen sobre las economías emergentes de Asia, ciertamente imponen un desafío de reconversión cuyo alcance es por ahora desconocido, tanto como su posible impacto en el crecimiento y flujos de comercio mundial.

1.13. El impacto sobre la difusión de tecnologías de producción y uso de la energía

Más allá de la vinculación establecida con el tema de la eficiencia energética, el contexto presentado se inscribe en un nuevo paradigma de desarrollo donde los conceptos de ciudades sostenibles implican fuertes desafíos de reconversión industrial y tecnológica.

En particular se hallan en estrecha vinculación a ello:

- El desarrollo, producción y difusión del automóvil eléctrico e híbridos.
- La difusión del concepto “Smart Grids”
- La difusión de energías renovables
- La institucionalización de la industria del reciclado
- La captura de carbono en la propia industria energética y en las unidades de producción
- El diseño de viviendas, edificios públicos y centros comerciales
- Formas alternativas de transporte público
- Forma y provisión de servicios
- Formas de consumo

Mientras que para buena parte de la región de América Latina y el Caribe, el contexto de crecimiento económico mundial impulsado por una mayor incorporación de factores productivos ha sido un factor de arrastre importante del propio dinamismo regional, el nuevo paradigma tecnológico emergente desde los países desarrollados es otro de los motores que desafían a la región mirando al futuro.

Analizando cuáles han sido los factores que beneficiaron a la región en el contexto de la reconfiguración espacial mundial del comercio y la producción se halla que el principal motor ha sido la incorporación masiva de mano de obra de bajo costo, pero entrenada y capaz de producir en masa un conjunto de mercancías manufacturadas (“efecto asiático”), lo que a su vez ha requerido de una mayor intensidad en el uso de los recursos naturales producidos en la región y ha impactado, sobre todo, en los mayores precios de las commodities a ellos vinculadas. Es decir que el principal motor ha sido la modernización de los países asiáticos impulsada por la apertura de mercados mundiales, lo que a su vez sería el principal factor de arrastre de la demanda de todo tipo de materias primas buena parte de las cuales se producen en América Latina.

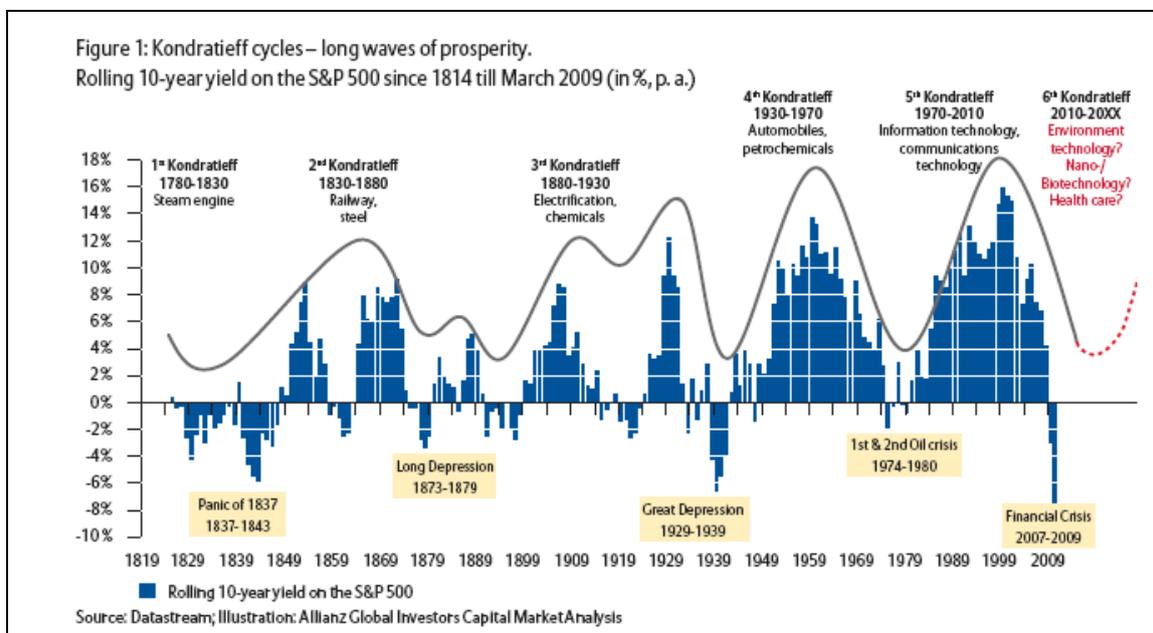
Aunque algunos encadenamientos productivos, derivados de tal contexto, han sido posibles, la región presenta aún un elevado grado de dependencia tecnológica.

Sin embargo el nuevo paradigma emergente desde los países desarrollados – considerado por algunos analistas como la sexta ola de Kondratieff (Allianz Global Investors, 2010, ver Figura 1.13.1)- se halla basado en desarrollos tecnológicos muy avanzados y que tienen uno de sus ejes centrales en el desarrollo de energías renovables, fuentes no renovables no convencionales, eficiencia energética, captura de carbono, diseño urbano, de viviendas, de medios de transporte y nueva infraestructura todo lo cual se anuda en el concepto de la sostenibilidad. El clima pasa a ser así un nuevo y gigantesco mercado mundial impulsado desde los países desarrollados.

Por lo tanto en este contexto dinámico se identifican dos fuerzas motorizadoras: 1- Las extensivas caracterizadas por una continua adición de factores de producción en la regiones con países emergentes que en general utilizan tecnologías conocidas y desarrolladas durante varias décadas pasadas; 2- Las intensivas en I&D vinculadas al paradigma del cambio climático, desarrolladas en los países avanzados, y que revitalizan la renovación de infraestructura en primer lugar en sus propios territorios, pero también en el mundo en desarrollo.

Entre ambos factores se crean interrelaciones que implican una posibilidad de sinergia en ambas regiones del mundo y también condicionantes y regulaciones que pueden afectar los flujos de comercio futuro.

Figura 1.13.1. Ciclos de prosperidad y crisis a lo largo de la historia económica: sexta ola vinculada a sostenibilidad ambiental



Fuente: Analysis & Trends : The sixth Kondratieff –long waves of prosperity January 2010 Analysis, Allianz Global Investors, Alemania, 2011.

De la articulación futura de estos desarrollos y su producción y difusión en las próximas décadas, junto a cómo se distribuya la producción y consumo de estas

nuevas tecnologías, dependerá en buena medida el marco de crecimiento global una vez que se agote el impacto “extensivo” derivado de la urbanización y modernización de Asia y otras regiones, que a su vez ha impulsado e impulsa en buena parte de América Latina y el Caribe el desarrollo basado en la renta de los recursos naturales.

En tal sentido si bien América Latina y el Caribe va incorporando estos conceptos en su agenda, ellos compiten aún con otras prioridades básicas lo que implica un potencial conflicto en la asignación de recursos públicos y prioridades de política en caso de no haber un diseño articulado que haga viable el desarrollo mirando a este nuevo paradigma en forma consonante con la satisfacción de necesidades básicas aún insatisfechas.

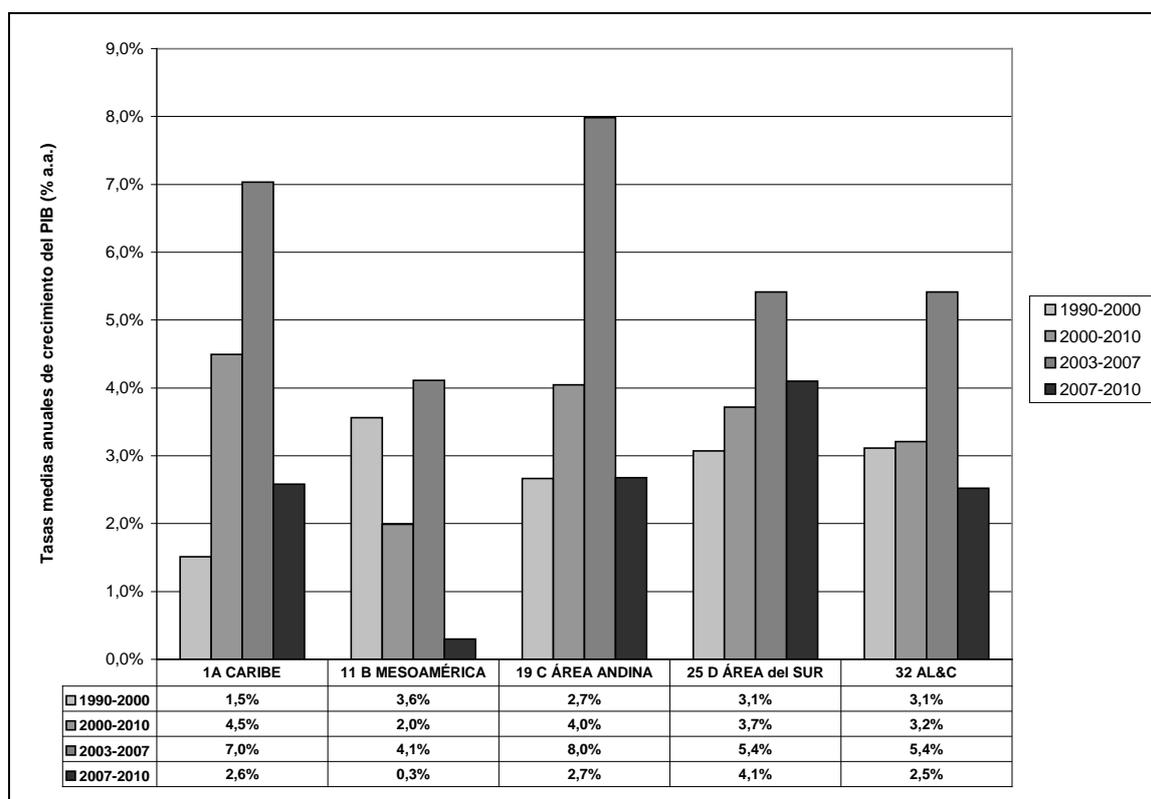
2. EL DINAMISMO DE LAS ECONOMÍAS DE LA REGIÓN

2.1. Tendencias del crecimiento por país

El desempeño de las economías de América latina y el Caribe fue lejos de ser uniforme por países y subregiones.

En tal sentido los resultados combinan una serie de factores que es necesario considerar, cuando se analizan las tasas medias de crecimiento resultantes de la última década respecto a los resultados de la anterior, es decir: 2000-2010, respecto a 1990-2000.

Gráfico 2.1.1. Tendencias del crecimiento por sub-regiones dentro de LA&C: 1990-2010



Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Por una parte, los datos para 2000-2010 combinan no sólo un distinto comportamiento de los países entre 2003 y 2007, respecto al impacto de la crisis mundial 2007-2010, sino también muestran ser producto del distinto modo de inserción de cada país y subregión a medida que transcurría la reconfiguración espacial de actividades descrita en el punto 1 de este capítulo.

Al respecto cabe señalar que Mesoamérica, dominada fundamentalmente por el comportamiento de México, presentó durante 2000-2010 un crecimiento inferior al que había presentado durante la década del noventa. Si bien durante 2003-2007 también esta subregión mostró un mayor dinamismo, éste apenas si fue superior al crecimiento registrado entre 1990 y 2000. Por el contrario, la crisis mundial la afectó severamente con lo que entre 2007 y 2010 sólo creció al 0.3% a.a.

Sin duda la vinculación de esta subregión a la economía estadounidense y su modelo basado en exportaciones de manufacturas se vio afectada por los cambios en los flujos de comercio mundial, donde las exportaciones hacia los EUA sufrieron una mayor competencia con las manufacturas provenientes de China. Se debe recordar que se estima que Mesoamérica representaba en 2010 el 32% del PIB de toda LA&C⁴. Si bien el mayor acceso al crédito derivado de la abundancia de capitales a tasas de interés también muy bajas, fue un factor de relativo estímulo en el período de bonanza 2003-2007, el mismo no fue suficiente para estimular procesos de inversión en tanto esta zona perdía ventajas competitivas frente al avance de Asia.

En el caso de las áreas Andina y del Sur, por el contrario, el crecimiento a lo largo de todo el período 2000-2010 superó ampliamente el que había registrado durante la década anterior. Entre 2003 y 2007 las tasas de crecimiento medio fueron casi tres veces las de 1990-2000 para el Área Andina y poco menos de dos veces en el Área del Sur. Del mismo modo, la crisis mundial no llegó a impactar entre 2007 y 2010 severamente a estas subregiones que presentaron tasas iguales y superiores a las alcanzadas durante 1990-2000.

La razón de ello fue básicamente su orientación productiva, fuertemente marcada por la producción de materias primas minerales, agropecuarias y energéticas. Como se vio anteriormente, este crecimiento se vinculó fuertemente a la demanda asiática, aunque no necesariamente el grueso de las exportaciones fuera con ese destino directo. Tanto las mayores cantidades demandadas, como el extraordinario incremento en el precio de las *commodities*, se hallan en la clave de ese desempeño que también permitió avances significativos en la recuperación y crecimiento de las industrias de esos países. Del mismo modo el contexto de abundancia de financiamiento a bajo costo, el logro de superávits gemelos (en las cuentas externas y fiscales) en algunos de esos países y la afluencia de capitales, permitieron reducir índices de endeudamiento.

Mientras que la región Andina fue aún más dinámica que la del Sur, su importancia relativa en el PIB regional fue hacia 2010 del 18%, mientras que el Área del Sur representó cerca del 47% del total.

En el caso del Caribe, el desempeño también superó ampliamente el registrado entre 1990 y 2000. Las tasas de crecimiento 2000-2010 triplicaron las de la década anterior, fueron casi cinco veces aquellas durante la bonanza 2003-2007 y aún 70% más elevadas durante 2007-2010. Al igual que en el caso anterior el incremento en la demanda de materias primas, la mejora de los precios, las favorables condiciones de la bonanza mundial registrada entre 2003 y 2007 que también favorecieron al turismo y al ingreso de remesas se hallan entre las claves de esta mejora. Sin embargo, la crisis reveló un comportamiento muy dispar entre los países de esta subregión, marcando la diferencia, entre otras el grado de dependencia de las remesas y el carácter de importador neto de combustibles. Cabe decir que el Caribe representaba en 2010 sólo el 4% del PIB regional, resultado concentrado en los valores de Cuba, República Dominicana y Trinidad & Tobago (84% del PIB subregional).

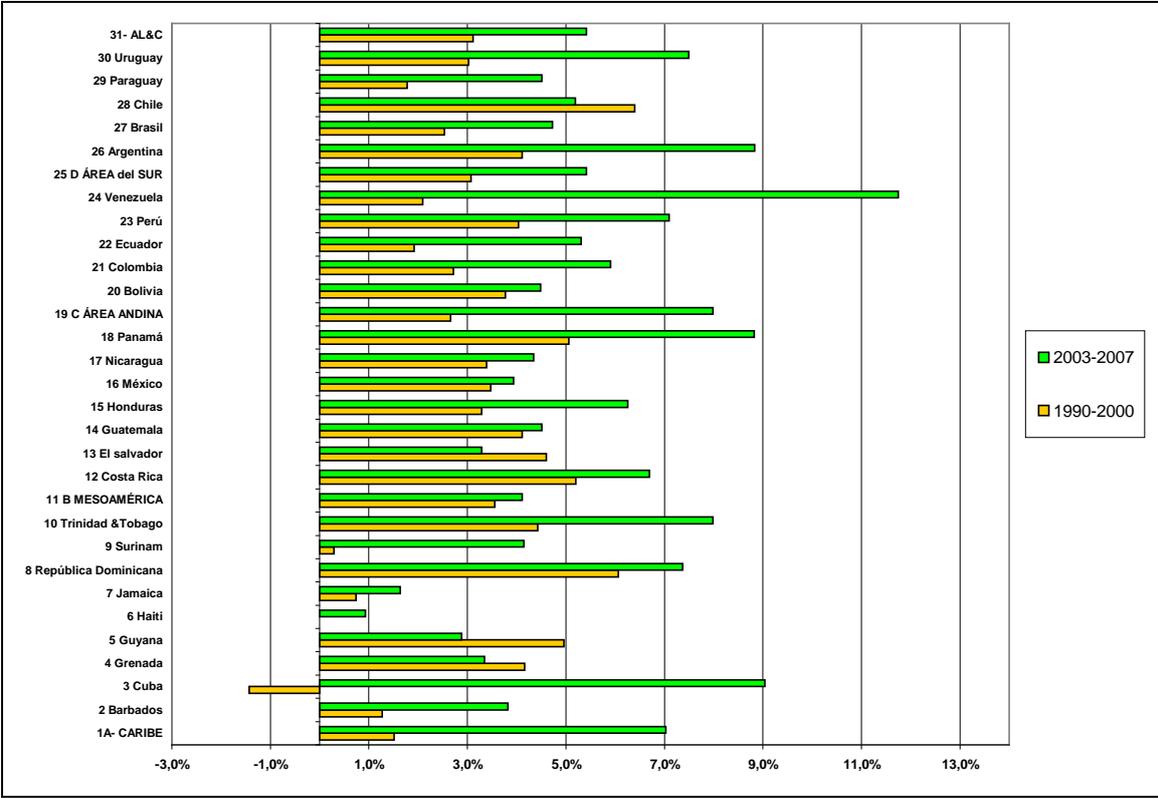
⁴ La figura para México era 29%, es decir 89% de la subregión.

El detalle del desenvolvimiento de cada una de las subregiones y los países que las conforman, se muestra en el Cuadro 2.1.1.

Asimismo los Gráficos 2.1.2 y 2.1.3 ilustran: a) el elevado desempeño de todos los países de América Latina y El Caribe entre 2003-2007 respecto a la década previa y b) la diferencia entre las tasas promedio entre la última década y la anterior, magnitud que muestra el distinto impacto en el dinamismo cuando se incluye el impacto de la crisis a partir de 2008.

Es precisamente esta última imagen la que revela el distinto grado de exposición de los diversos países a los cambios en la economía mundial producidos tras la crisis, junto al distinto desempeño que han tenido las regiones según su modo de inserción en la reconfiguración espacial de actividades a la que se hiciera ya referencia.

Gráfico 2.1.2. Tasas de crecimiento de los países de LA&C 2003-2007 comparadas con el desempeño 1990-2000



Fuente: elaboración propia con datos de la CEPAL.

Cuadro 2.1.1. Estimación del PBI 2010 y su crecimiento 1990-2010 según subperíodos

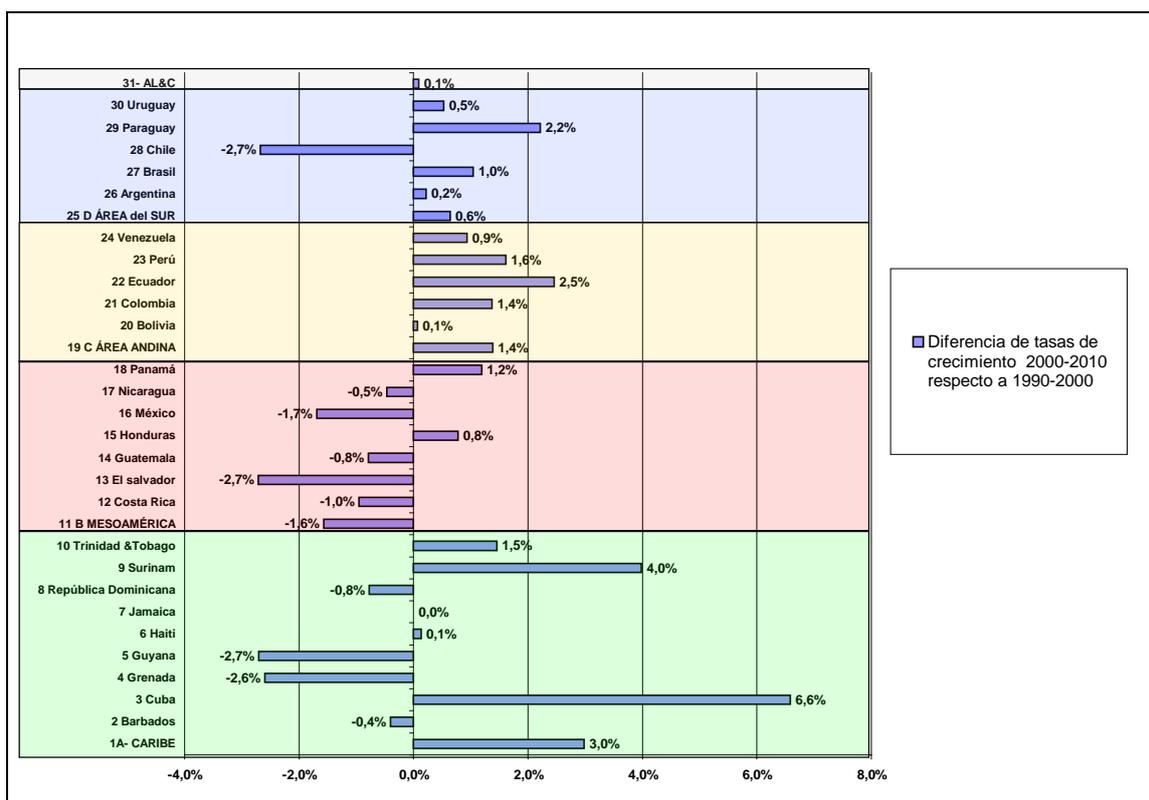
País/Región	PBI u\$s de 2005. En miles de millones de u\$s	PBI u\$s de 2005 (PPP). En miles de millones de u\$s	Tasas de crecimiento por períodos en %a.a.			
			1990-2000	2000-2010	2003-2007	2007-2010
1A- CARIBE	144965	149343	1,5%	4,5%	7,0%	2,6%
2 Barbados	3780	nd	1,3%	0,9%	3,8%	-1,4%
3 Cuba	55261	nd	-1,4%	5,2%	9,0%	2,5%
4 Grenada	652	795	4,2%	1,6%	3,3%	-2,7%
5 Guyana	1616	2306	5,0%	2,3%	2,9%	3,0%
6 Haití	4325	9752	0,0%	0,1%	0,9%	-0,5%
7 Jamaica	11076	18711	0,7%	0,7%	1,6%	-1,6%
8 República Dominicana	47247	82679	6,1%	5,3%	7,4%	5,5%
9 Surinam	1672	3705	0,3%	4,3%	4,1%	3,6%
10 Trinidad & Tobago	19337	31394	4,4%	5,9%	8,0%	0,4%
11 B MESOAMÉRICA	1035446	1637561	3,6%	2,0%	4,1%	0,3%
12 Costa Rica	24760	48024	5,2%	4,2%	6,7%	1,8%
13 El salvador	18352	37472	4,6%	1,9%	3,3%	-0,2%
14 Guatemala	32530	61617	4,1%	3,3%	4,5%	2,2%
15 Honduras	11576	26696	3,3%	4,1%	6,3%	1,6%
16 México	919686	1406033	3,5%	1,8%	3,9%	0,0%
17 Nicaragua	5563	14187	3,4%	2,9%	4,3%	1,9%
18 Panamá	22978	43532	5,1%	6,3%	8,8%	6,9%
19 C ÁREA ANDINA	524077	1094011	2,7%	4,0%	8,0%	2,7%
20 Bolivia	11954	41084	3,8%	3,8%	4,5%	4,5%
21 Colombia	183150	386326	2,7%	4,1%	5,9%	3,1%
22 Ecuador	44021	105872	1,9%	4,4%	5,3%	3,7%
23 Perú	112101	248194	4,0%	5,7%	7,1%	6,4%
24 Venezuela	172851	312535	2,1%	3,0%	11,7%	-0,2%
25 D ÁREA del SUR	1518390	2846169	3,1%	3,7%	5,4%	4,1%
26 Argentina	253746	576382	4,1%	4,3%	8,8%	5,5%
27 Brasil	1092702	1964197	2,5%	3,6%	4,7%	3,9%
28 Chile	138703	233322	6,4%	3,7%	5,2%	2,3%
29 Paraguay	9746	28602	1,8%	4,0%	4,5%	5,4%
30 Uruguay	23493	43666	3,0%	3,5%	7,5%	6,5%
32- AL&C	3222877	5727083	3,1%	3,2%	5,4%	2,5%

Fuente: CEPAL y Banco Mundial.

El impacto tanto sobre el dinamismo en 2003-2007, como durante la crisis 2008-2010 no fue de la misma magnitud en cada país y en cada subregión, aunque todos los países acusaron un retroceso en sus niveles de crecimiento durante esta última.

Como se puede ver con la única excepción de Chile, América del Sur fue altamente beneficiada por el nuevo contexto mundial. La crisis financiera impactó sin embargo de modo negativo el desempeño previo y de un modo más importante en el área del sur que en la región andina.

Gráfico 2.1.3. Diferencias entre las tasas de crecimiento de los países de LA&C 2000-2010 comparadas con las de 1990-2000

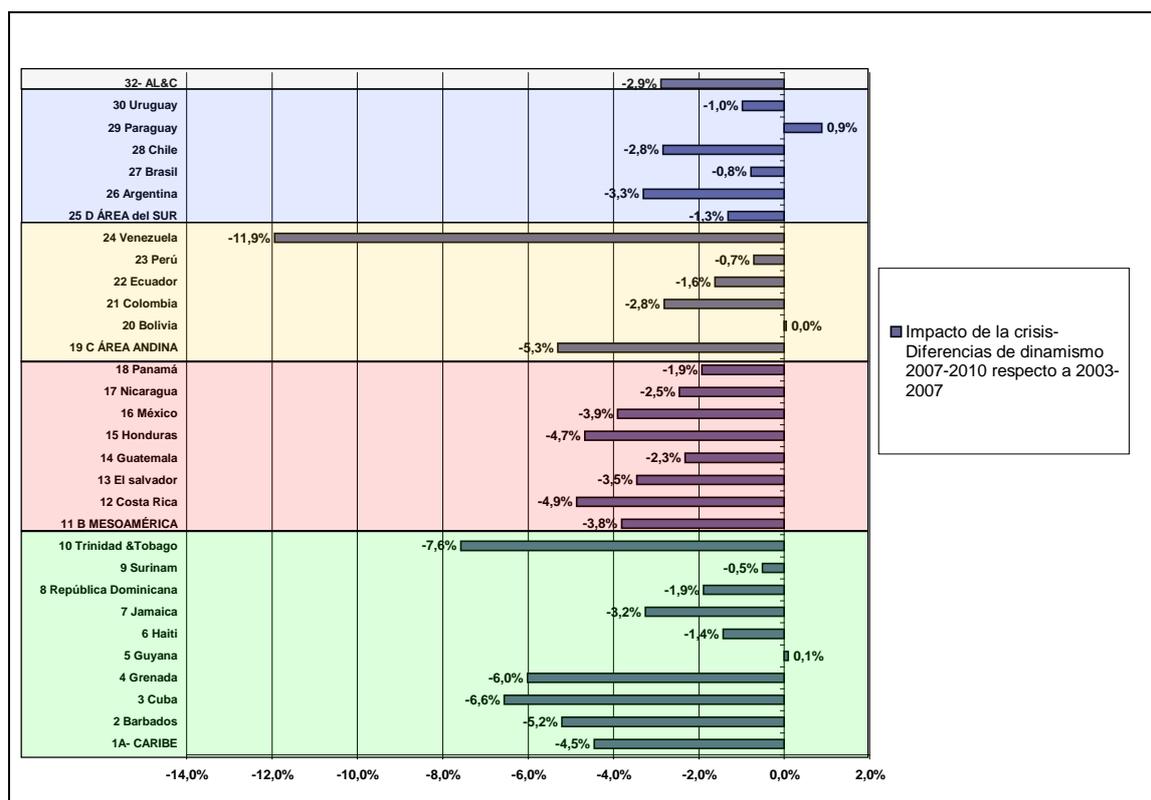


Fuente: elaboración propia con datos de la CEPAL.

Por su parte los principales países de Mesoamérica, con la excepción de Panamá y Honduras, sufrieron retrocesos en su dinamismo, mientras que los países del Caribe tuvieron resultados positivos con la excepción de los casos de Grenada, Guyana y República Dominicana.

El impacto de la crisis sobre cada una de las economías es de sumo interés por cuanto revela tanto la fragilidad de algunas de las economías como la base sobre las cuales es necesario comprender el menor impacto relativo que tuvo dicha crisis en algunos de los países de América Latina y el Caribe. Para ilustrar esta cuestión el Gráfico 2.1.4 presenta los valores de las diferencias entre el desempeño de cada país entre 2007 y 2010 respecto al observado entre 2003 y 2007.

Gráfico 2.1.4. Impacto de la crisis financiera mundial: diferencias entre las tasas de crecimiento de los países de LA&C 2007-2010 comparadas con las de 2003-2007



Fuente: elaboración propia con datos de la CEPAL.

Nótese que con la única excepción de Uruguay, todas las economías fueron fuertemente afectadas aunque no de la misma manera ni por únicas causas.

El área del sur, fuertemente dominada por el comportamiento de Brasil en primer lugar y la Argentina en segundo término, fue la región que acusó el menor impacto respecto a la desaceleración del crecimiento logrado entre 2003 y 2007.

Por el contrario el área andina sufrió, con la excepción de Perú, un retroceso mayor explicados básicamente por Venezuela y Colombia.

En el caso de Mesoamérica el conjunto de los países acusó una fuerte retracción del dinamismo previo, aunque fue más atenuado en Panamá.

Del mismo modo la región caribeña experimentó un severo impacto.

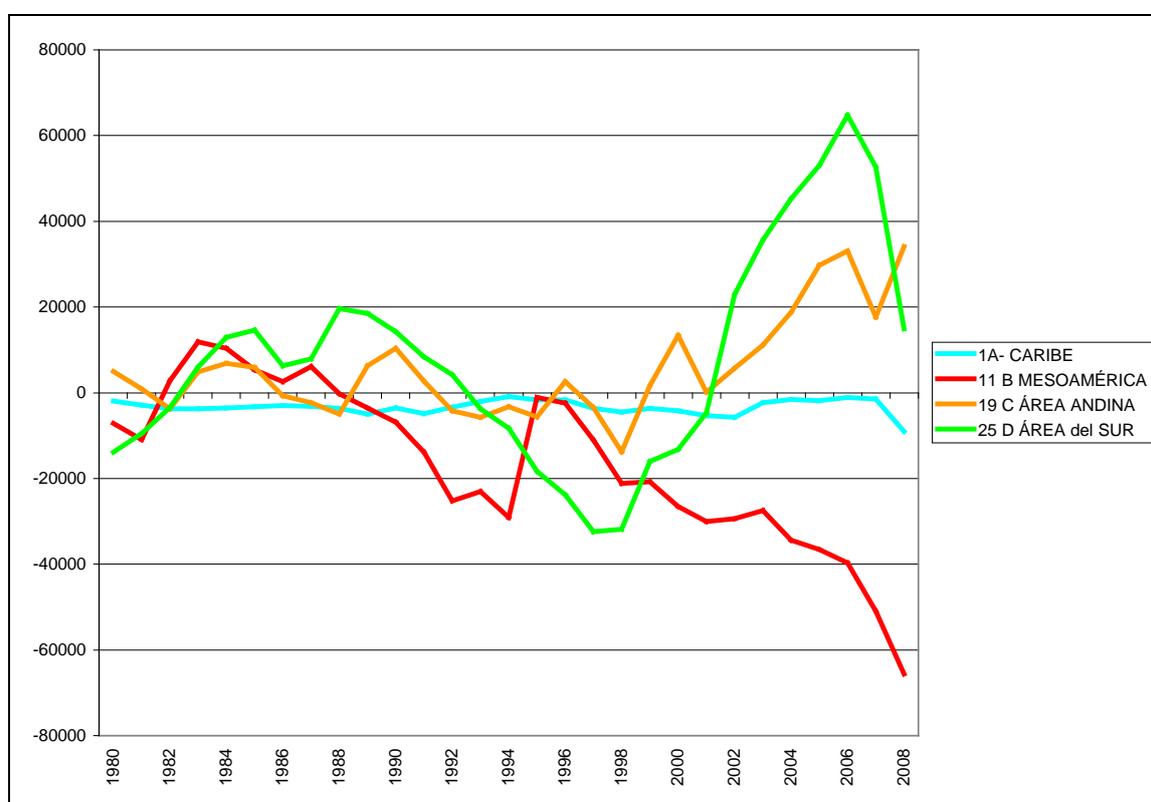
Entre las principales variables explicativas de tal comportamiento diferenciado se hallan las modalidades de inserción de cada país y región en el comercio internacional, lo que hace a las características de los productos transados, la evolución de los precios y la naturaleza del comercio por bloques. En el caso de Mesoamérica (y algunos países de la región andina) la crisis impactó también sobre el nivel de las remesas de divisas, generalmente provenientes de Estados Unidos, pero también de países europeos como España.

2.2. Las tendencias del comercio exterior en América Latina y el Caribe

Mientras que la región en su conjunto logró revertir fuertemente el saldo en su balanza comercial respecto a la década de los noventa, los países exportadores de materias primas, especialmente los de alimentos, minerales y combustibles, gozaron de una bonanza inédita que se tradujo también en impactos positivos sobre el desenvolvimiento de sus economías.

Sin embargo el grupo de países que conforman Mesoamérica (México y países de Centroamérica) mostraron un empeoramiento significativo de su balanza comercial, lo que también se ha observado en los países del Caribe deficitarios de productos energéticos.

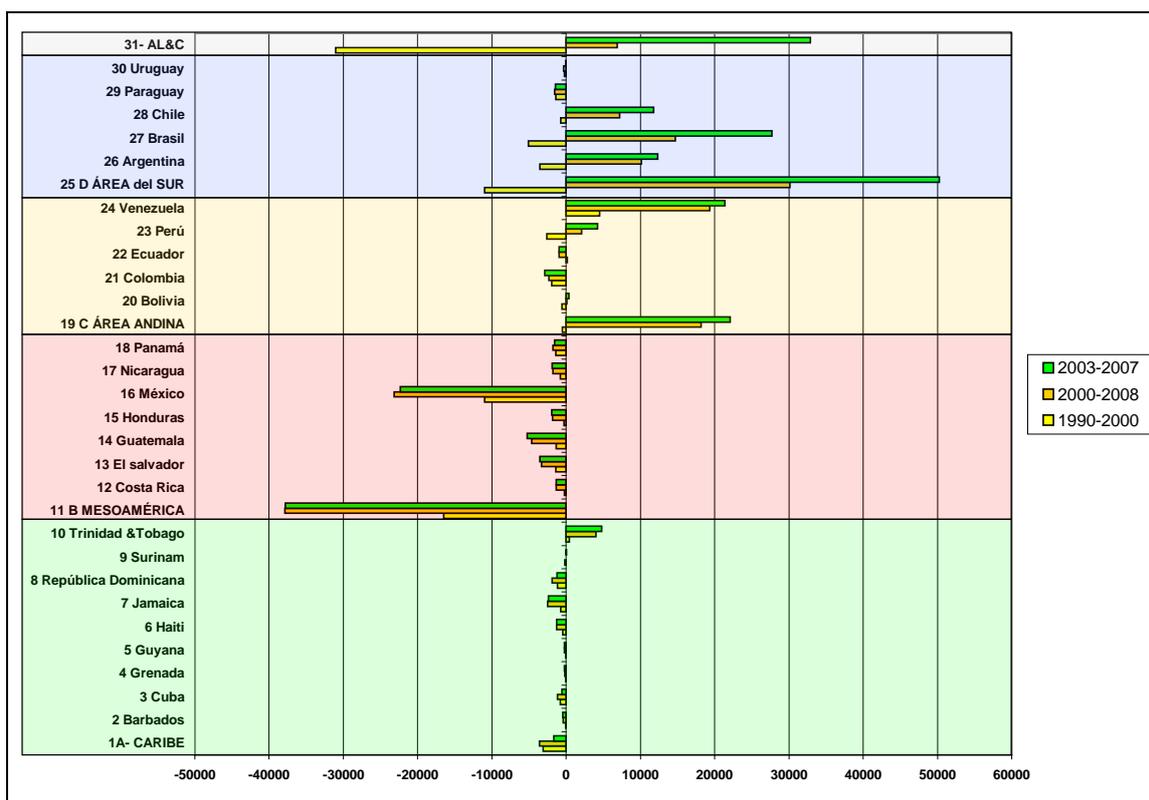
Gráfico 2.2.1. Saldo de la balanza comercial de bienes y servicios en miles de millones de dólares corrientes



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Tal como se puede apreciar a través del Gráfico 2.2.2 el resultado del saldo en la balanza comercial tuvo un comportamiento positivo y excedentario para todos los países del área del sur, con la excepción de Paraguay, quien a pesar de ello tuvo un comportamiento más favorable entre 2003 y 2007, aunque ligeramente peor entre 2000 y 2008, respecto al de la década anterior debido a la persistente sequía.

Gráfico 2.2.2. Saldo de la balanza comercial de bienes y servicios: promedio por países en miles de millones de dólares según períodos



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.
Nota: datos por países disponibles hasta 2008.

Para los países del área andina, con la excepción de Colombia, los saldos en la balanza comercial se incrementaron notablemente, siendo en tal sentido el resultado plenamente dominado por Venezuela y Perú.

En el caso de Mesoamérica, por el contrario todos los países incrementaron su déficit comercial tanto durante 2003-2007, como desde 2000 a 2008, en ambos casos respecto a los resultados registrados en promedio para 1990-2000. Un resultado similar obtuvieron los países del Caribe con la excepción de Trinidad & Tobago.

En realidad estos resultados no hacen sino mostrar el distinto perfil de exposición de los países acoplados de modo distinto a la reconfiguración espacial de los mercados y también según su dependencia o no de las importaciones de hidrocarburos.

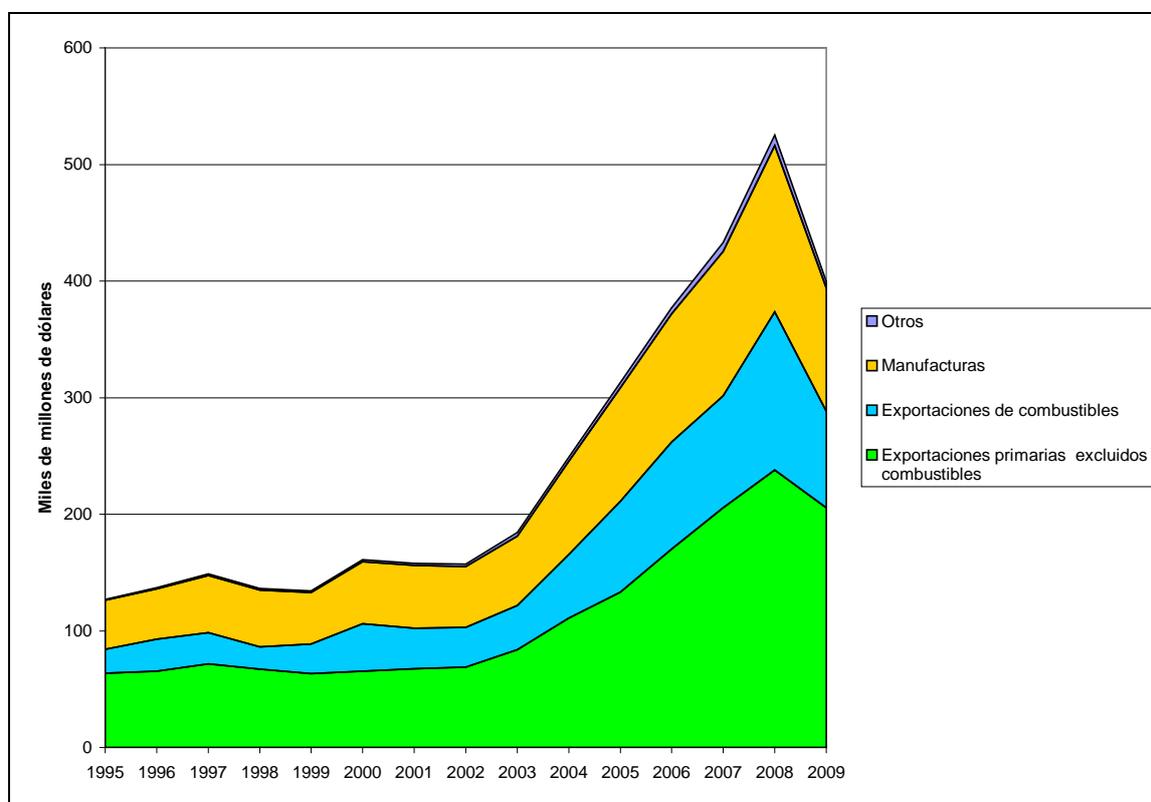
2.3. El papel de las exportaciones: caracterización por tipo de producto y región

Cuando se analiza el comportamiento de las exportaciones por grandes sub-regiones, resulta posible apreciar la importancia relativa, para cada una de ellas, de su perfil exportador por grandes grupos de productos, como así también cómo la reconfiguración del orden mundial impactó sobre las mismas.

2.3.1. América del Sur

Entre 2000 y 2009, las exportaciones totales de América del Sur al mundo (Área del Sur y Área Andina) se incrementaron en un 148% pasando de 161 mil millones de dólares en el año 2000 a poco menos de 400 mil millones en 2009, aunque llegaron a alcanzar, en 2008, la cifra de 525 mil millones de dólares. El grueso de las mismas estuvo fuertemente dominado por exportaciones de productos primarios excluidos los combustibles, aunque también el comercio de manufacturas se incrementó notablemente. En efecto, estas crecieron un 98% entre 2000 y 2009, pero en un 168% hasta 2008. Del mismo modo las exportaciones de combustibles alcanzaron un pico inédito entre 2000 y 2008 (234%).

Gráfico 2.3.1.1. Exportaciones totales de América del Sur en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos



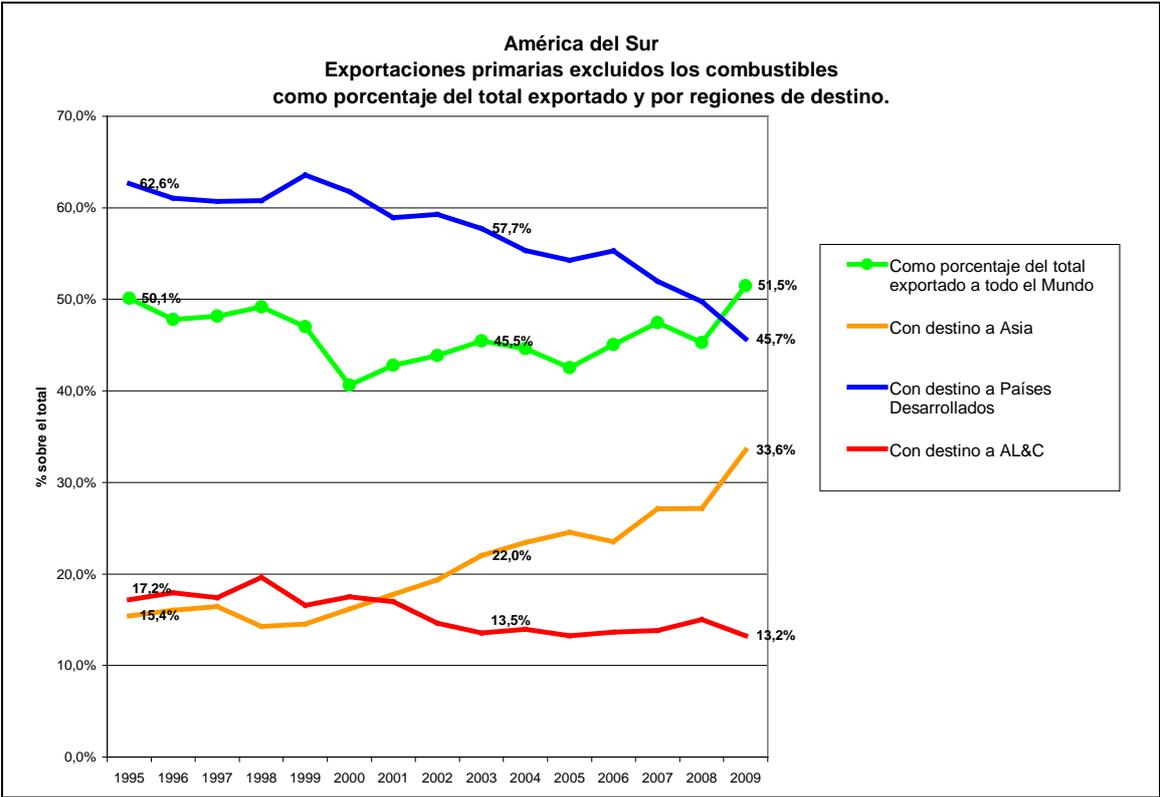
Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Cuando se analiza la importancia de cada gran rubro de productos y, simultáneamente los cambios en la estructura por región de destino, se obtiene una imagen más aproximada del papel jugado por cada región de destino en el crecimiento de las mismas.

En el caso de las exportaciones de productos primarios excluidos los combustibles podemos ver que su importancia en el total de exportaciones fue creciente (46.5% en 2003, contra 61.7% en 2009). A su vez resulta claro el papel que ha desempeñado la demanda asiática en este incremento, la cual pasó de representar 22% en 2003 a 33.6% en 2009 (Gráfico 2.3.1.2). Sin embargo cabe considerar que

del total del incremento en el comercio mundial de materias primas (excluidos los combustibles) ocurrido entre 2003 y 2008, aún cerca del 50% fue explicado por la demanda proveniente de los países desarrollados. En cambio Asia y América Latina explican respectivamente un 33 y 17%. Por consiguiente no puede ser afirmado que la única variable de arrastre haya sido el comportamiento de la demanda asiática a pesar de su importancia creciente en términos marginales.

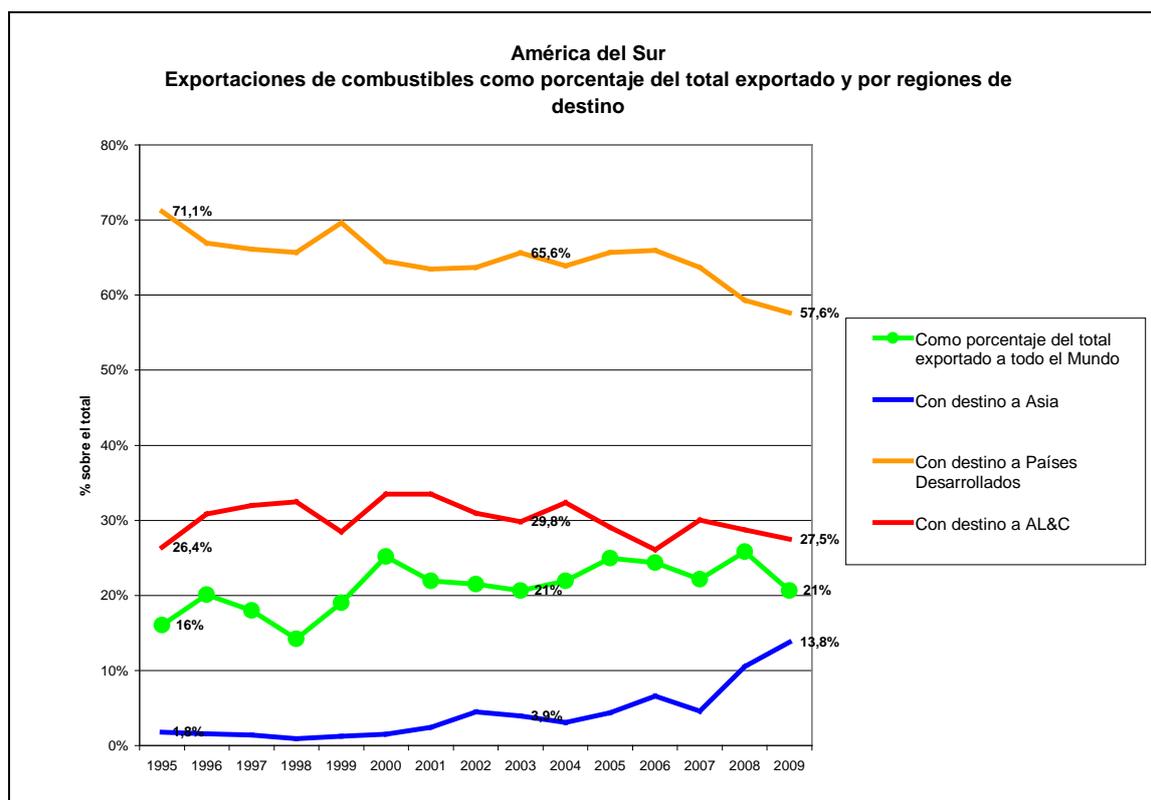
Gráfico 2.3.1.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

En el caso de las exportaciones de combustibles su importancia relativa en el total de las exportaciones de Sudamérica fue menor y fluctuante tanto en precios como en cantidades. Así si se comparan las cifras relativas para 2003 y 2009, estas exportaciones representaron cerca del 21%, pero llegaron a 26% en 2008.

Gráfico 2.3.1.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones

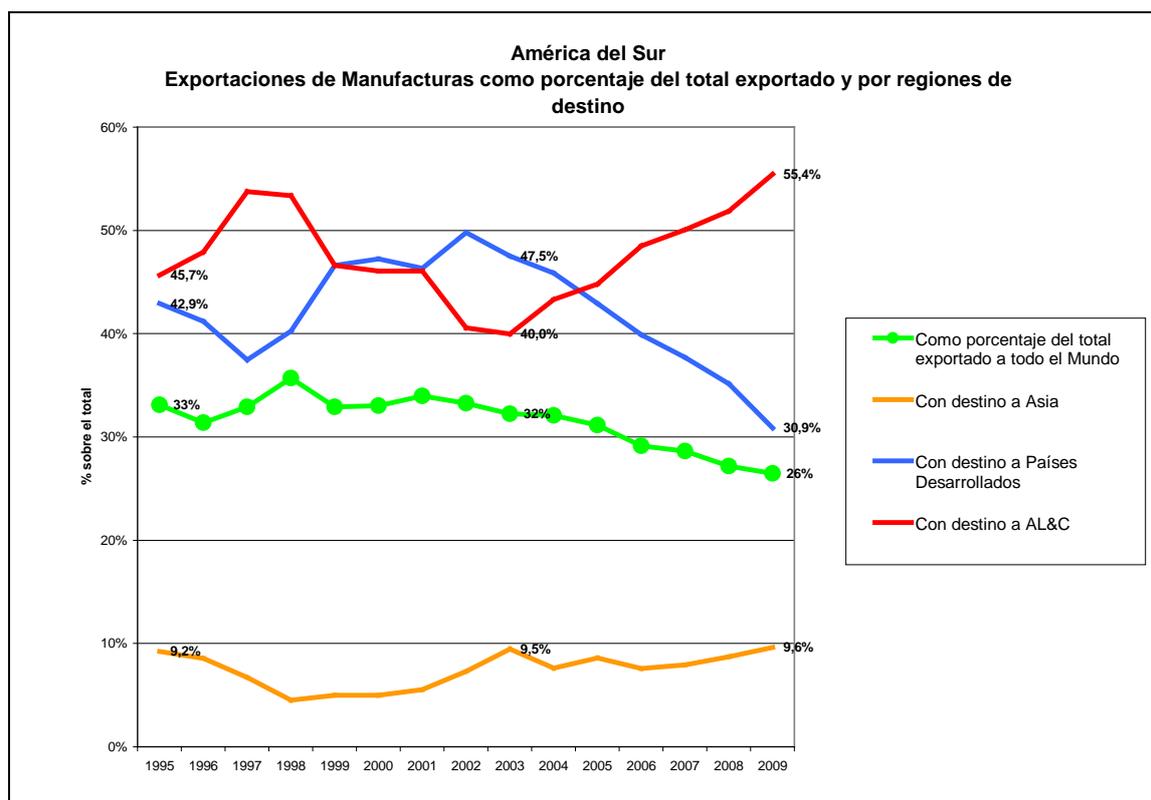


Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Si bien el incremento del comercio con Asia fue un factor importante para el total del incremento de las exportaciones de combustibles, entre 2003 y 2009 el mundo desarrollado contribuyó con un 51.5%, los países asiáticos con un 22.5% y la propia región de América Latina lo hizo con un 26%. De todos modos la demanda asiática pasó de tan sólo una participación del 3.9% en 2003 a 13.8% en 2009 y su crecimiento fue considerable a partir de 2007 (Gráfico 2.3.1.3).

Con respecto a las exportaciones de productos manufacturados, si bien su importancia relativa en el total disminuyó pasando de 32% en 2003 a 26% en 2009, tuvo un comportamiento altamente dinámico si se considera que, por una parte, sus precios no fueron un factor explicativo de tanta relevancia como en el caso de las materias primas y combustibles y, por otra, que la mayor fuente de dinamismo provino de exportaciones a la propia América Latina.

Gráfico 2.3.1.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones de América del Sur y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Aún cuando los países desarrollados participaban con el 31% del total de las exportaciones de manufacturas en 2009, el 80% del incremento en el total de exportaciones de manufacturas registrado entre 2003 y 2009 ha correspondido a las exportaciones de Sudamérica a la propia Región Latinoamericana, hecho que como se verá contraste fuertemente con el comportamiento de Mesoamérica. En tal sentido el papel de la Integración desempeñado por el MERCOSUR permitió no sólo suplir la escasa importancia del comercio de manufacturas con los países desarrollados y con la región asiática, sino también lograr un interesante crecimiento en términos de las cantidades totales transadas.

Por lo tanto si bien es cierto que la región sudamericana en su conjunto mostró signos de predominio de pautas primarias en la exportación de sus productos, no lo es menos que algunos países de esta subregión lograron algún grado de desarrollo industrial importante como en el caso de Brasil y otros, como la Argentina y Uruguay, pudieron en el nuevo contexto internacional re-industrializar parcialmente su economía a partir de distintos instrumentos y aprovechamiento de ventajas competitivas.

2.3.2. México y Centroamérica

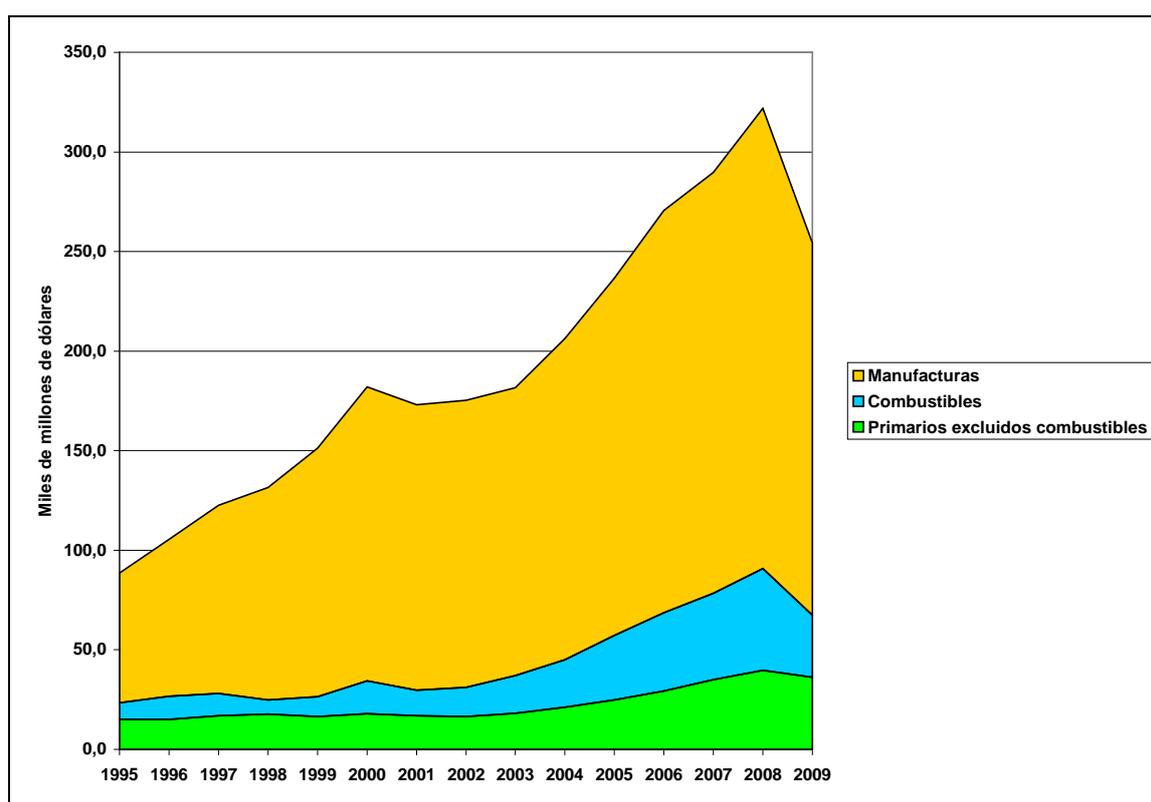
A diferencia de Sudamérica, la región de Centroamérica, incluido México como la mayor economía de la misma, tiene un perfil exportador dominado por el comercio de manufacturas.

Mientras que en 2003 el total de exportaciones desde esta subregión superaba en un 13% a las totales de Sudamérica, en 2009 representaban un nivel 36% inferior a las de esta última, siendo en 2008, año del apogeo del valor exportado, casi 39% inferiores.

Si bien la región también aprovechó la bonanza de la economía mundial entre 2003 y 2007, el incremento total de exportaciones entre 2003 y 2009 fue de sólo 41% (78% entre 2003 y 2008).

La razón de este comportamiento disímil entre ambas grandes subregiones en materia de exportaciones (y desempeño), debe ser buscada en el modo de articulación de su economía fuertemente dependiente del comercio con los países desarrollados, en especial, los Estados Unidos de América.

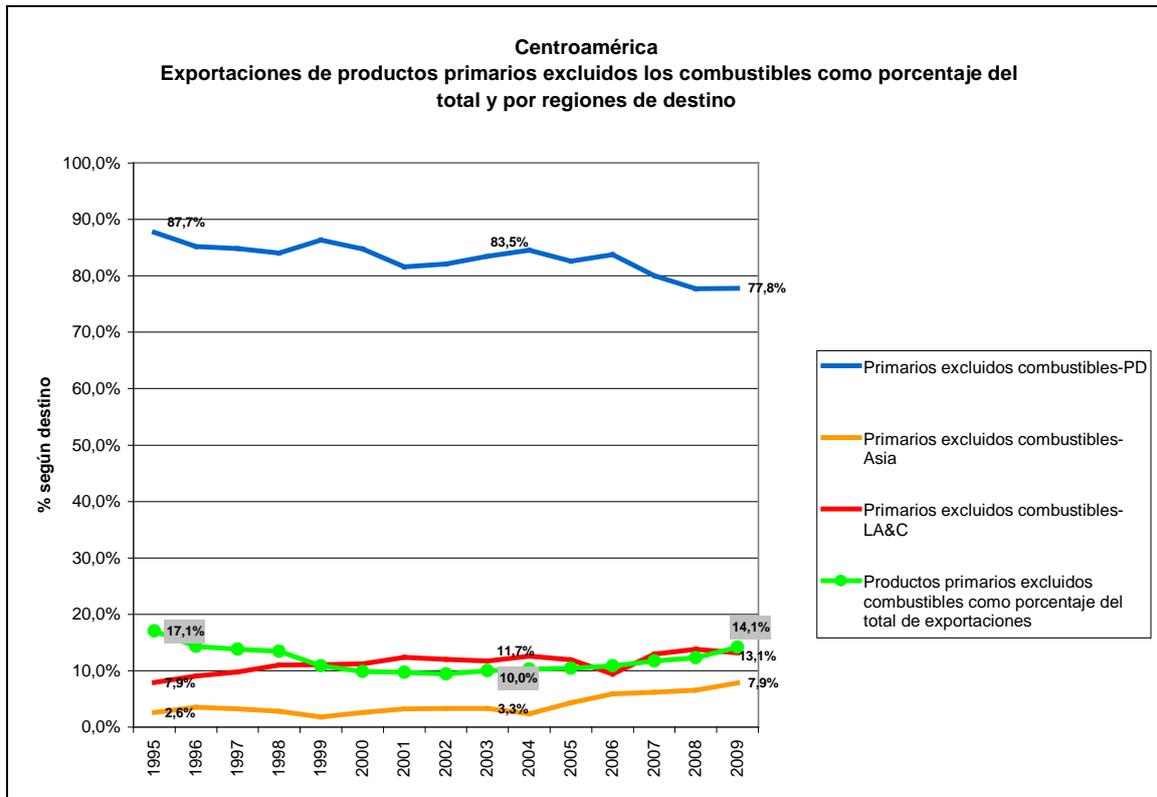
Gráfico 2.3.2.1. Exportaciones totales de Centroamérica en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Como puede ser apreciado en los Gráficos 2.3.2.2 a 2.3.2.4, el principal destino del conjunto de las exportaciones desde Centroamérica tiene como destino a los países desarrollados.

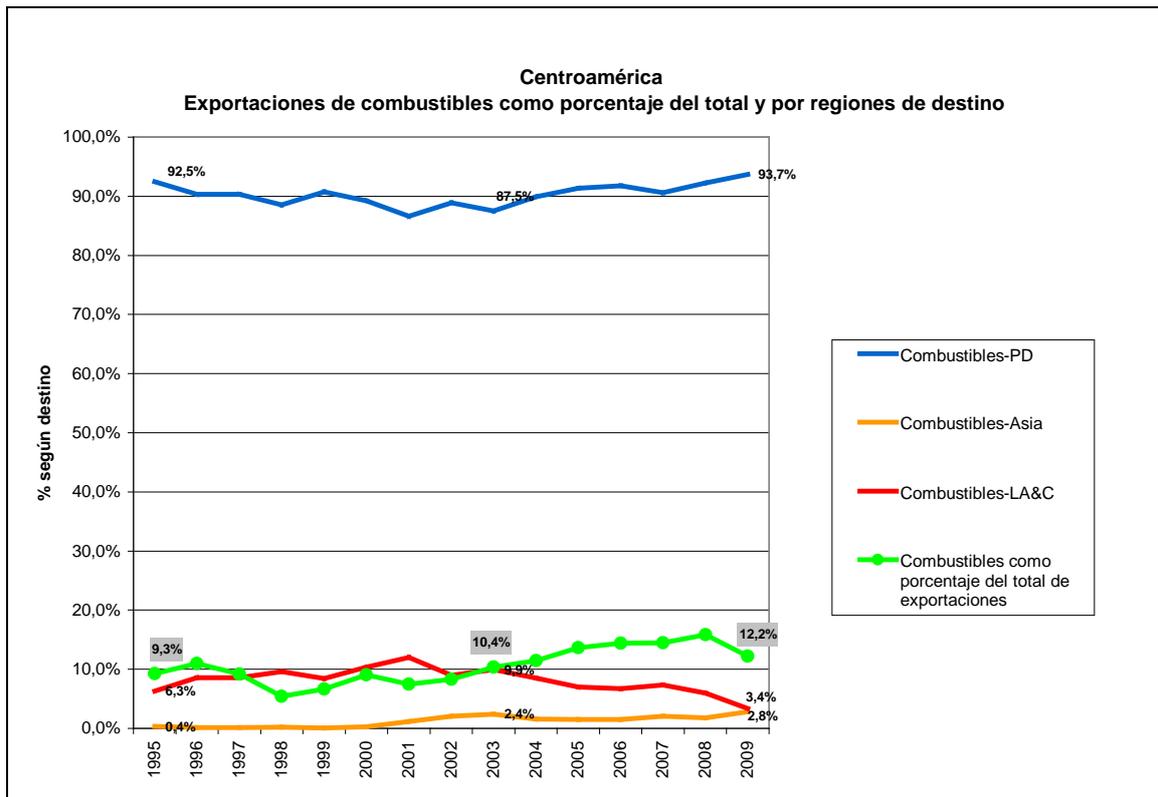
Gráfico 2.3.2.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones.



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Si bien en el caso de los productos primarios-excluidos los combustibles- esta región se benefició del incremento de precios y del mayor comercio con Asia, el peso total de estos productos en las exportaciones apenas se incrementó del 10 al 14% del total, mientras que en términos de destino apenas si logró una diversificación significativa. De este modo, los países desarrollados pasaron de representar el 83.5% del total, al 77.8%, mientras que Asia pasó del 3.3 al 7.9% y América Latina del 11.7 al 14.1%. Aún cuando en términos marginales Asia y América Latina explican el 27.2% del incremento total de estas exportaciones primarias, los países desarrollados aportaron el 72.8% del aumento en términos de valor (Gráfico 2.3.2.2).

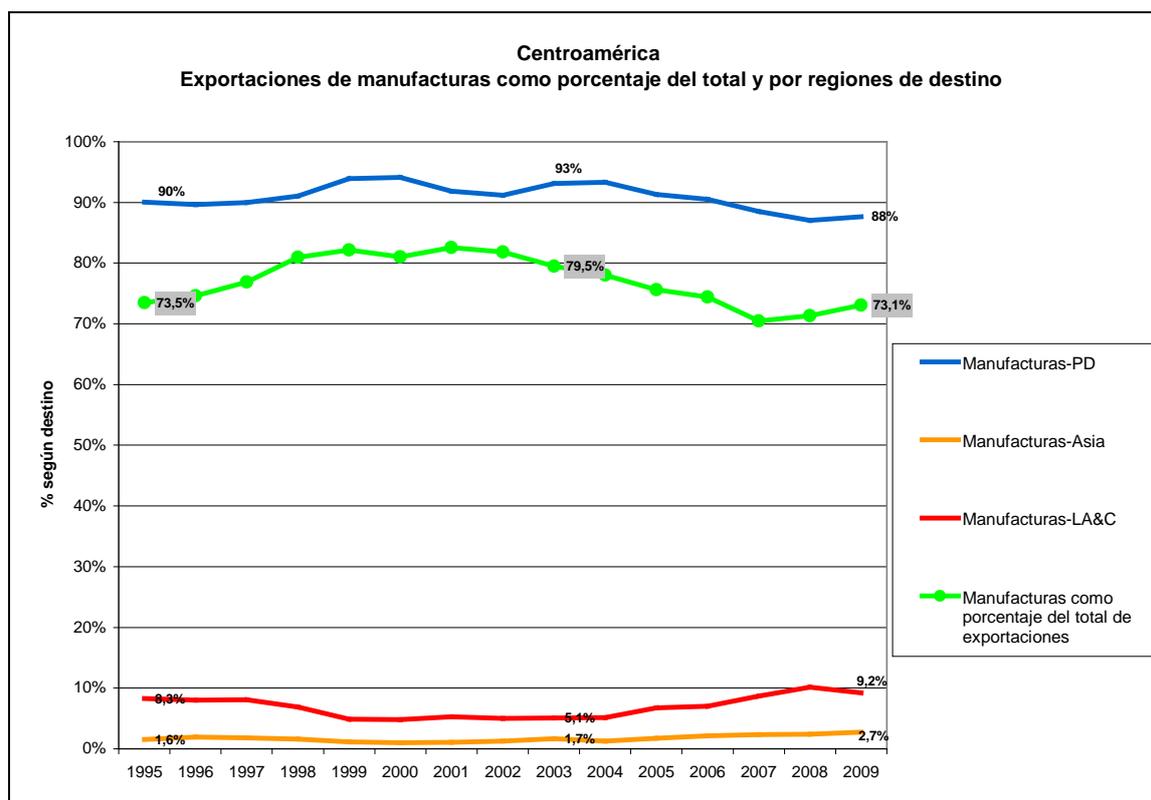
Gráfico 2.3.2.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

En el caso de la exportación de combustibles el principal motor de su incremento fueron los precios y la demanda de los países desarrollados, principalmente los EUA (Gráfico 2.3.2.3).

Gráfico 2.3.2.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones de Centroamérica y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

En el caso de los productos manufacturados, los mercados de los países desarrollados continuaron siendo de lejos el principal motor, representando en promedio el 90% del mercado de exportaciones. Sin embargo la participación del Mercado Latinoamericano en las exportaciones de manufacturas de esta subregión se incrementó del 5.1% al 9.2% entre 2003 y 2009, mostrando una mayor contribución marginal. La participación en los mercados asiáticos se mantuvo muy baja, a la vez que esta región perdió parte de su competitividad en muchos mercados de manufacturas precisamente a raíz del creciente intercambio entre China y los EUA.

El hecho de que Sudamérica haya alcanzado prácticamente un nivel equivalente al 76% del valor de las exportaciones manufactureras desde Centroamérica al mundo en 2009, frente a una figura de sólo 41% en 2003, indica que también la Región Latinoamericana ha mostrado el rasgo del “crecimiento a dos velocidades” que caracterizó a la década del 2000.

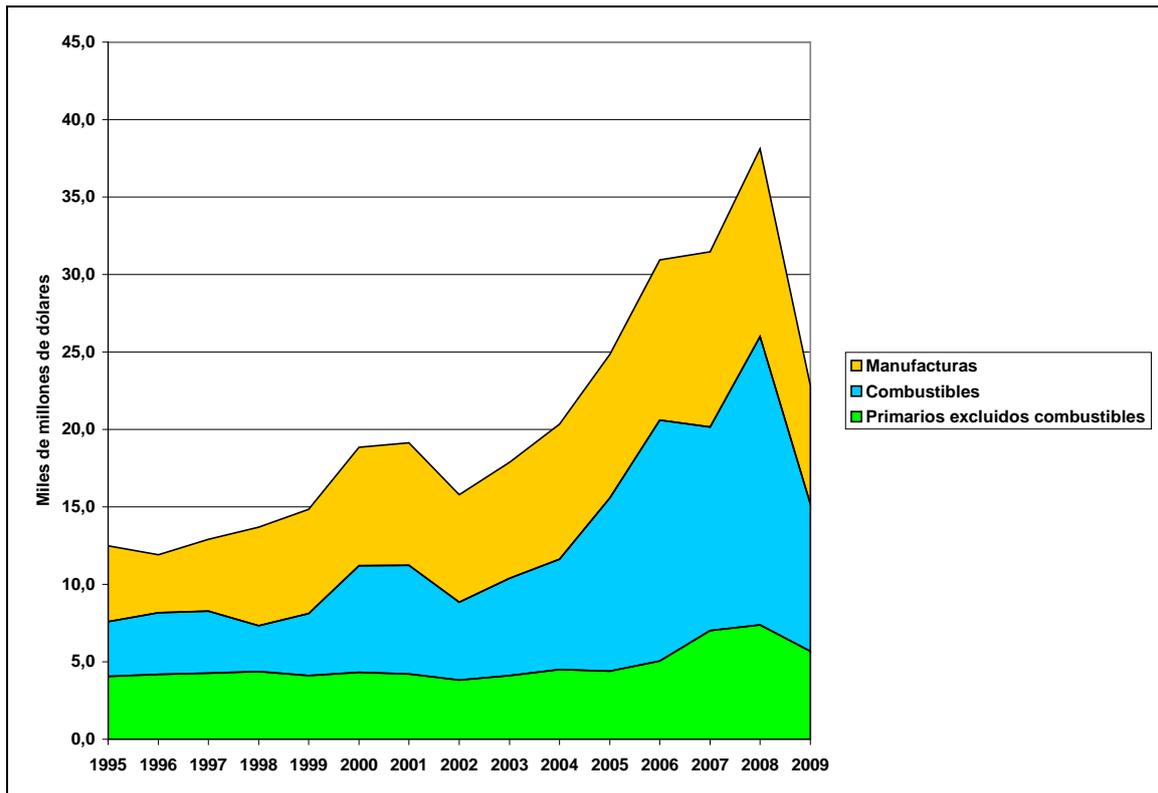
2.3.3. El Caribe

En términos de evolución de las exportaciones, el comportamiento de esta subregión se ha visto dominado por el incremento del peso de las exportaciones de combustibles cuyo efecto se debe a Trinidad & Tobago.

Dicho incremento da cuenta del 60.4% del incremento del total de las exportaciones de la subregión entre 2003 y 2008, mientras que la de los productos primarios sólo el 16.3% y las manufacturas del 23,3% restante.

En casi idénticas proporciones, estos grupos de productos explican la caída de las exportaciones totales entre 2008 y 2009, aunque con un mayor peso relativo en el de las exportaciones de manufacturas.

Gráfico 2.3.3.1. Exportaciones totales del Caribe en miles de millones de dólares y según grandes grupos de productos

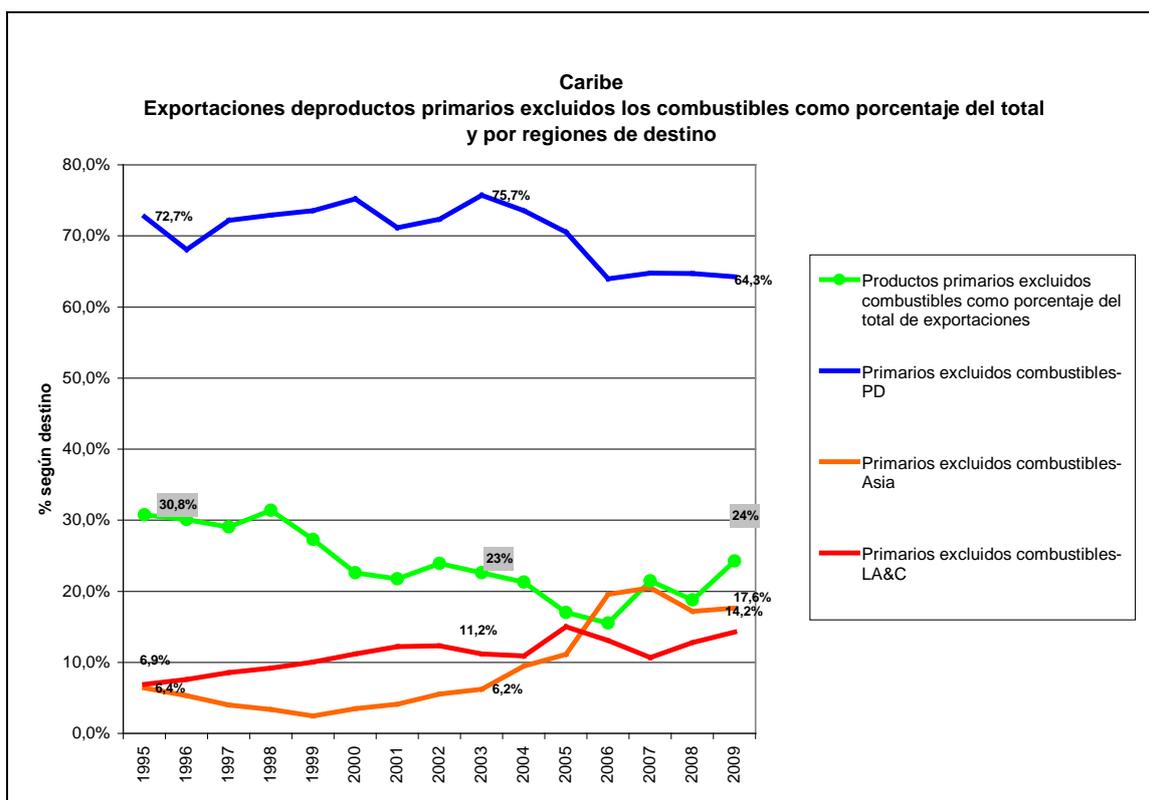


Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Al igual que en el caso de Mesoamérica⁵, la subregión Caribe depende en un muy alto grado de la demanda de los países desarrollados, en especial los EUA.

⁵ Agrupación casi igual a la de Centroamérica en la terminología de la UNCTAD según la consideración de los países que componen esta subregión.

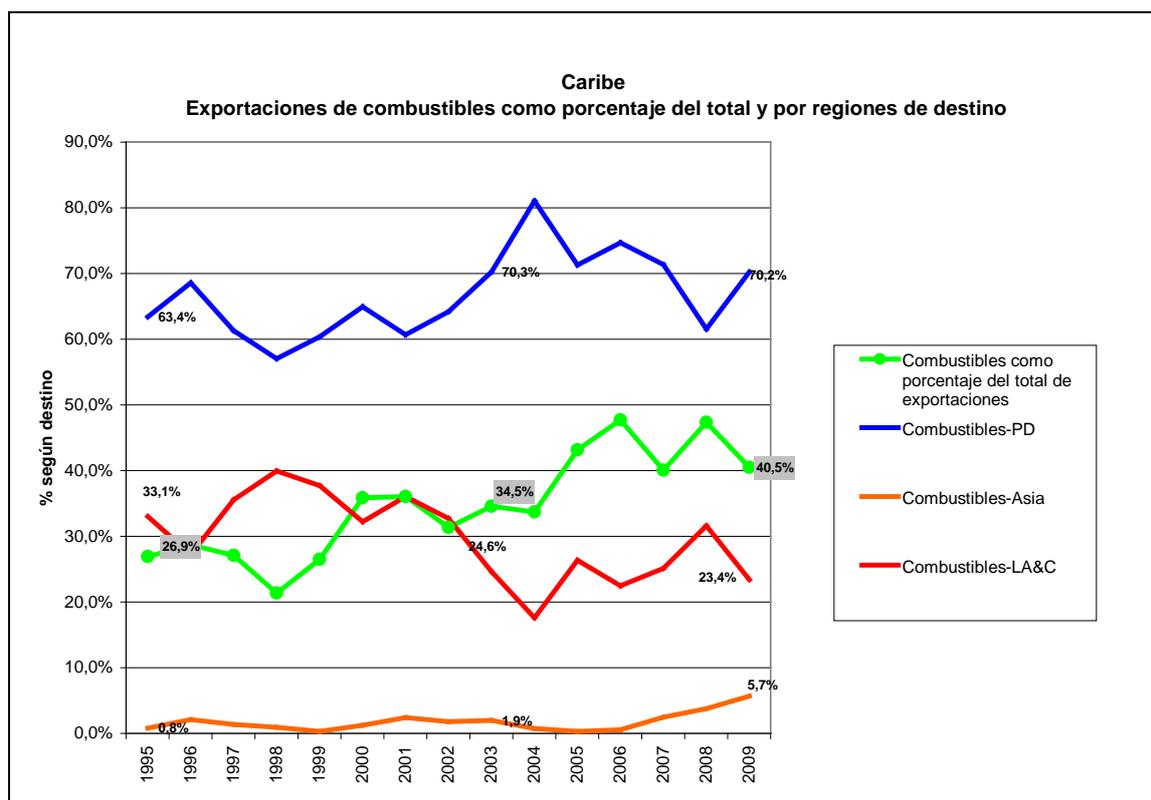
Gráfico 2.3.3.2. Participación de las materias primas excluidos los combustibles en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

En el caso de las exportaciones de materias primas distintas a los combustibles, ha habido una creciente importancia de los mercados asiáticos, aunque estos sólo llegaron a representar el 14.2% en 2009 contra sólo un 6.2% en 2003. La recepción de América Latina de estas exportaciones no varió de un modo significativo, mientras que aún en 2009 casi dos tercios de las mismas tuvieron como destino a los países desarrollados.

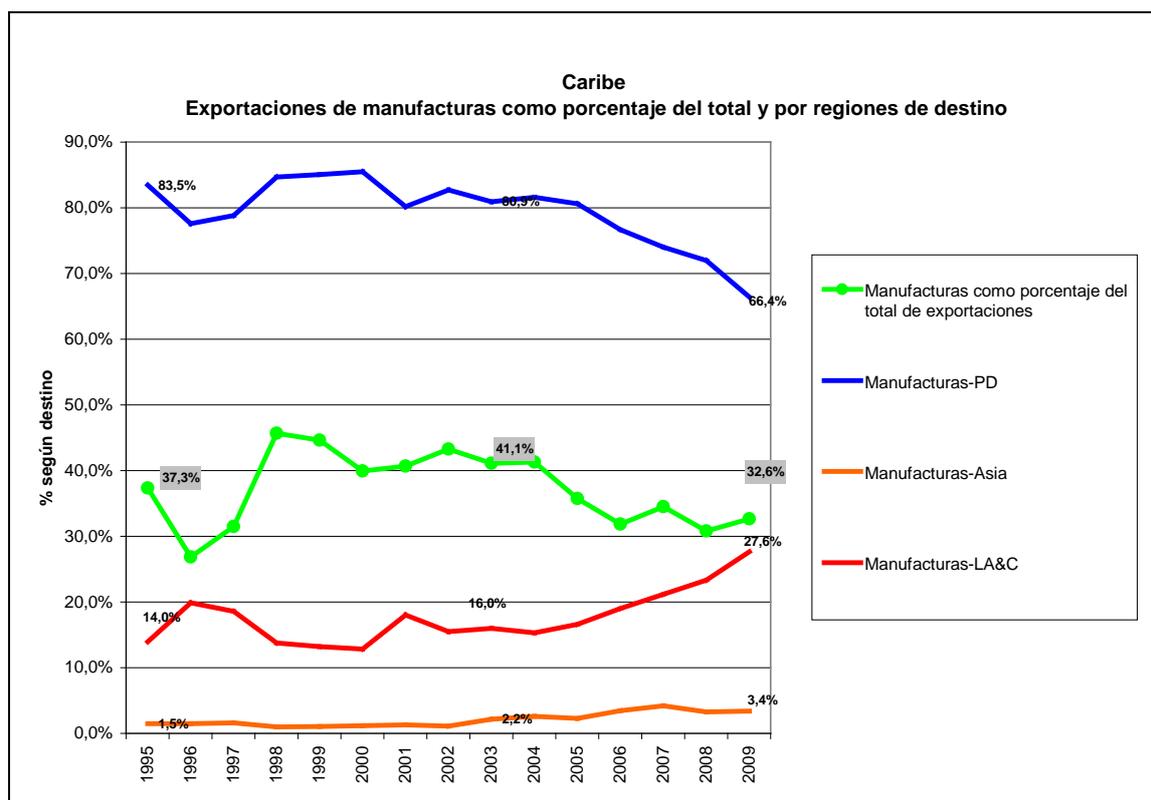
Gráfico 2.3.3.3. Participación de los combustibles en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

En el caso de las exportaciones de combustibles (básicamente el GNL desde Trinidad & Tobago), la importancia de América Latina fue creciente desde 2003 a 2009, aunque representaron una proporción inferior a la que tuvo entre 1995 y 2002. Si bien el destino a los mercados asiáticos se incrementó desde 2006, el grueso de las exportaciones tuvo también como destino los mercados de los países desarrollados del Norte.

Gráfico 2.3.3.4. Participación de las manufacturas en el total de exportaciones del Caribe y destino según grandes regiones



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

El cambio más significativo en las pautas de comercio hacia América Latina se dio a través de las exportaciones de manufacturas. Mientras que en 2003 representaban 18% del total, en 2009 llegaron a ser el 27%, mientras que las exportaciones de manufacturas desde Caribe hacia el mundo desarrollado pasaron de representar el 86.5% en 2003 a 66.4% en 2009.

De este modo, a través de distintos modos de inserción en los bloques de comercio según las especializaciones productivas de cada región el común denominador aparece siendo el mayor comercio de manufacturas dentro de la propia región latinoamericana, en un contexto en el cual las exportaciones de Mesoamérica y Caribe se vieron fuertemente condicionadas por las nuevas pautas de comercio desde el ingreso de China a la OMC.

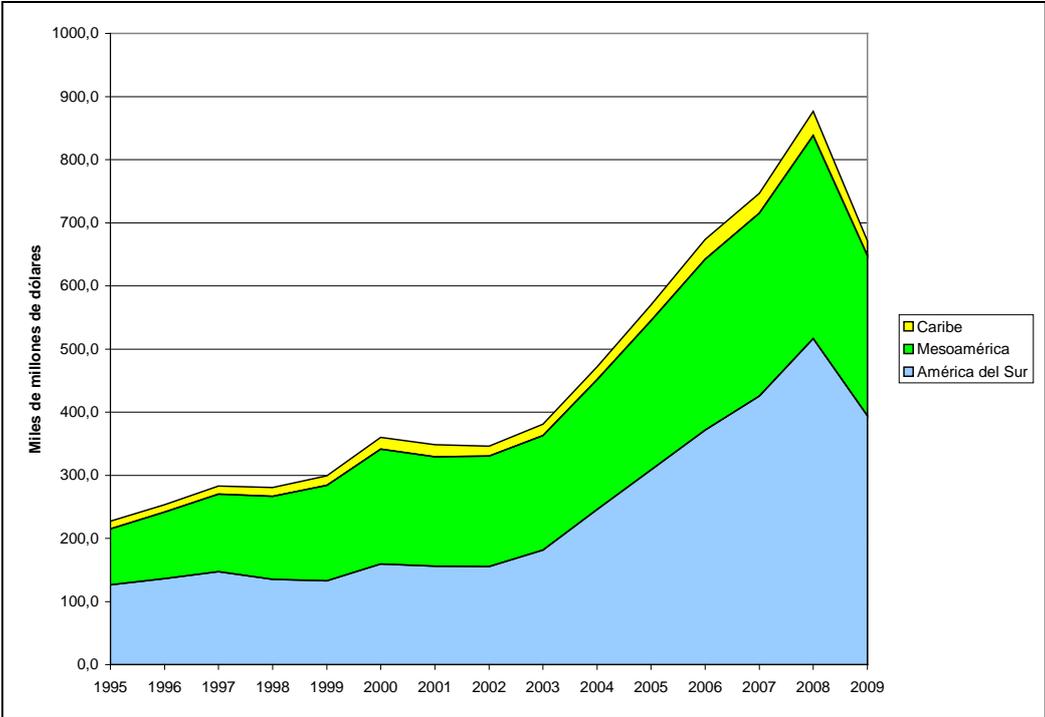
Por otra parte aunque con diferente grado todas las regiones incrementaron sus exportaciones de productos primarios y combustibles al mercado asiático.

2.3.4. La distribución de las exportaciones por subregiones

Como resultante del conjunto de tendencias, en parte contradictorias entre los distintos bloques dentro de Región, el crecimiento más dinámico se registró en Sudamérica, subregión que en conjunto fue la más afectada durante la segunda mitad de la década del noventa y que, con base al dinamismo en el período 2003-2009, logró recuperar su importancia en la participación en las exportaciones totales

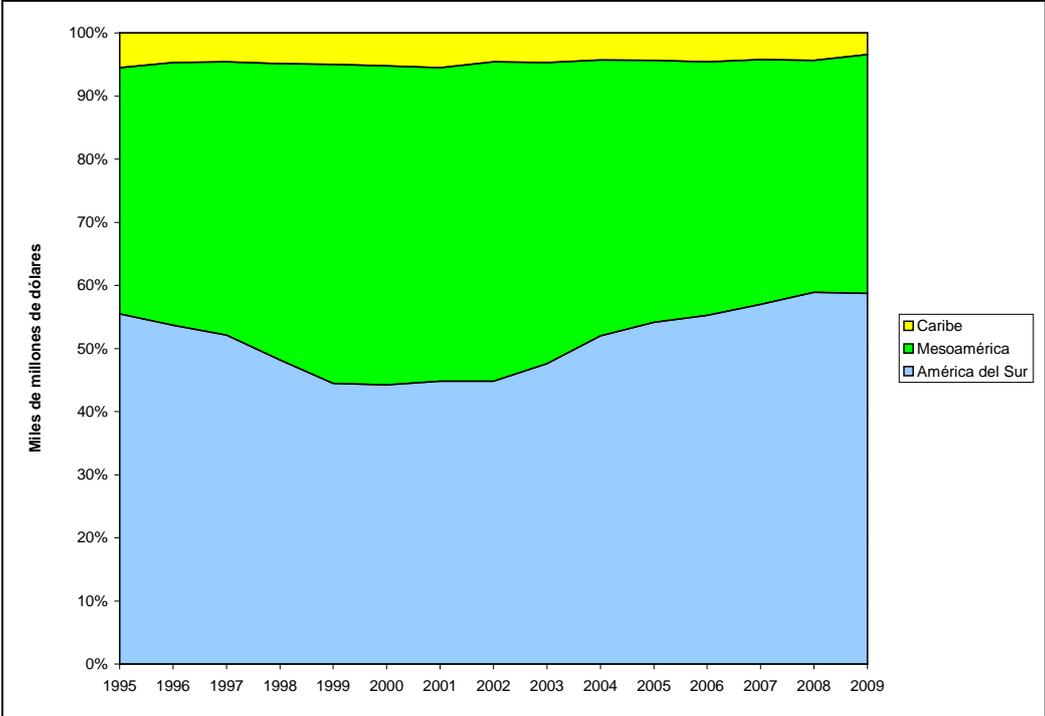
de la región sobre una base ampliada del volumen y valor de dichas exportaciones (Gráfico 2.3.4.2).

Gráfico 2.3.4.1. La distribución de las exportaciones por subregiones en miles de millones de dólares



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Gráfico 2.3.4.2. La distribución de las exportaciones por subregiones en porcentajes

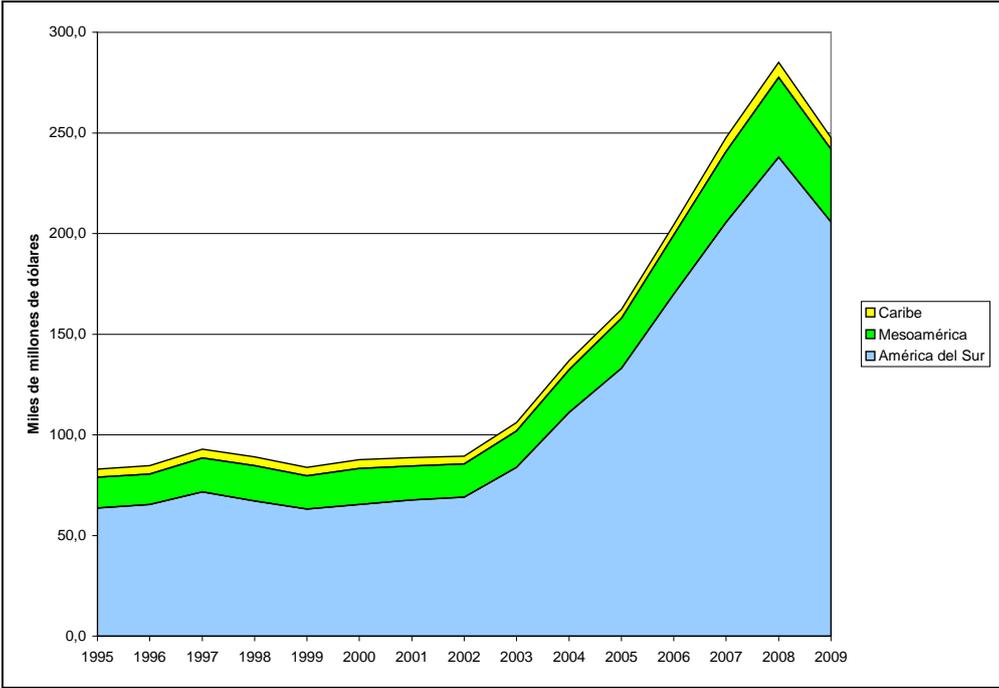


Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

2.3.5. La distribución de las exportaciones por tipo de productos según subregiones de América Latina y el Caribe

Desde el punto de vista de la exposición de las economías de América Latina al comportamiento de los distintos mercados de productos, Sudamérica aparece como la que mayor dependencia muestra respecto a las *commodities*, en especial de productos de origen agropecuario y minero con alrededor del 80% de las mismas.

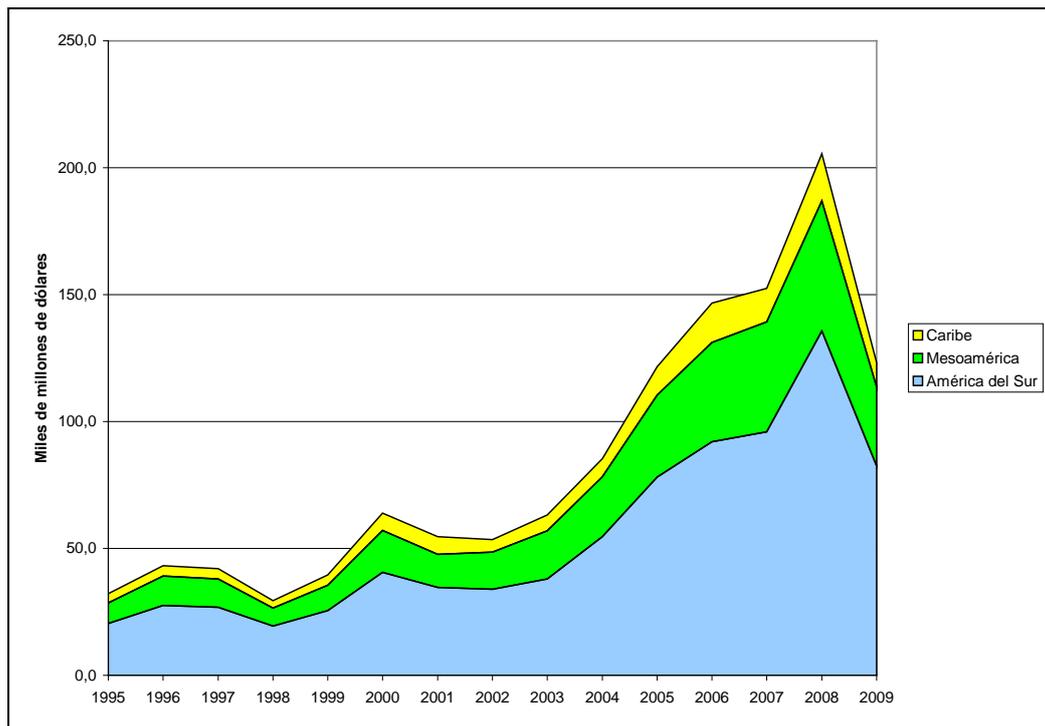
Gráfico 2.3.5.1. Exportaciones de materias primas excluidos los combustibles por grandes bloques dentro de AL&C



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Del mismo modo, participa de un modo importante en las exportaciones de combustibles, donde su representación es superior al 60%, mientras que Mesoamérica y el Caribe dan cuenta del resto.

Gráfico 2.3.5.2. Exportaciones de combustibles por grandes bloques dentro de AL&C

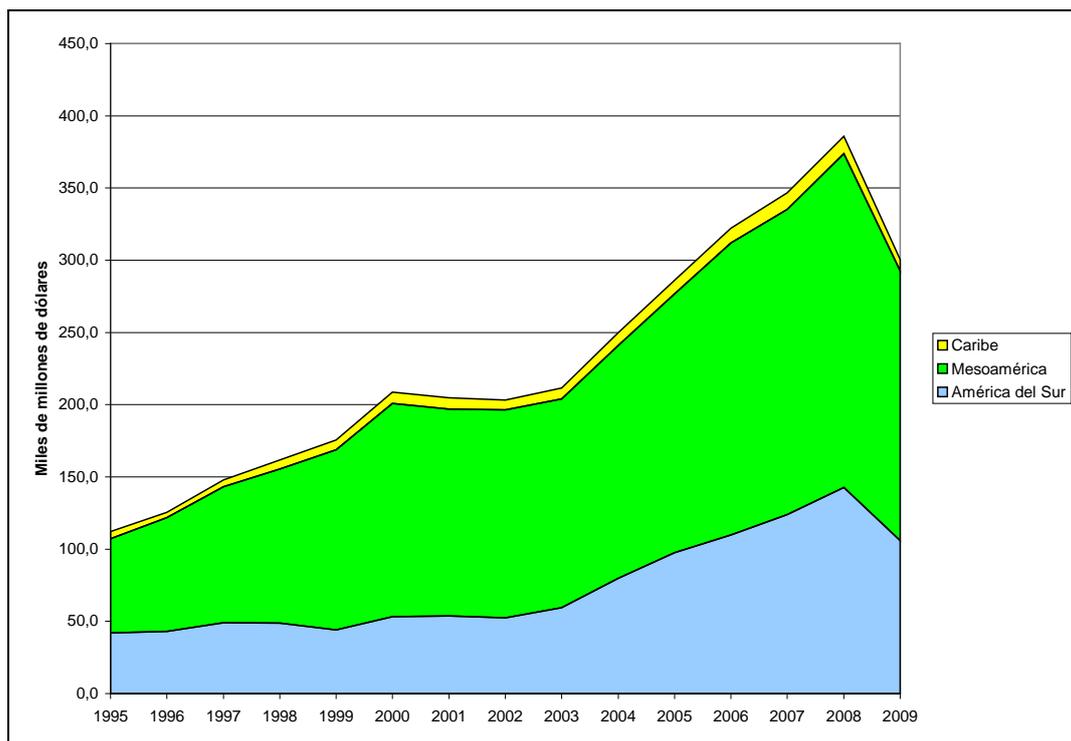


Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Por el contrario, las exportaciones de manufacturas, están concentradas mayoritariamente en Mesoamérica y se hallan más expuestas tanto a la competencia asiática, como al comportamiento de las economías desarrolladas, especialmente de los EUA.

Aún cuando Sudamérica participa de menos del 40% de las exportaciones regionales de manufacturas, sus mercados son más diversificados y también más importante el propio comercio intraregional. Sin embargo, como se ha visto en los últimos diez años y en especial de modo concomitante con el período tanto de auge como de reciente crisis, en cada uno de los tres grandes bloques de naciones el comercio al interior de la Región se ha ido incrementando

Gráfico 2.3.5.3. Exportaciones de manufacturas por grandes bloques dentro de AL&C



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

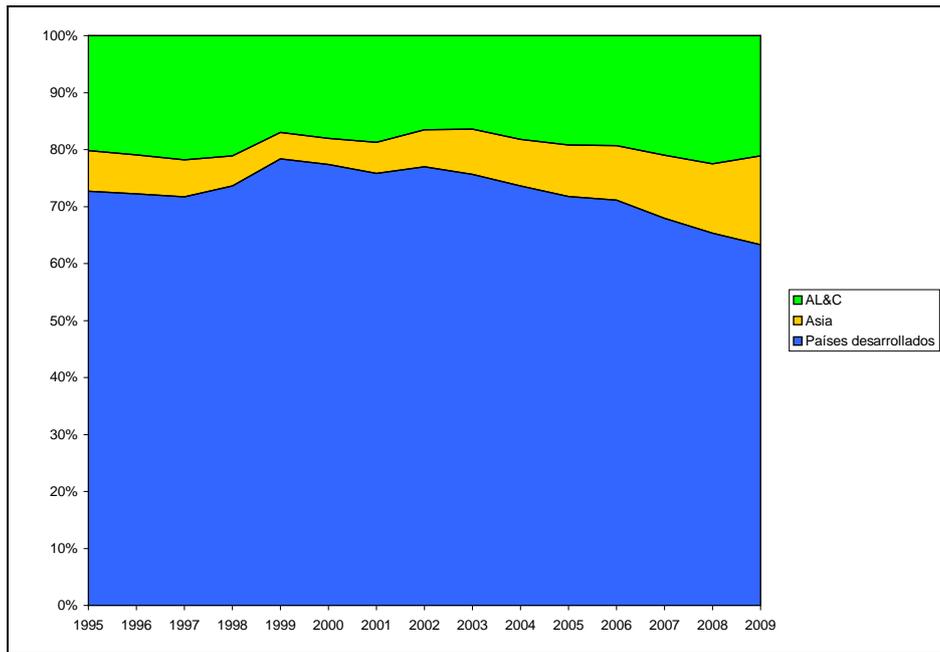
2.3.6. La distribución de las exportaciones por región de destino

Aún cuando la importancia del comercio de mercancías exportadas desde la región hacia Asia y al interior de la propia América Latina fue creciente a medida que el escenario mundial transitaba la mencionada reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo, la importancia de los mercados de los países desarrollados continuó siendo mayoritaria.

Como se ilustra en los Gráficos 2.3.5.1 y 2.3.5.2, mientras que entre 1995 y 2002 el 85% del incremento en el valor de las exportaciones fue atribuible a los países desarrollados, entre 2002 y 2009, esta proporción bajó al 49%, mientras que Asia participó del 25% y la propia región en un 26%.

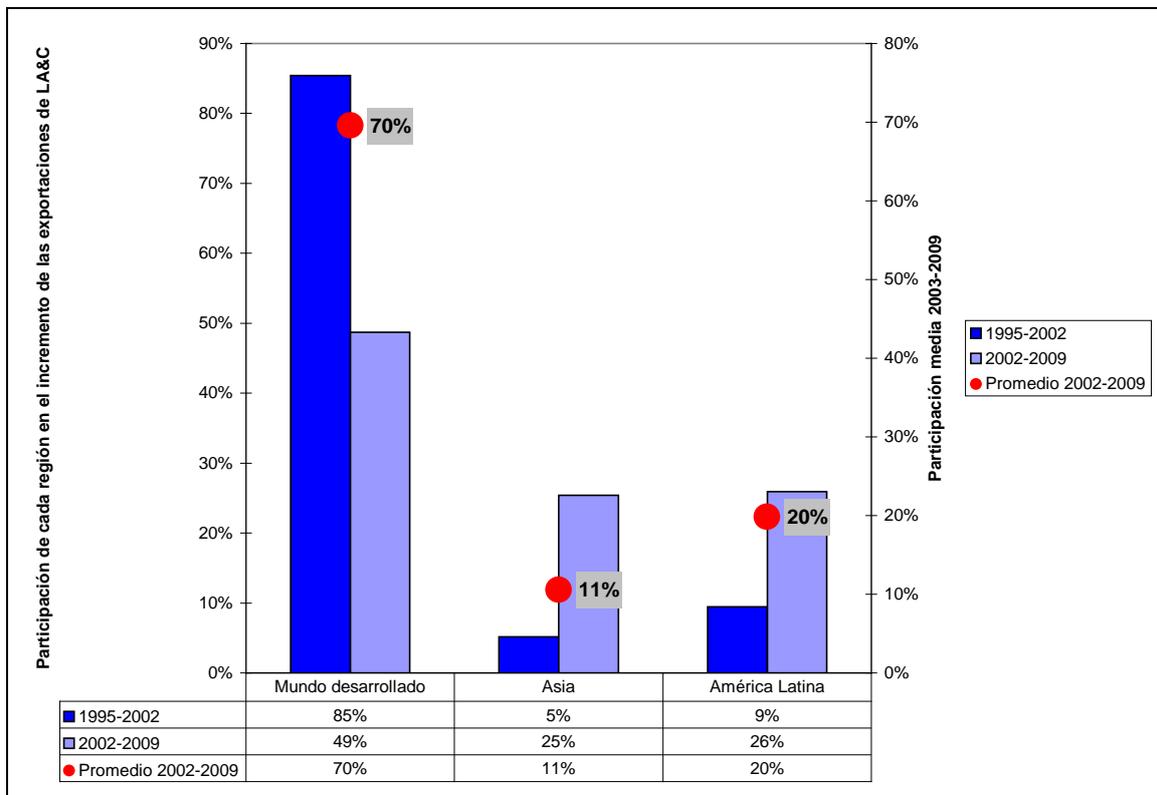
Aún así, entre 2002 y 2009 las exportaciones totales de América Latina hacia los países desarrollados significaron alrededor de un 70%.

Gráfico 2.3.6.1. Distribución de las exportaciones por región de destino (en porcentajes)



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

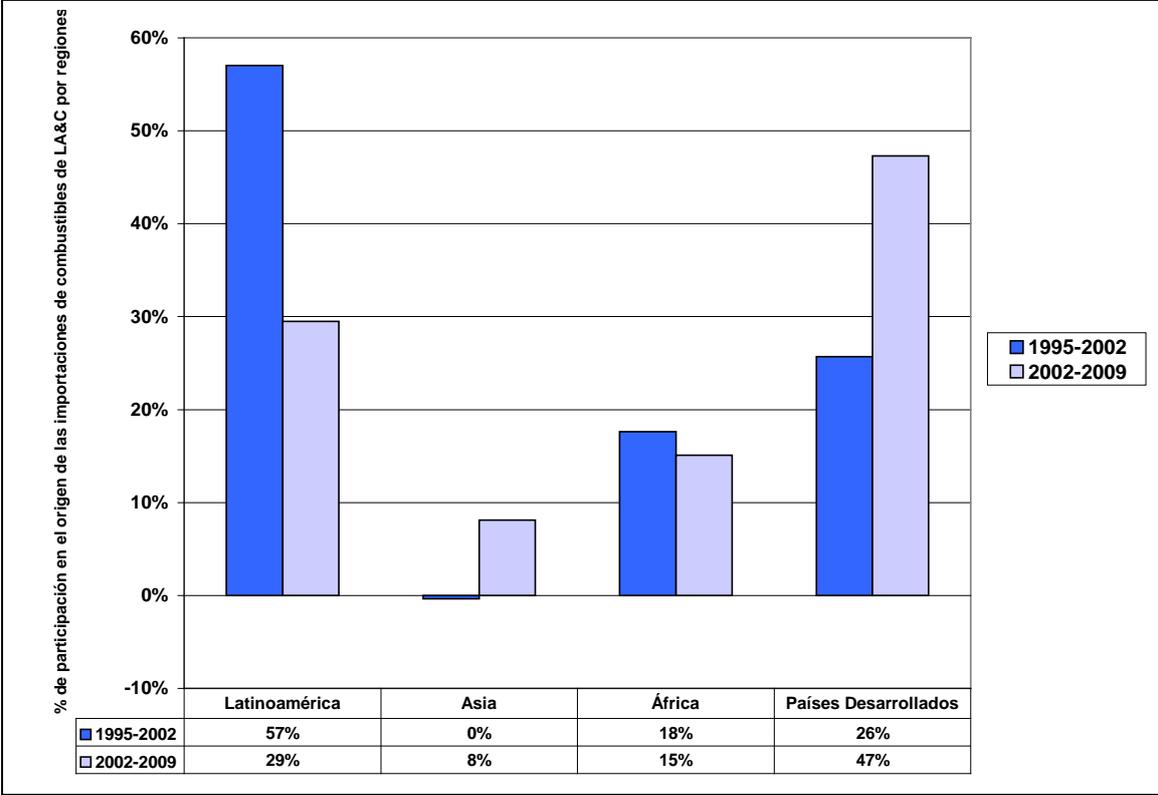
Gráfico 2.3.6.2. Participación de cada región en el incremento de las exportaciones latinoamericanas: 1995-2002 y 2002-2009



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Sin embargo, el comercio de combustibles se caracterizó por una disminución de la importancia del comercio intraregional y una creciente importación desde los países desarrollados.

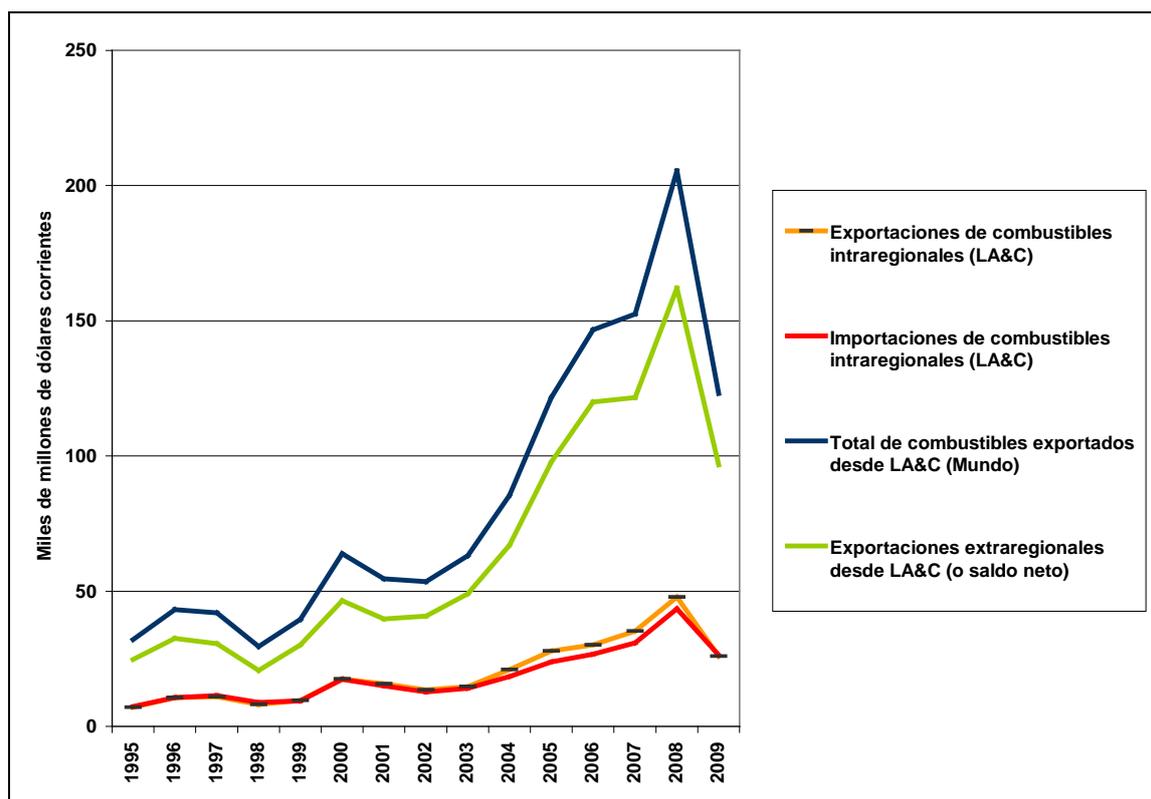
Gráfico 2.3.6.3. Participación de cada región en el incremento de las importaciones latinoamericanas de combustibles: 1995-2002 y 2002-2009



Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

Aunque no es posible explicar totalmente las causas tras esta discrepancia entre el crecimiento de las exportaciones de manufactureras y exportaciones totales al interior de la región latinoamericana, frente a una creciente dependencia de combustibles importados desde los países desarrollados y una disminución de las transacciones interregionales de combustibles, es posible que tal situación se haya derivado de diferenciales de precios, de las propias estrategias de las empresas operadoras en la región, pero también del hecho de que los países exportadores netos de petróleo en Latinoamérica presentan una configuración de mercados preestablecidos, tanto como aquellos que son importadores netos. La cuestión de las calidades requeridas según la estructura de refinación pudiera ser también uno de los factores que es necesario analizar, como así mismo el hecho de que algunos exportadores netos de la región disminuyeron sus saldos exportables. El conjunto de estos aspectos serán analizados en los informes sobre aspectos regulatorios y análisis de la oferta y la demanda. Basta señalar aquí el potencial global de transacciones interregionales detectado en este grueso análisis.

Gráfico 2.3.6.4. Importaciones y exportaciones latinoamericanas de combustibles: 1995-2009



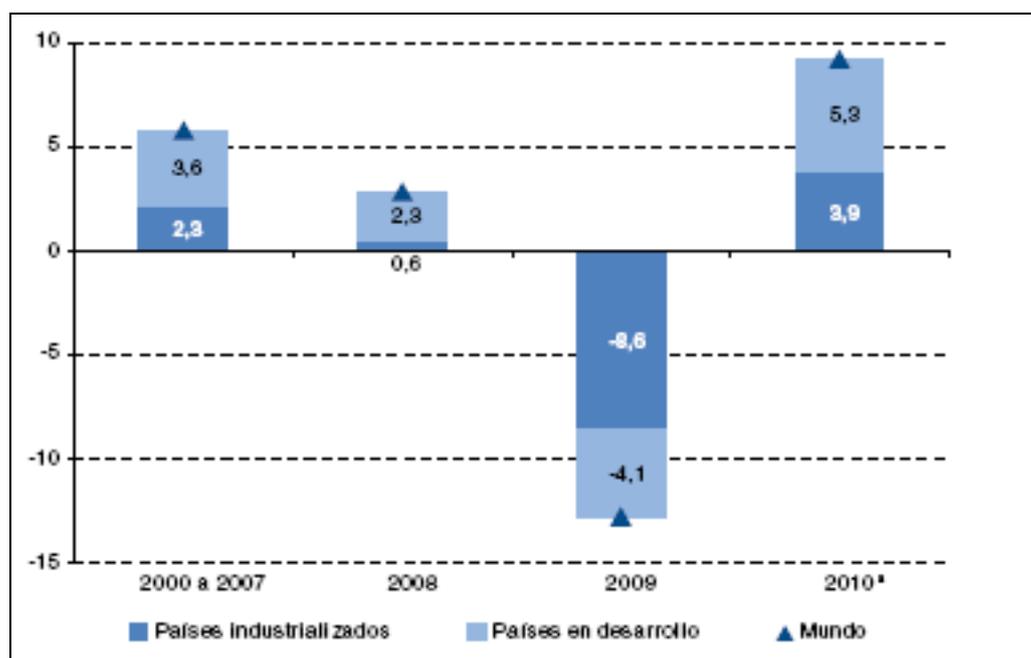
Fuente: elaboración propia con datos de la UNCTAD.

3. EL GRADO DE EXPOSICIÓN DE LAS ECONOMÍAS LATINOAMERICANAS AL COMERCIO CON LOS PAÍSES DESARROLLADOS Y LAS TENDENCIAS RECIENTES

En tanto la crisis financiera internacional y el distinto grado de evolución que han tenido las economías de la región desde 2003 a la fecha parecieran hallarse con distinto grado de exposición frente a la evolución del comercio mundial y el comportamiento de las economías desarrolladas, algunos de los análisis corrientes sobre la región suelen centrarse en hipótesis que vinculan a distintos grupos de países según la intensidad del nexo comercial con distintas regiones del mundo y según la importancia de las exportaciones a países desarrollados sobre el PIB.

Según la CEPAL, el comercio internacional ha tenido un papel clave en la recuperación de la economía global en 2010. Según esta consideración, fueron el comercio y los mercados abiertos los factores que impidieron un agravamiento de la crisis y luego transfirieron con fluidez las señales de una mayor demanda.

Gráfico 3.1. Contribución al crecimiento real de las exportaciones mundiales 2000-2010 (en porcentajes)



Fuente: CEPAL, Panorama de la Inserción internacional de América Latina y el Caribe. Crisis originada en el centro y recuperación impulsada por las economías emergentes, Santiago de Chile, 2011, Gráfico 2, pág. 12.

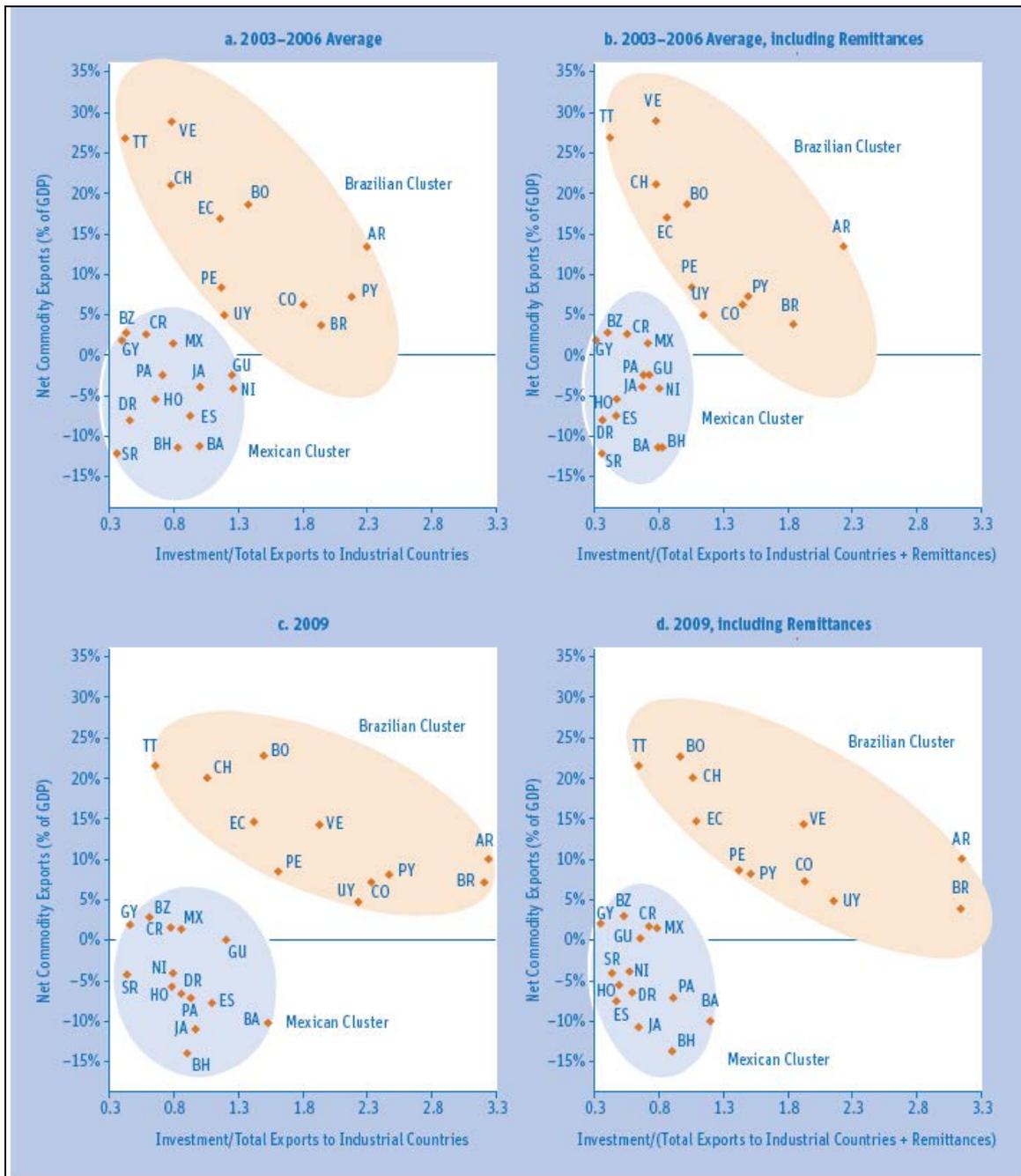
Sin embargo en consonancia con los análisis efectuados previamente, existen dudas respecto sobre la sostenibilidad de la recuperación de las economías emergentes en un contexto de actividad económica limitada en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). En tal sentido se estima que si no se produjera una nueva recesión en las economías industrializadas, el conjunto de los países emergentes podría crecer en promedio al 6% a.a. durante al menos los próximos cuatro años lo que aseguraría una tasa del crecimiento mundial cercana al 3% a.a. De este modo mientras que hay fuertes inquietudes sobre el futuro del crecimiento económico mundial –y en particular sobre el crecimiento de China- el de este último

país es el que más preocupa a América del Sur, mientras que el ritmo de crecimiento de los Estados Unidos es la mayor preocupación para México y Centroamérica (CEPAL, 2011).

En un análisis similar el Banco Interamericano de Desarrollo plantea que la propia Región se ha visto arrastrada por dos corrientes distintas, distinguiendo los “Clusters Brasil y México” con base a los siguientes indicadores:

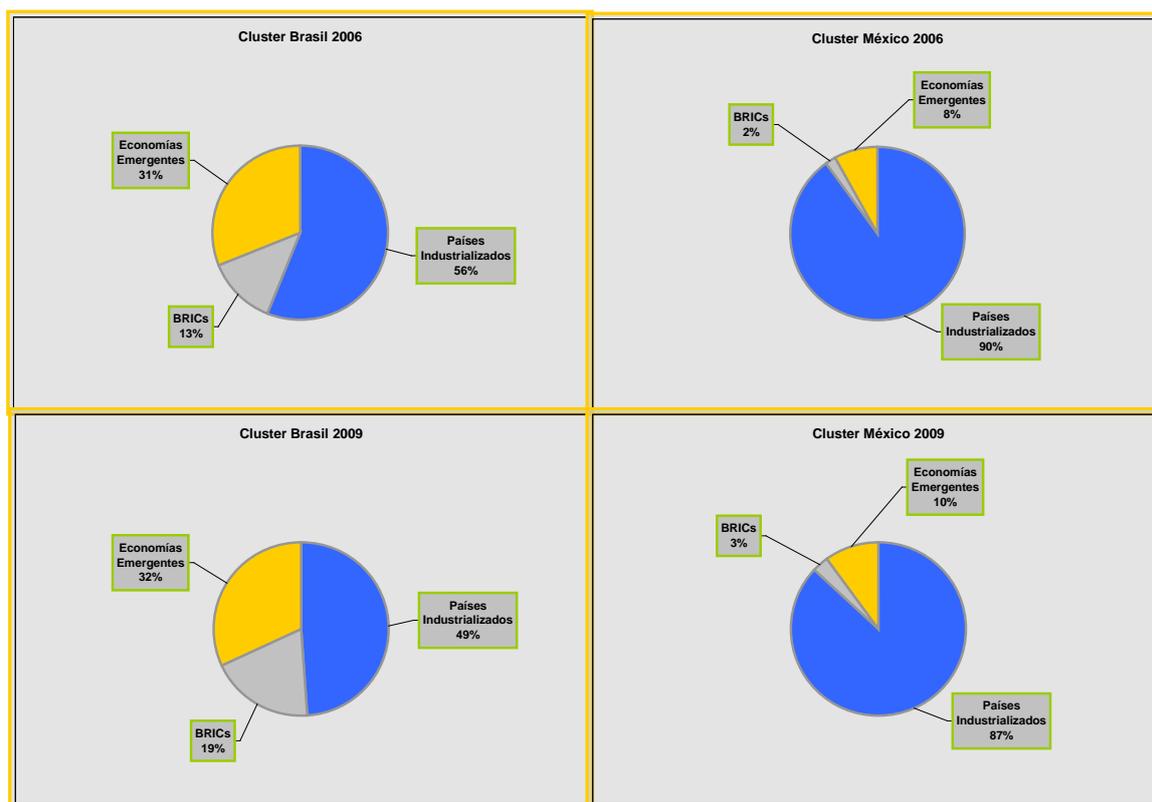
- El cociente entra la Inversión y la exportación a los países industrializados.
- El cociente entra la Inversión y la exportación a los países industrializados incluyendo remesas.
- Comparando el comportamiento medio de estos indicadores en 2003-2006 respecto al registrado en 2009 (Gráfico 3.2).

Gráfico 3.2. Análisis del comportamiento de los “Clusters Brasil y México” 2003-2006 respecto a 2009



Fuente: Izquierdo, A. y Talvi, E., *One region, two speeds? Challenges of the New Global Order for Latin America and the Caribbean*, Inter-American Development Bank, March, 2011.

Gráfico 3.3. Destino de las exportaciones 2006 y 2009 en los “clusters Brasil y México”



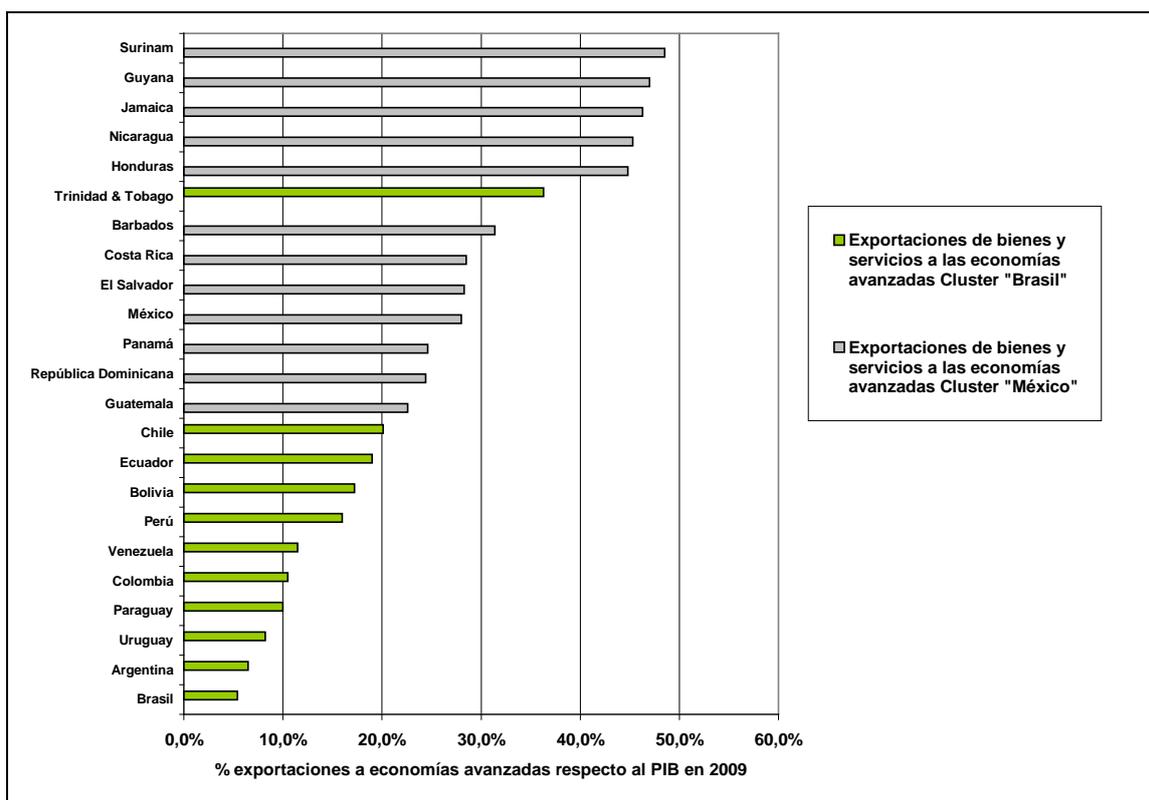
Fuente: elaboración propia con datos tomados de Izquierdo, A. y Talvi, E., *One region, two speeds? Challenges of the New Global Order for Latin America and the Caribbean*, Inter-American Development Bank, March, 2011.

Como se observa en el Gráfico 3.3, en consonancia con dicha “clusterización” y con el propio análisis de la CEPAL, la dependencia de cada gran bloque respecto del comportamiento de las economías emergentes, los agrupados en BRICs y los países industrializados, ha sido distinta ya en el pleno auge de 2006 y se profundizó con la crisis de 2009.

A pesar de que en conjunto estos agrupamientos presentan una distinta exposición al desempeño relativo de cada grupo de países demandantes de exportaciones, la heterogeneidad dentro de ellos es muy grande.

En el Gráfico 3.4 se muestra la estimación que realizó el BID acerca de la exposición de cada economía latinoamericana con respecto a la demanda de los países industrializados. El indicador muestra el valor del cociente entre las exportaciones a los países industrializados y el PIB de cada país.

Gráfico 3.4. Exposición de cada país respecto del comportamiento de la demanda externa proveniente de los países industrializados: datos año 2009



Fuente: elaboración propia con datos tomados de Izquierdo, A. y Talvi, E., *One region, two speeds? Challenges of the New Global Order for Latin America and the Caribbean*, Inter-American Development Bank, March, 2011.

Este indicador ciertamente mostraría el grado de autonomía de cada país respecto al desenvolvimiento de los países desarrollados.

Persiste no obstante la incógnita acerca de la capacidad del conjunto de las economías emergentes de continuar creciendo a tasas elevadas frente a una grave recesión prolongada en los países industrializados, lo que dependerá de las políticas internas de cada país y de las posibilidades de desarrollar sus mercados internos y fortalecer el comercio intraregional.

Al respecto la CEPAL señala el tipo de dificultades que enfrenta el conjunto de las economías emergentes.

Por una parte existen excesivas asincronías en la normalización monetaria. En tanto algunos países comenzaron a desactivar gradualmente los paquetes de estímulos, las tasas de interés se han elevado acentuando la diferencial con las de las economías industrializadas. Ello junto al distinto desempeño económico de las economías emergentes y las desarrolladas ha creado una situación delicada por cuanto ha incentivado corrientes de capital desestabilizadoras hacia las economías emergentes lo que contribuye a la formación de burbujas especulativas, sobrecalentamiento de esas economías y apreciaciones cambiarias que abaratan las importaciones y obstaculizan la diversificación de exportaciones.

La crisis fiscal en los países desarrollados podría así complicar el desempeño de las economías emergentes, impactando fuertemente a la región.

De este modo pese a la creciente importancia de las economías emergentes en la economía global, aún no están en condiciones de sustituir plenamente el peso relativo de los Estados Unidos, Europa y Japón.

No obstante- señala la CEPAL- a pesar del conjunto de incertidumbres- los polos de crecimiento económico, financiero y comercial se desplazarían en forma segura y acelerada hacia los países asiáticos y otras economías emergentes lo que acentúa tanto la importancia del comercio Sur-Sur, como de las iniciativas para fortalecerlo.

Sin embargo en el plano de la inversión extranjera directa (IED) los flujos Sur-Sur son aún pequeños, a pesar de que las relaciones entre Asia y América Latina han sido dinámicas y la propia transnacionalización dentro de América latina han representado el 10% del total de los ingresos de capital (CEPAL, 2011).

Desde el punto de vista de algunos analistas del FMI la recuperación mundial a ritmo desigual está dando lugar a cuatro factores básicos de tensión y riesgo en el corto plazo:

- El primero es el alza de precios de las materias primas que no sería grave para el caso de los alimentos pero sí para el caso del petróleo.
- El segundo factor es la afluencia de capitales hacia los mercados emergentes, que según considera el analista no es demasiado grave aunque. estos flujos plantean decisiones difíciles de política económica, que van desde el grado de apreciación de la moneda que deberían permitir los países, hasta las funciones que deberían desempeñar la política macroeconómica, las herramientas macroprudenciales y los controles de capital, respectivamente.
- El tercer factor son los riesgos en la “periferia” de Europa. En algunos de estos países, el ajuste macroeconómico y fiscal probablemente será largo y penoso. Por este motivo, a los mercados les preocupa la posibilidad de que el proceso se descarrille, lo cual provocaría inquietudes con respecto a la deuda soberana y, a su vez, con respecto a los bancos. Otra preocupación es la posibilidad de que los problemas se propaguen en el sentido contrario, de los bancos a las entidades soberanas.
- El cuarto factor son los riesgos relacionados con los persistentes desequilibrios mundiales. ¿Qué sucederá si no se produce un reequilibramiento? Salvo que mejore la exportación neta, el crecimiento probablemente seguirá siendo débil en Estados Unidos, y eso complicará el retiro del estímulo fiscal. Pero si no se retrae este estímulo, los problemas fiscales a largo plazo se agravarán. De cualquier modo, a la larga surgirán problemas que no solo afectarán a Estados Unidos sino que repercutirán en el resto del mundo.

Las recetas para evitar estos factores de riesgo apuntan a la revaluación de la moneda china, la aceptación de la necesidad de ajustes lentos en Europa para evitar situaciones extremas y de pánico, las medidas para evitar un sobrecalentamiento de las economías emergentes y la reducción del desequilibrio externo e interno en los

Estados Unidos, para lo cual señala el autor, no existen planes creíbles de ajuste fiscal⁶.

⁶ Cf. FMI, <http://blog-dialogoafondo.org>, Blanchard, O. *Continúa la recuperación mundial a dos velocidades*, julio 2011.

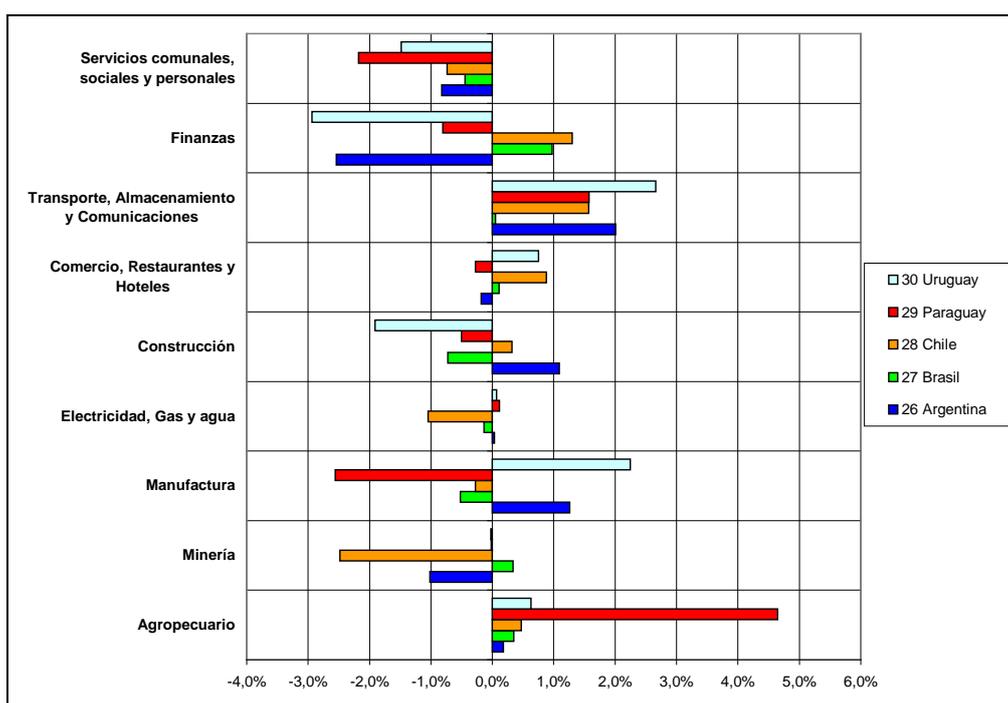
4. EL CAMBIO EN LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

El proceso de reconfiguración de la economía mundial ha implicado también cambios en la composición del valor agregado por grandes sectores de origen. Cambios no sólo importantes en cada región, sino muy disímiles cuando se analiza el lapso 2000-2007 y el de la década completa considerando los años extremos 2000-2010 que permiten capturar el impacto de la crisis financiera.

4.1. Países del área del Sur

Mientras que la reprimarización de las economías de los países del área del sur dentro de Sudamérica, especialmente en el sector agropecuario, ha sido notoria entre 2000 y 2007, sólo Argentina y Uruguay han presentado avances significativos en la participación del sector industrial. El extraordinario crecimiento de los sectores primarios vinculados a la exportación han impactado a su vez sobre el crecimiento del sector transporte y comunicaciones

Gráfico 4.1.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007

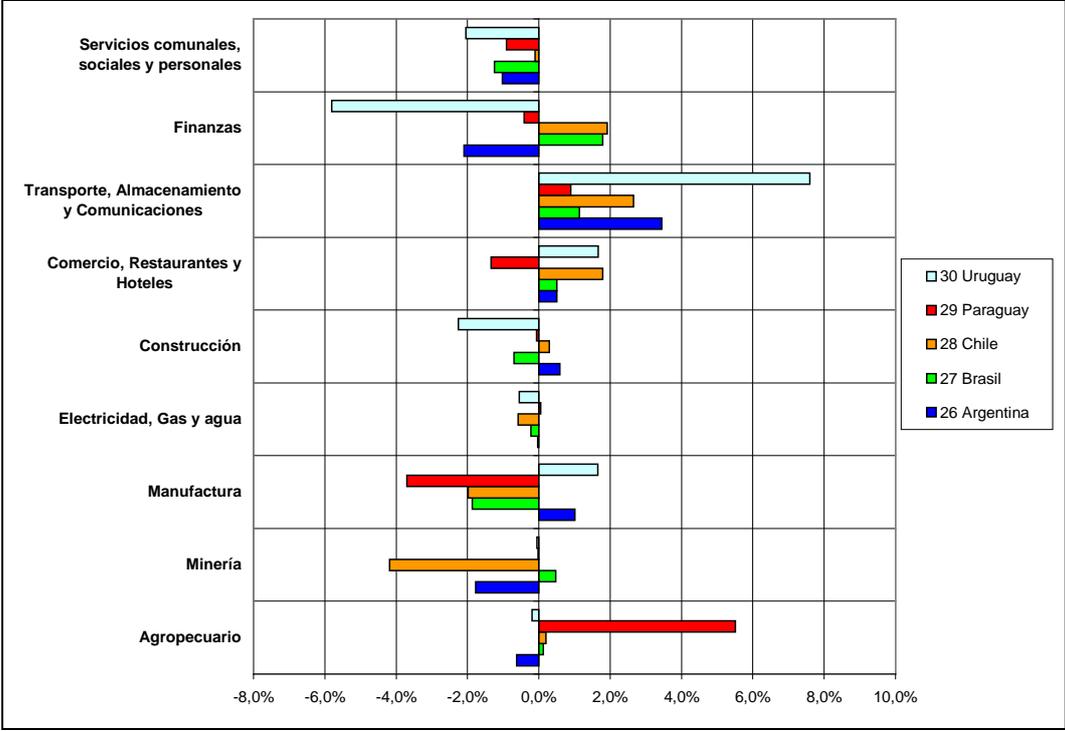


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

El registro de estas variaciones entre los años 2000 y 2010 tiene la virtud de mostrar el resultado neto tras la crisis de 2009 y la recuperación de 2010. Como se puede ver, el conjunto de las actividades productivas retroceden en participación, aunque en distinto grado, mientras que las actividades de transporte y comunicaciones

presentaron junto con las finanzas en Chile y Brasil los sectores de mayor avance relativo.

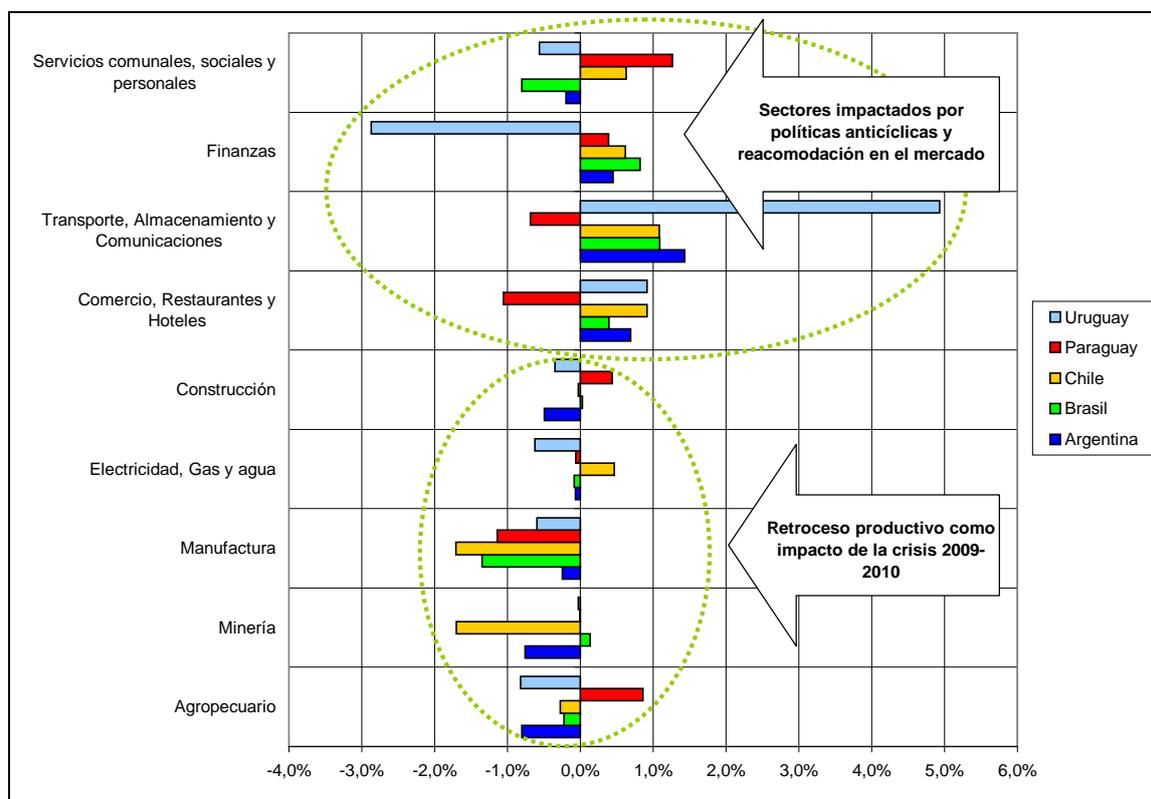
Gráfico 4.1.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Una manera más nítida de obtener el registro del impacto de la crisis sobre la reconfiguración productiva de 2000 a 2007 se obtiene por diferencia entre ambas estructuras de participaciones (Gráfico 4.1.3)

Gráfico 4.1.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007

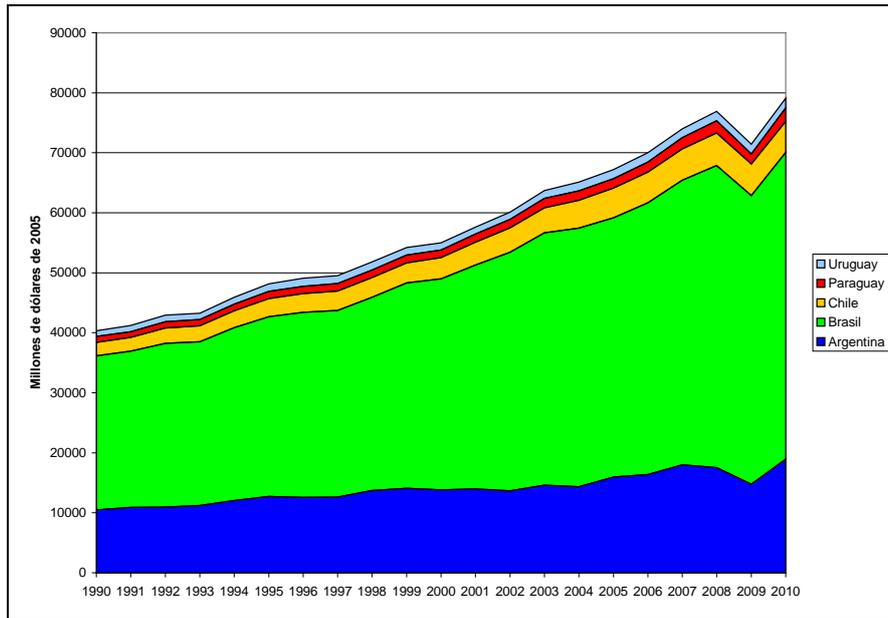


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Allí se puede ver que la crisis impactó sobre las estructuras de los sectores productivos fuesen primarios o manufactureros haciendo retroceder el avance que habían presentado las economías del área del sur hasta 2007, aún cuando no en términos demasiado significativos. En el caso de Brasil el avance relativo de su sector minero-energético se registra de un modo diferente al de los restantes países, mientras que en el Paraguay aparece un avance en la participación del sector agropecuario.

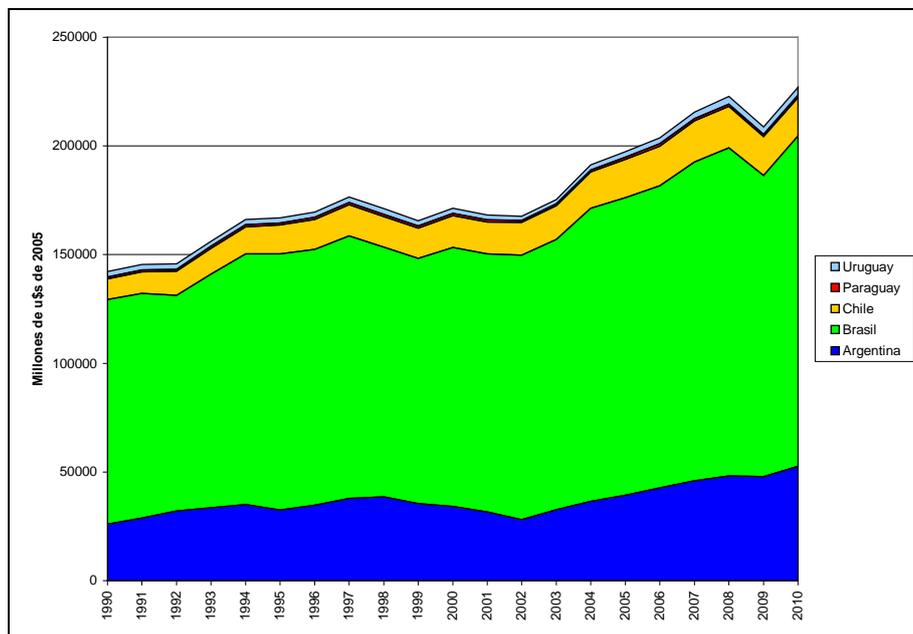
Estas figuras ocultan, no obstante, las diferencias en el valor absoluto de la importancia de cada país en los sectores. Por caso el siguiente gráfico muestra el avance de los sectores agropecuario e industrial de los países del sur liderados por Brasil y, en segundo lugar por la Argentina.

Gráfico 4.1.4. Evolución del Valor Agregado Agropecuario. En millones de dólares constantes de 2005



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Gráfico 4.1.5. Evolución del Valor Agregado Industrial. En millones de dólares constantes de 2005



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Al respecto cabe mencionar dos hechos no menores que pueden ser extraídos de estas cifras. En el caso de Brasil, el sector agropecuario se expandió a una tasa ligeramente superior a la de Argentina desde 2000 a 2010, beneficiándose en mayor medida del efecto precios-cantidades en el mercado internacional y el propio mercado interno.

En el caso del sector industrial, la Argentina creció a una tasa de más del 4.4% interanual entre 2000 y 2010, mientras que Brasil, lo hizo al 2.5% a.a.

Sin embargo aún así la relación entre el valor agregado industrial y el agropecuario era en 2010 casi 3 veces para Brasil y de 2.7 para Argentina.

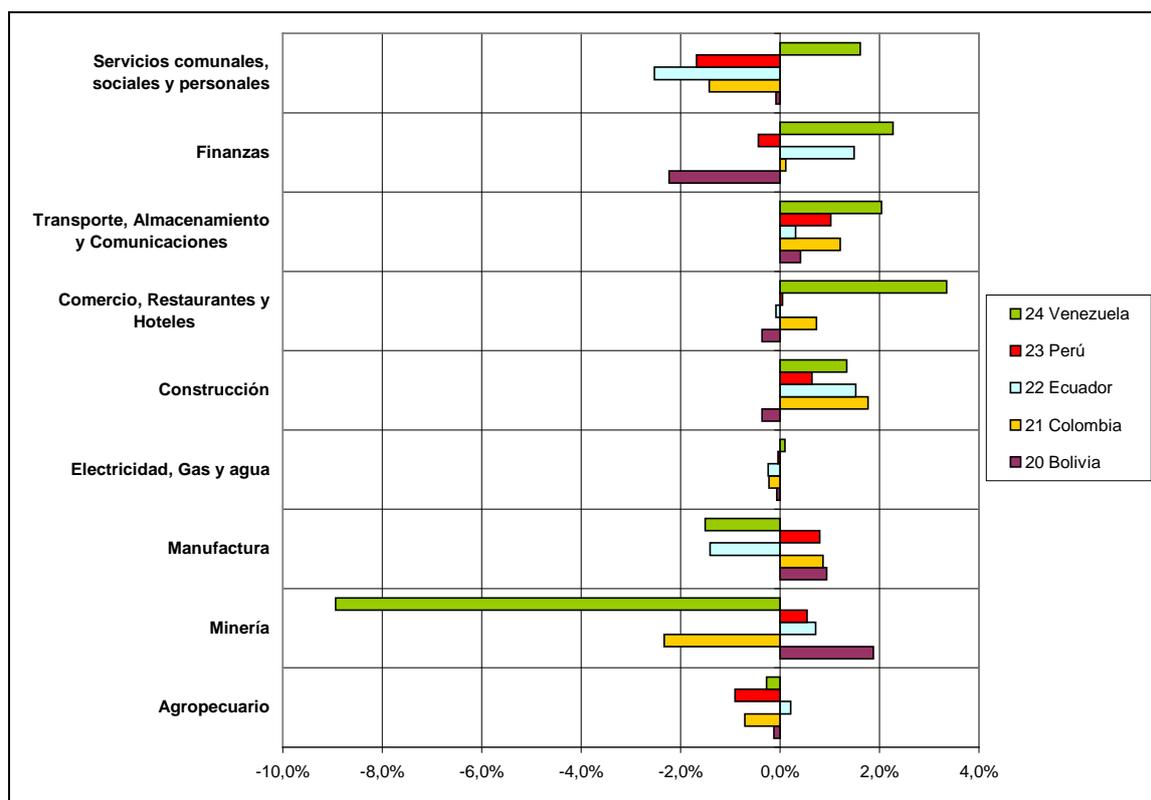
Por otra parte los diferentes niveles en la evolución de la tasa de cambio real y los precios de la energía han facilitado una recuperación de la industria en Argentina con una aparente menor exposición a la crisis mundial debido a la baja importancia de las exportaciones industriales argentinas en las exportaciones totales, caso diferente al de Brasil.

4.2. Países del área Andina

En el caso de los países del área Andina, el período 2000-2007 estuvo marcado por comportamientos diferenciados entre los países aunque todos experimentaron el impacto de la bonanza derivada del escenario de precios internacionales.

Sin embargo, no en todos los casos ello significó un incremento en la participación del sector minero-energético en el valor agregado total.

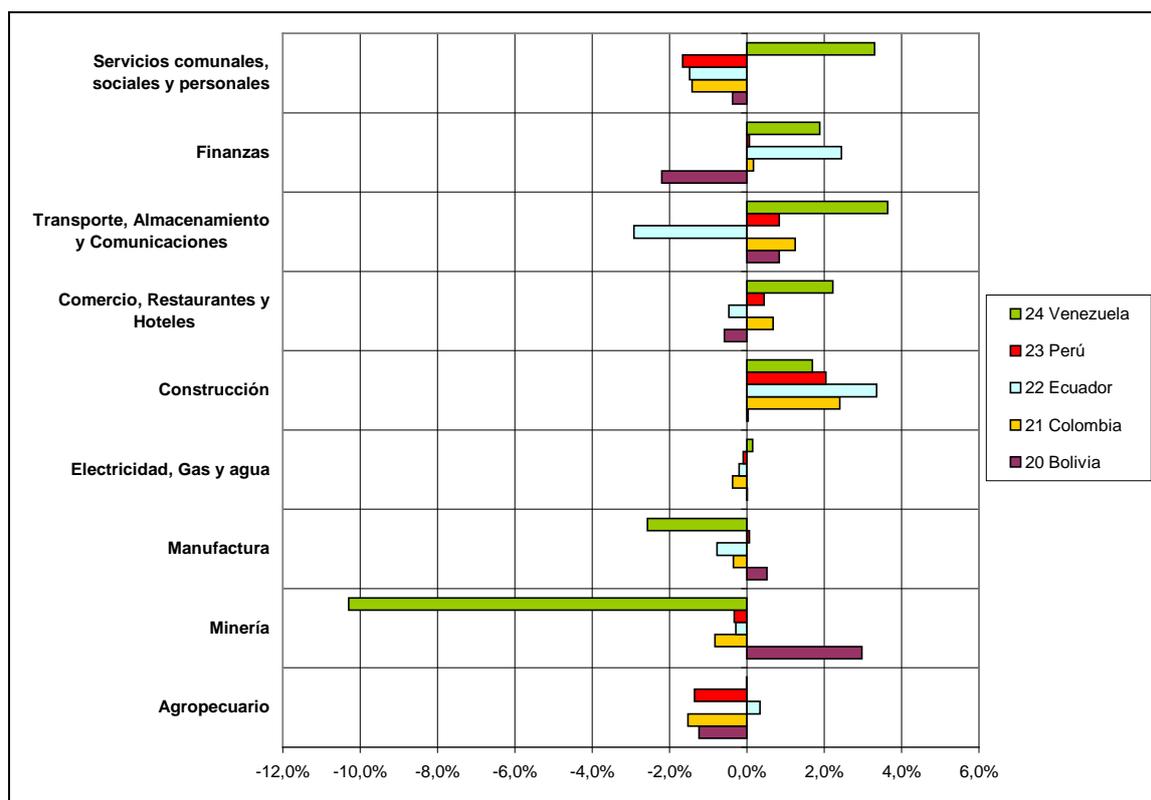
Gráfico 4.2.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Bolivia, Perú y Ecuador incrementaron la participación del producto minero en términos reales, al tiempo que Bolivia, Perú y Ecuador lograron algún avance en el incremento relativo de la participación de las industrias. Con la excepción de Bolivia en todos los casos el sector de la construcción también experimentó algún avance importante. En el caso de Venezuela, por el contrario, el peso relativo de la industria minera energética (hidrocarburos) retrocedió de un modo considerable impactando con fuerza en la expansión del conjunto de los sectores de servicios.

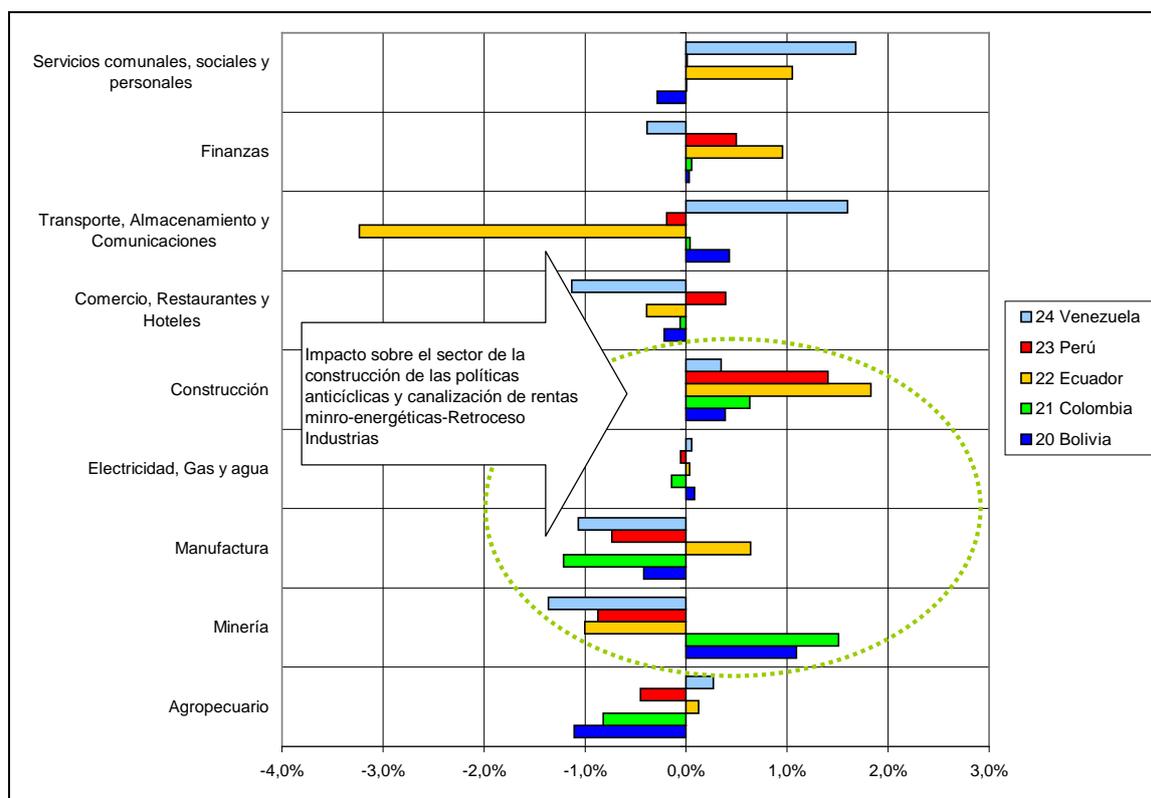
Gráfico 4.2.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Cuando se considera el impacto sobre el período 2000-2010, que incluye el efecto sobre la estructura productiva que tuvo la crisis financiera mundial y la relativa caída de los precios de las commodities, se observa con claridad que salvo Bolivia todos los países registraron un retroceso en la participación del sector minero-energético y en la mayor parte de ellos se incrementó la participación del sector de la construcción.

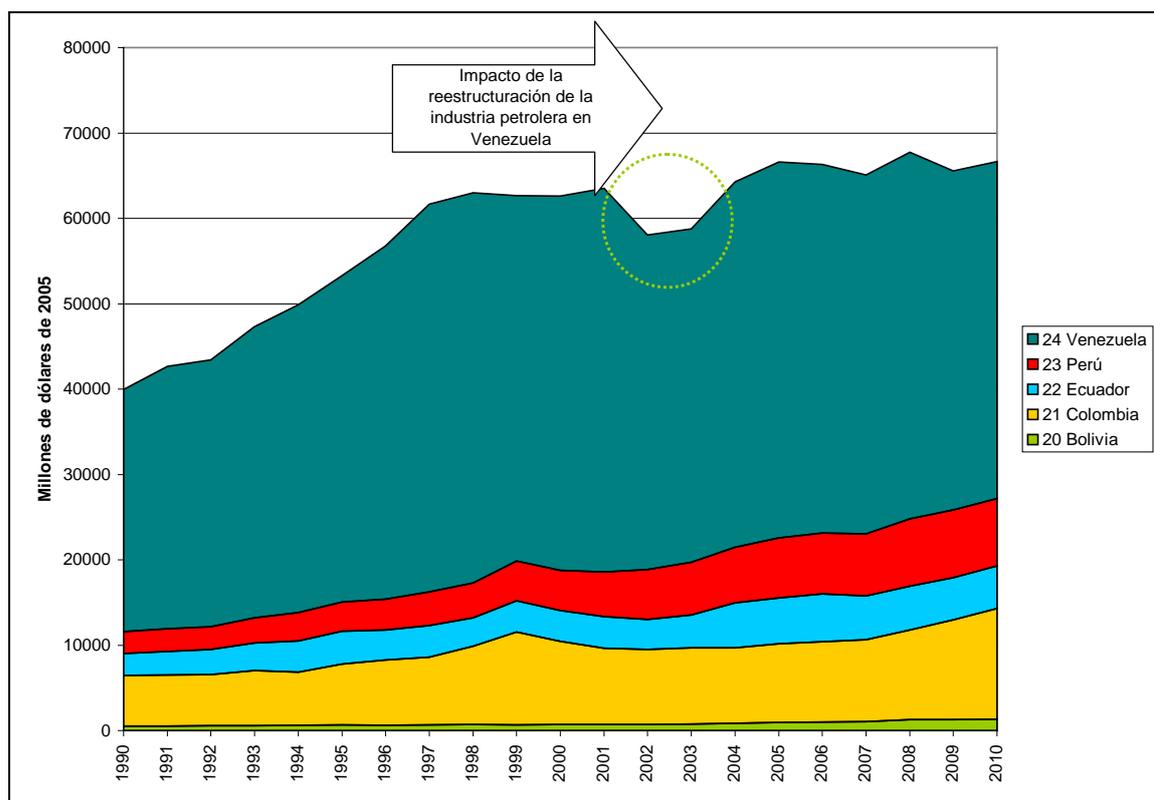
Gráfico 4.2.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

En los casos de Venezuela y Ecuador también fue significativo el incremento en el sector de servicios comunales, es decir del gobierno. Con la excepción de Ecuador el sector manufacturero también retrocedió respecto a las pautas registradas entre 2000 y 2007, proceso que en Venezuela ya se había registrado en ese mismo período de un modo severo.

Gráfico 4.2.4. Evolución del Valor Agregado Minero-Energético. En millones de dólares constantes de 2005



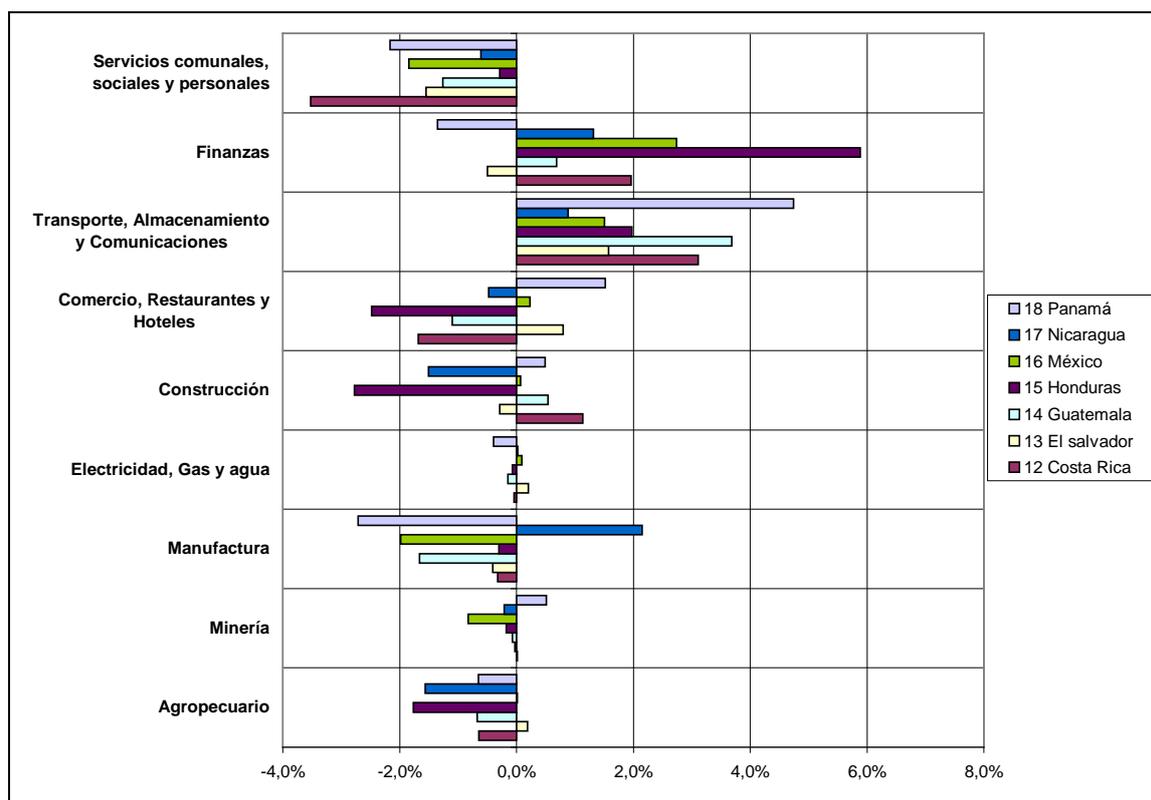
Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Las razones de la variación en la importancia y comportamiento del sector minero-energético en la región Andina, se vincula a sucesos muy diversos. En el caso de Venezuela, la reestructuración de la industria petrolera tuvo un importante impacto a comienzos de la década pasada. En el Caso de Colombia, el comportamiento es atribuible a la progresiva disminución de sus saldos exportables de petróleo luego del pico alcanzado hacia 1999. La posterior recuperación se vincula también a las reformas del sector -en especial tras 2004-2005- y por el incremento en la producción tanto de carbón como de una mayor cantidad de crudo y gas. En el caso de Perú el incremento de la actividad minero-extractiva, como el desarrollo del gas explican el incremento, mientras que en los casos de Ecuador y Bolivia también las variaciones parecen estar vinculadas a las reformas institucionales que, en ambos casos, implicaron nuevas reglas de juego y mayor actividad en el nuevo contexto internacional.

4.3. Países de Mesoamérica

El conjunto de esta subregión sufrió un importante retroceso en la participación de los sectores productivos ya en el período 2000-2007.

Gráfico 4.3.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007

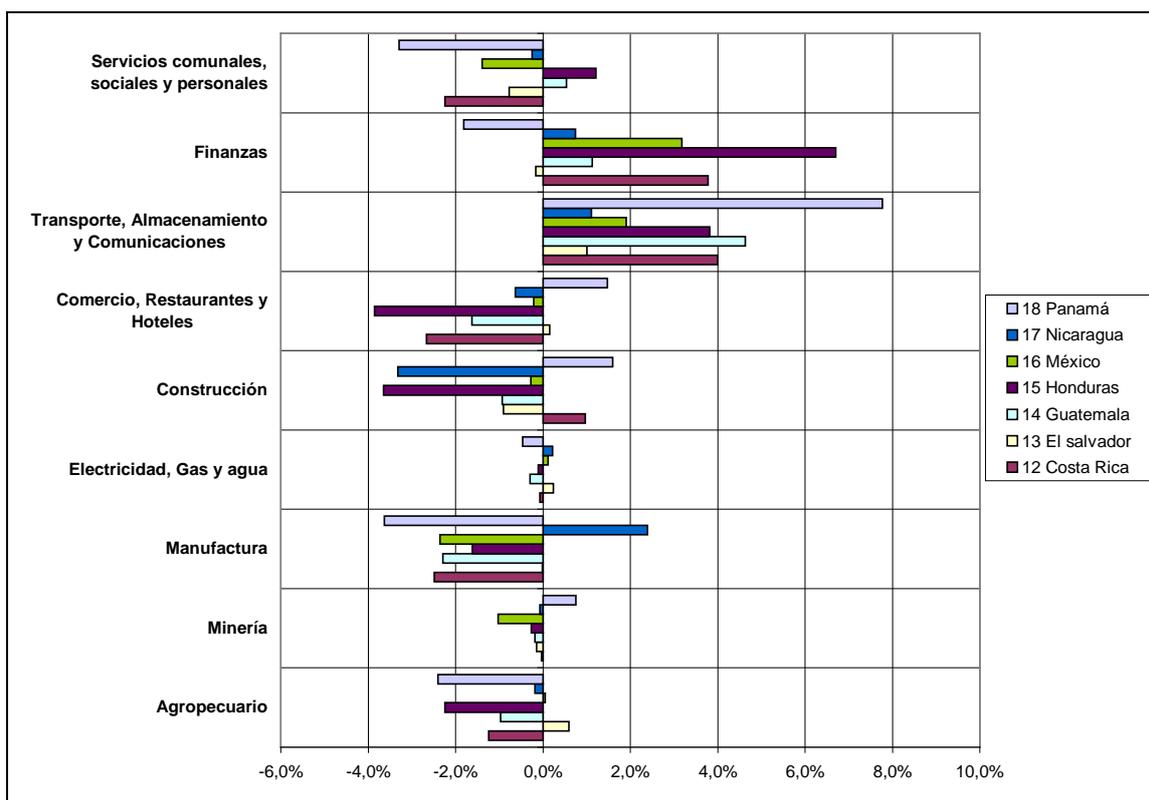


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Con la excepción de Nicaragua, la industria perdió participación en la generación del valor agregado total, siendo este proceso importante en México, Guatemala y Panamá. Del mismo modo para la mayor parte de los países de Mesoamérica, el sector primario retrocedió en la participación de la generación de valor y también sufrieron una clara disminución en dicha participación de los servicios gubernamentales.

Al mismo tiempo el conjunto de estos países experimentó un importante incremento en la participación de los sectores de transporte almacenamiento y comunicaciones y también, en los servicios financieros e inmobiliarios.

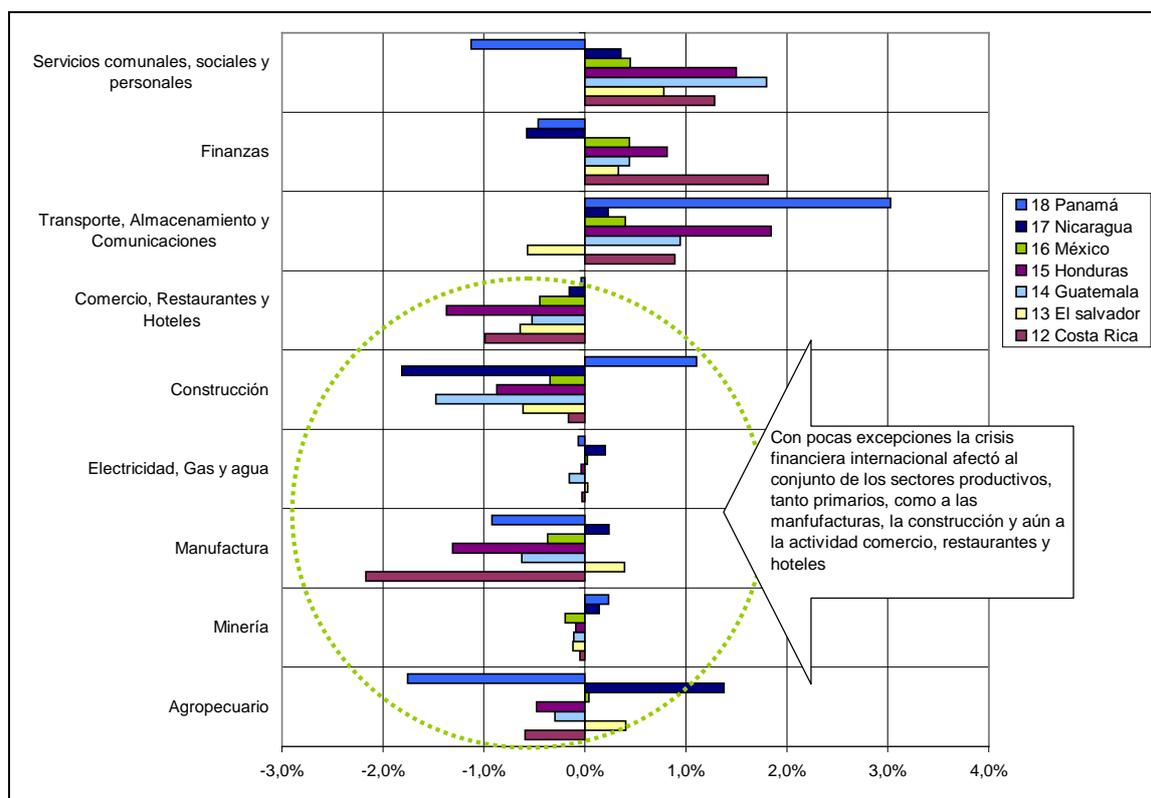
Gráfico 4.3.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Cuando se analiza el comportamiento de cada sector en la generación de valor agregado entre 2000 y 2010, las pautas no aparecen demasiado alejadas de las registradas entre 2000 y 2007, aunque al estudiar las diferencias se vislumbra una acentuación de las mismas centradas en un retroceso generalizado en la participación de los sectores productivos y el comercio.

Gráfico 4.3.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007

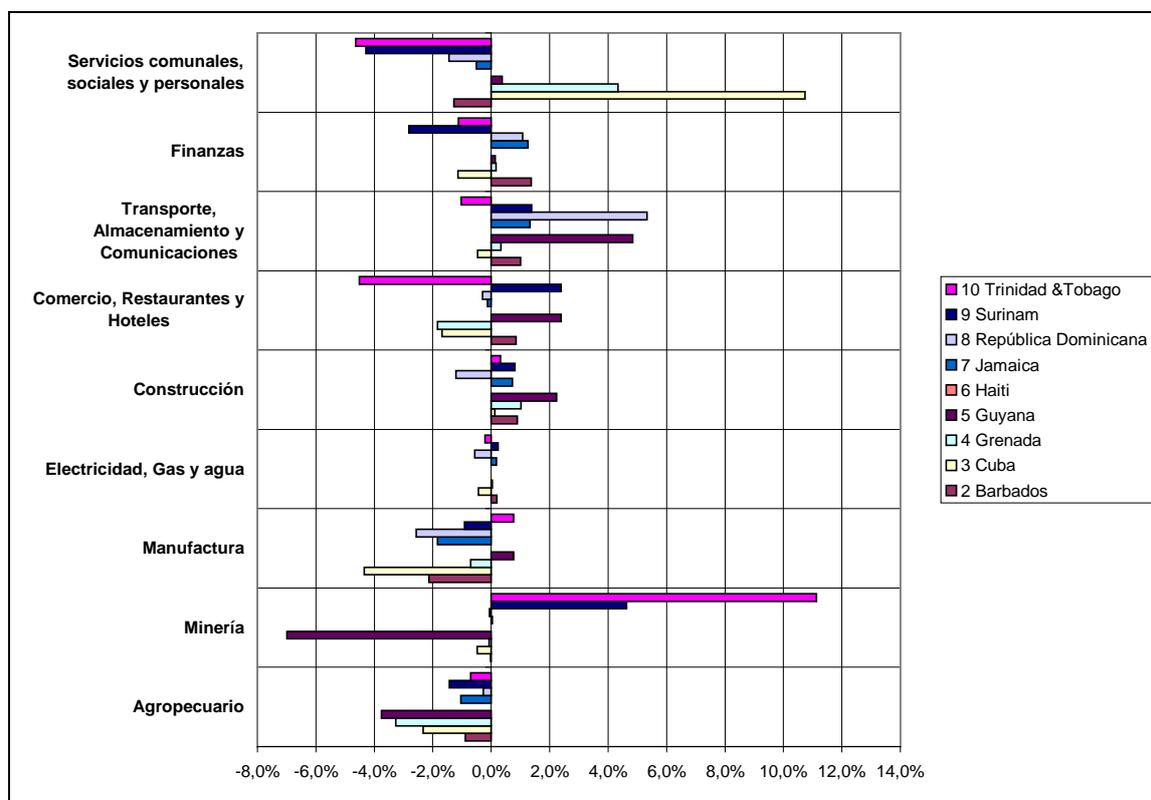


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Con la excepción de Nicaragua en manufacturas y minería, México en agricultura y Panamá en la construcción y minería, el retroceso en la participación de los sectores agropecuario, minero, manufacturero, de la construcción y el comercio se profundiza entre 2007 y 2010, observándose que las políticas anticíclicas expanden básicamente el sector de servicios gubernamentales y en las finanzas, en este último caso con un leve retroceso en los casos de Nicaragua y Panamá.

4.4. Países del Caribe

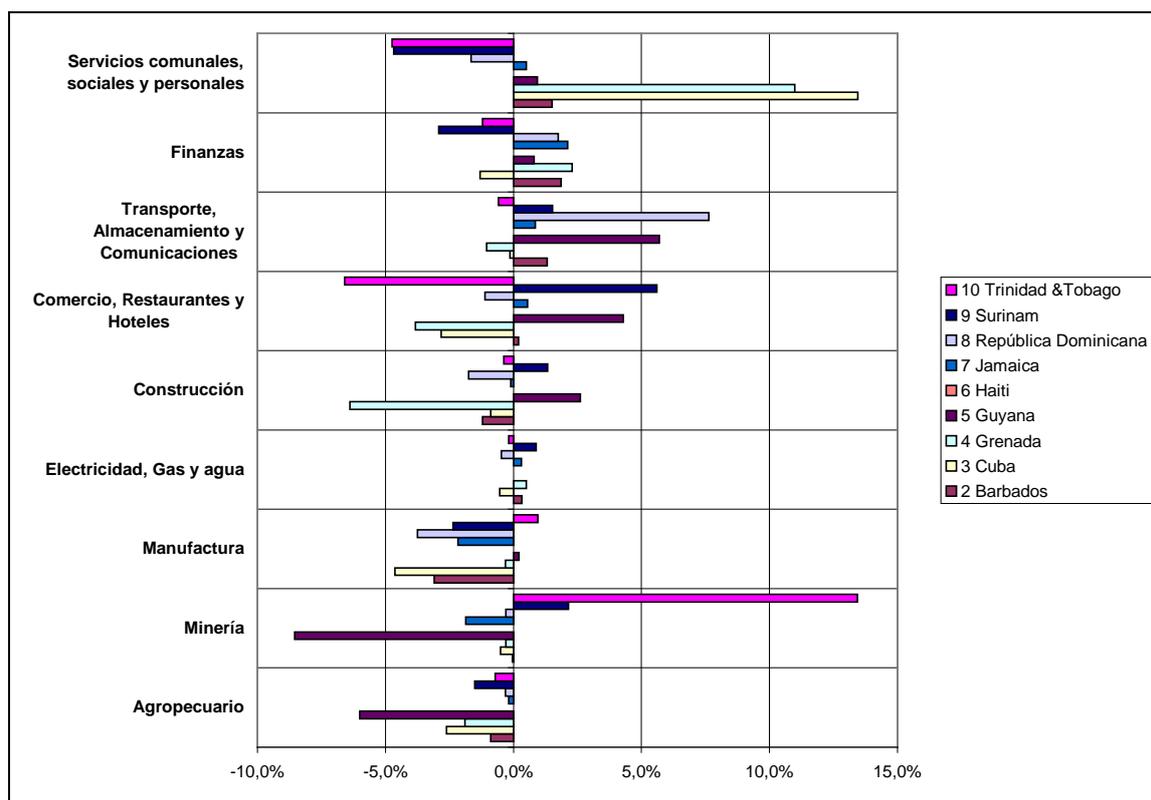
Gráfico 4.4.1. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2007



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Durante la reconfiguración del orden económico mundial ocurrida entre 2000 y 2007 el conjunto de los países del Caribe disminuyó la participación de su sector primario y-en casi todos-también del de sus industrias manufactureras. Del mismo modo con la excepción de Surinam, Guyana y Barbados, la participación del sector de comercio, restaurantes y hoteles fue importante. El incremento en la participación minera se ha registrado, en cambio, con mucha fuerza en Trinidad & Tobago y Surinam. La expansión del sector servicios gubernamentales se registró sólo en Cuba y Grenada, mientras que con la excepción de República Dominicana casi en todos los países creció la importancia de la construcción y el sector transporte y comunicaciones.

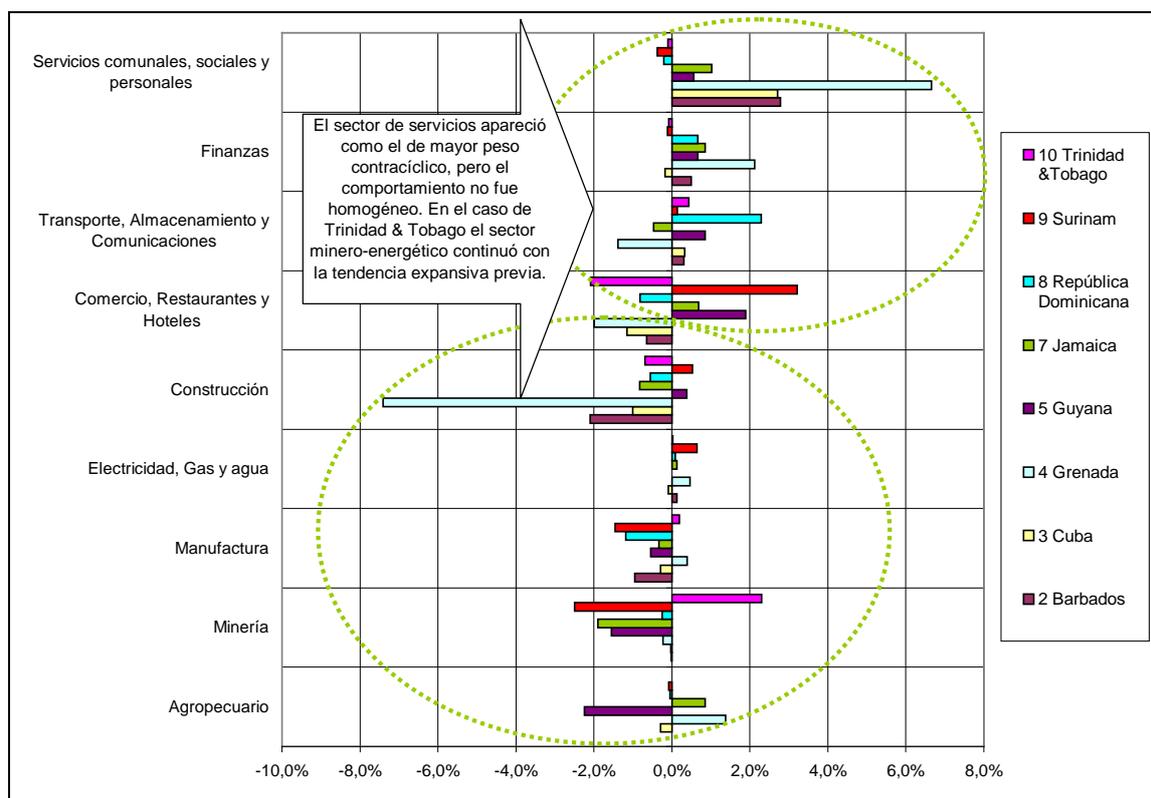
Gráfico 4.4.2. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

El impacto de la crisis mundial, registrado tanto en las cifras de 2000 a 2010, como en las diferencias registradas en la variación de la participación entre 2000 y 2007 respecto a las de 2000-2010 muestran que se produjo un fuerte retroceso en la participación de la actividad construcción, en la minería y en la agricultura, con las excepciones de, Jamaica y Grenada en el sector agropecuario; Trinidad & Tobago en Minería e industria; de Grenada en esta última actividad y de Guyana y Surinam en construcción. Guyana, Surinam y Jamaica registraron, durante la crisis, avances en la participación del sector comercio, restaurantes y hoteles. El conjunto de la región concentró las políticas anticíclicas en la actividad pública, con la excepción, aunque muy leve, de Trinidad & Tobago, Surinam y República Dominicana.

Gráfico 4.4.3. Variación de la estructura productiva de cada país calculada sobre la participación de cada gran sector en el total del Valor Agregado: diferencias entre 2000-2010 respecto a 2000-2007



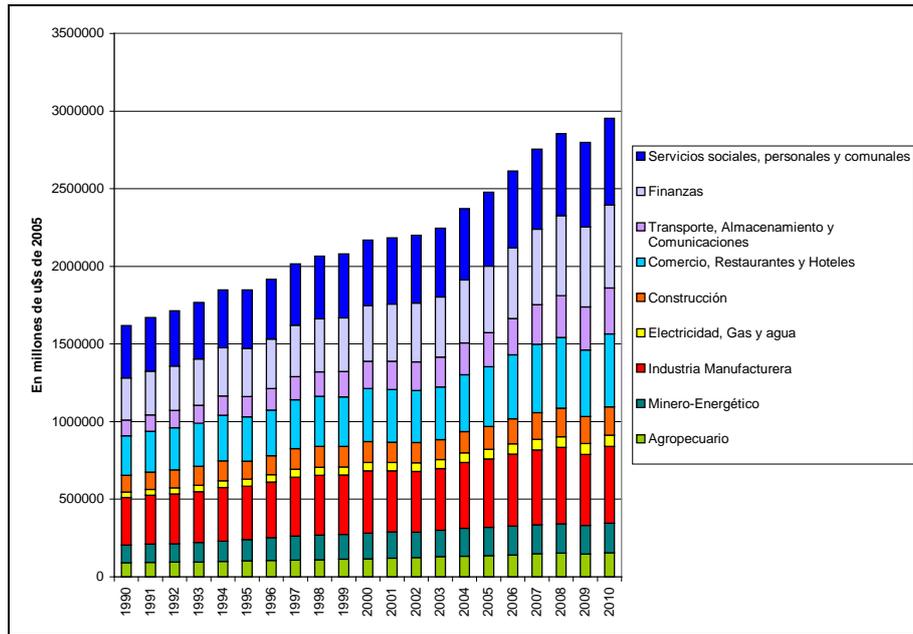
Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

4.5. El impacto y comportamiento de la región y subregiones según sectores de actividad y períodos de análisis

4.5.1. América Latina y el Caribe

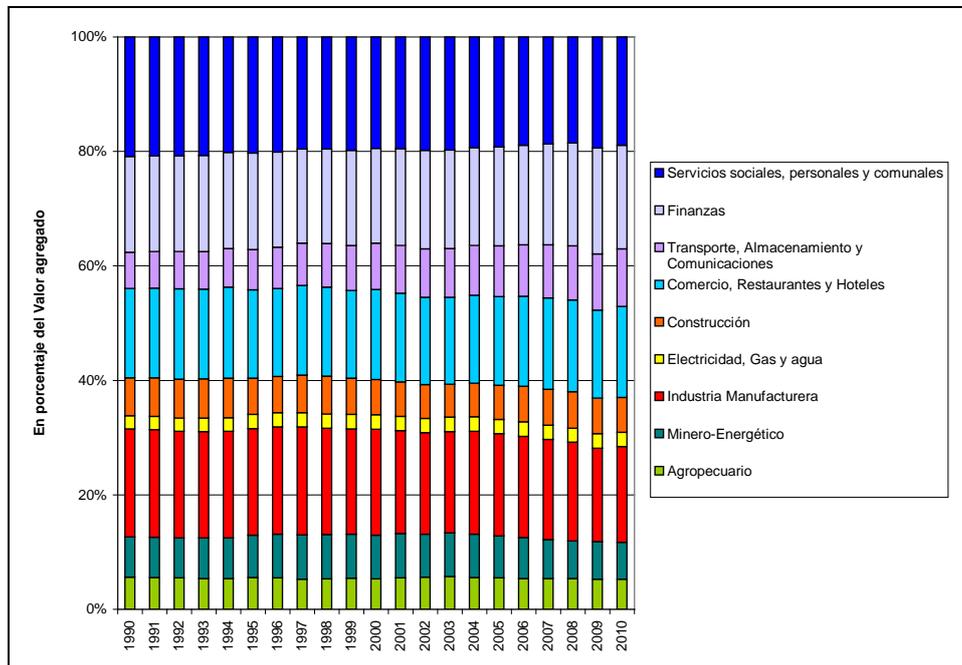
El comportamiento conjunto de la región en el contexto de la reconfiguración espacial de la producción merece ser analizado en tanto no sólo refleja importantes cambios en el dinamismo de los distintos sectores económicos, sino también la forma en que actuaron los distintos efectos multiplicadores sobre los sectores predominantemente internos.

Gráfico 4.5.1.1. Evolución del valor agregado por grandes sectores de actividad. (En moneda constante de 2005)



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Gráfico 4.5.1.2. Evolución del valor agregado por grandes sectores de actividad. (En porcentajes)

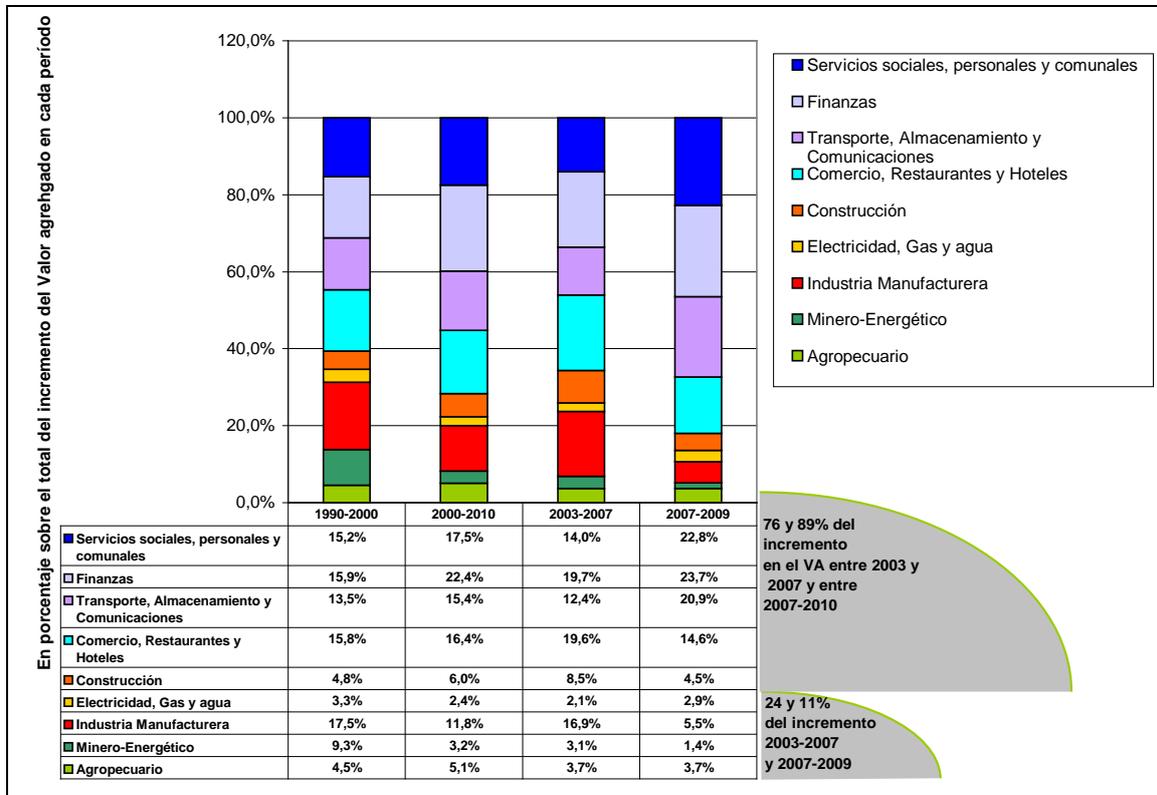


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Si se observan las figuras precedentes (Gráficos 4.5.1.1 y 4.5.1.2), se tiene, por una parte, el reflejo del dinamismo durante la década anterior que a pesar de la crisis permitió un crecimiento ligeramente superior al del período 1990-2000.

Sin embargo lo que más llama la atención es la distinta contribución de cada gran sector de actividad en los distintos subperíodos (Gráfico 4.5.1.3).

Gráfico 4.5.1.3. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional



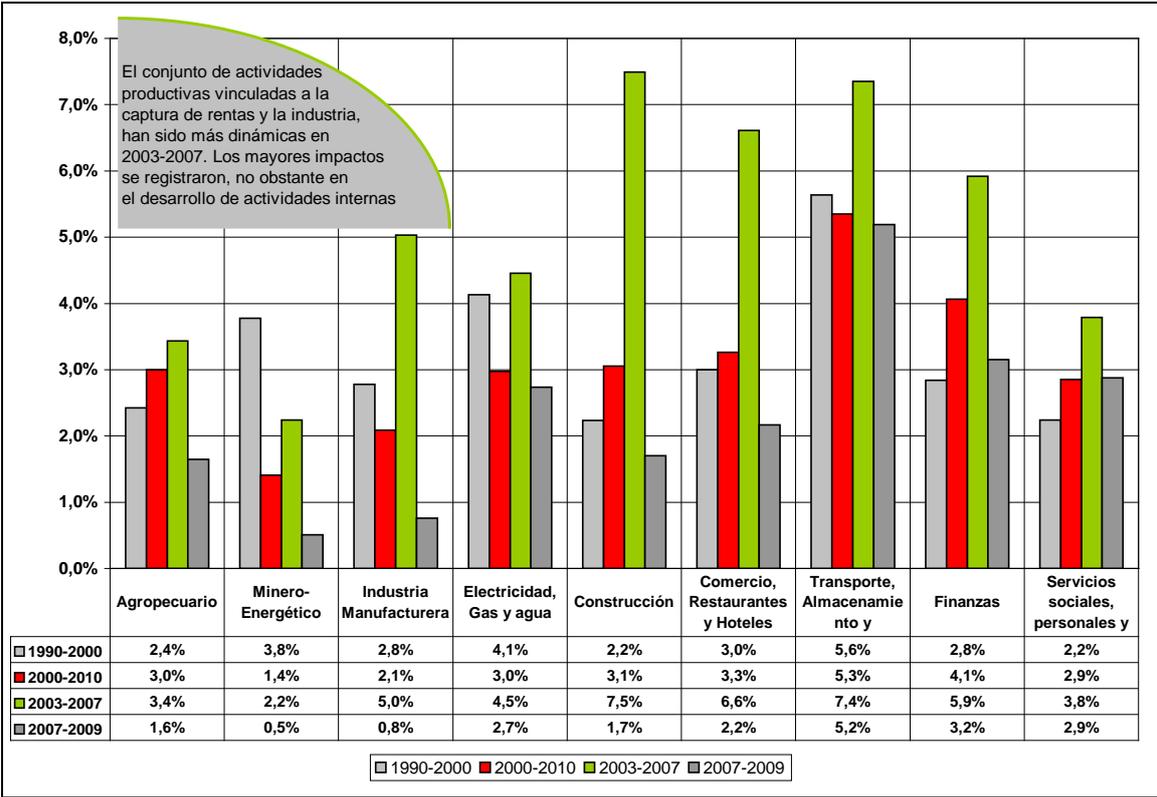
Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Como es posible inferir del anterior análisis, la contribución del sector minero-energético y el industrial al incremento en el total del valor agregado regional ha sido menor al del registrado durante 1990-2000 y sólo el sector agropecuario ha contribuido ligeramente por encima del de este último período entre 2000 y 2010. La pauta no cambia significativamente cuando se toma el comportamiento entre 2003 y 2007, aunque en este caso tanto la contribución del sector industrial como el agropecuario ha sido sólo ligeramente inferior a la de 1990-2010. La disminución de la participación minero-energética se explica por una gran cantidad de factores: disminución en el dinamismo de la producción de petróleo y gas en relación al crecimiento global entre 1990 y 2000, respecto a 2000-2010, impacto de los cambios institucionales y los mayores precios que implican diferencias entre el valor de la actividad en términos corrientes y constantes y las distintas políticas aplicadas a la producción en función de los precios.

Por su parte el sector manufacturero resulta del ya mencionado disímil comportamiento entre los “Cluster México” y el de “Brasil” (BID, 2011), tanto durante 2003-2007, como durante 2003-2007 y en ambos casos respecto a la década 1990-2000.

Pero el hecho más significativo se deriva del elevado impacto que ha tenido la nueva configuración del escenario internacional en términos de precios de las *commodities* lo que a través de distintos mecanismos de captura de la renta, del impacto de las condiciones financieras de la región derivadas del superávit comercial y de los flujos de IED han permitido una expansión sin precedentes de los restantes sectores de actividad aunque con diferencias según subregiones.

Gráfico 4.5.1.4. Tasas de crecimiento del valor agregado de cada gran sector de actividad: períodos 1990-2000; 2000-2010; 2003-2007 y 2007-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

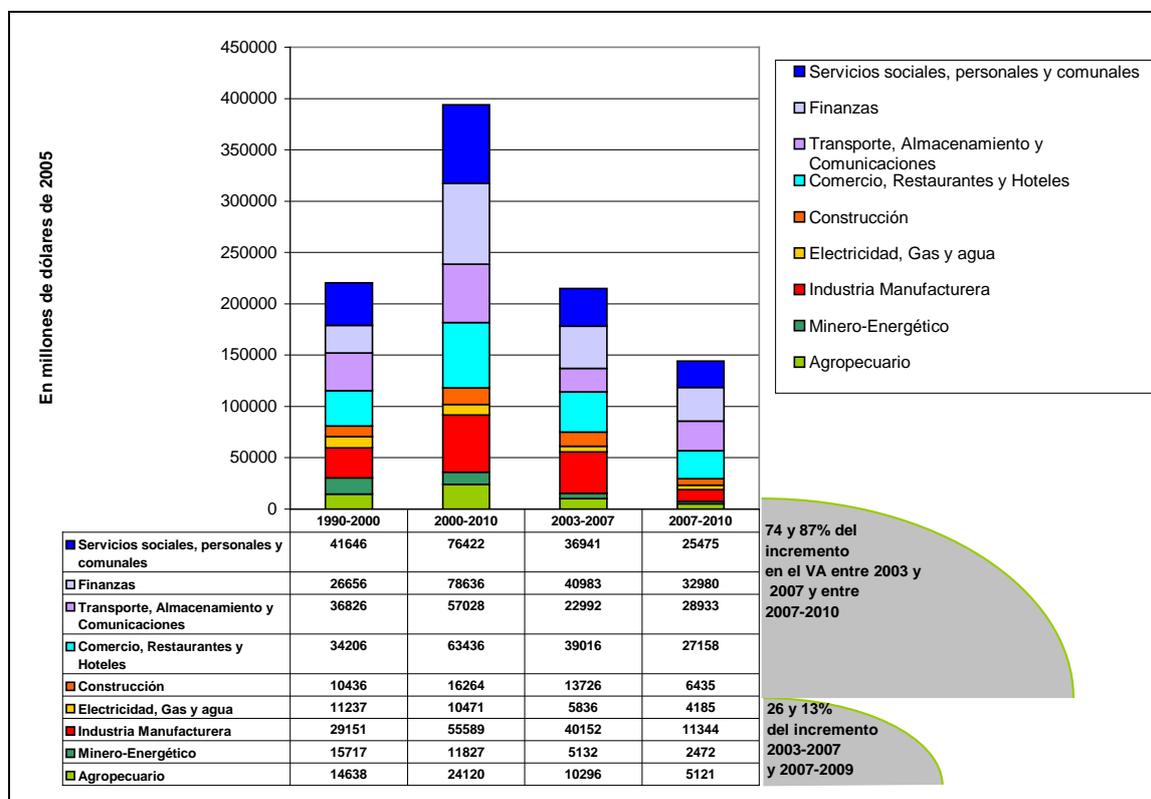
Si se observan las tasas de crecimiento del valor agregado de cada gran actividad en los distintos subperíodos, se comprende mejor este aparente resultado contradictorio respecto a la evolución de la estructura productiva de América Latina y el Caribe en su conjunto con respecto al motor básico de dicho crecimiento (Gráfico 4.5.14).

Es posible constatar que durante el período 2003-2007 el dinamismo de la industria y del sector agropecuario, superaron ampliamente al registrado entre 1990 y 2000, pero también que la crisis financiera los afectó más que a ningún otro sector. Del mismo modo el Gráfico 4.5.1.4, muestra el extraordinario efecto multiplicador del contexto sobre los sectores de la construcción, el transporte y las comunicaciones y también sobre el desarrollo del sector de comercio, restaurantes y hoteles y el financiero. En forma paralela el sector de servicios gubernamentales creció a tasas relativamente menores, aunque superiores a los de la década 1990-2000 y fue uno de los de menor desaceleración entre 2007 y 2010.

4.5.2. Área del Sur

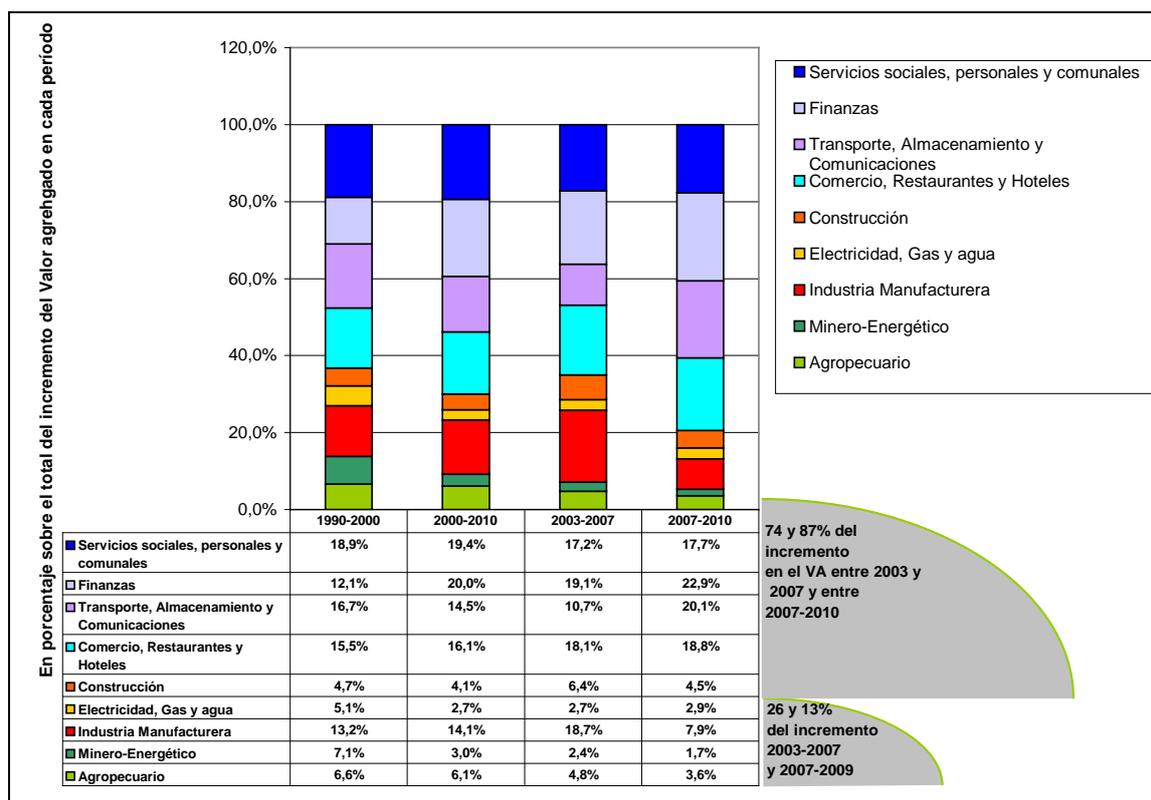
En el caso del Área del Sur, el incremento en el valor agregado total entre 2003 y 2007 fue prácticamente equivalente al de la década de los noventa.

Gráfico 4.5.2.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en millones de u\$sd de 2005



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Gráfico 4.5.2.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

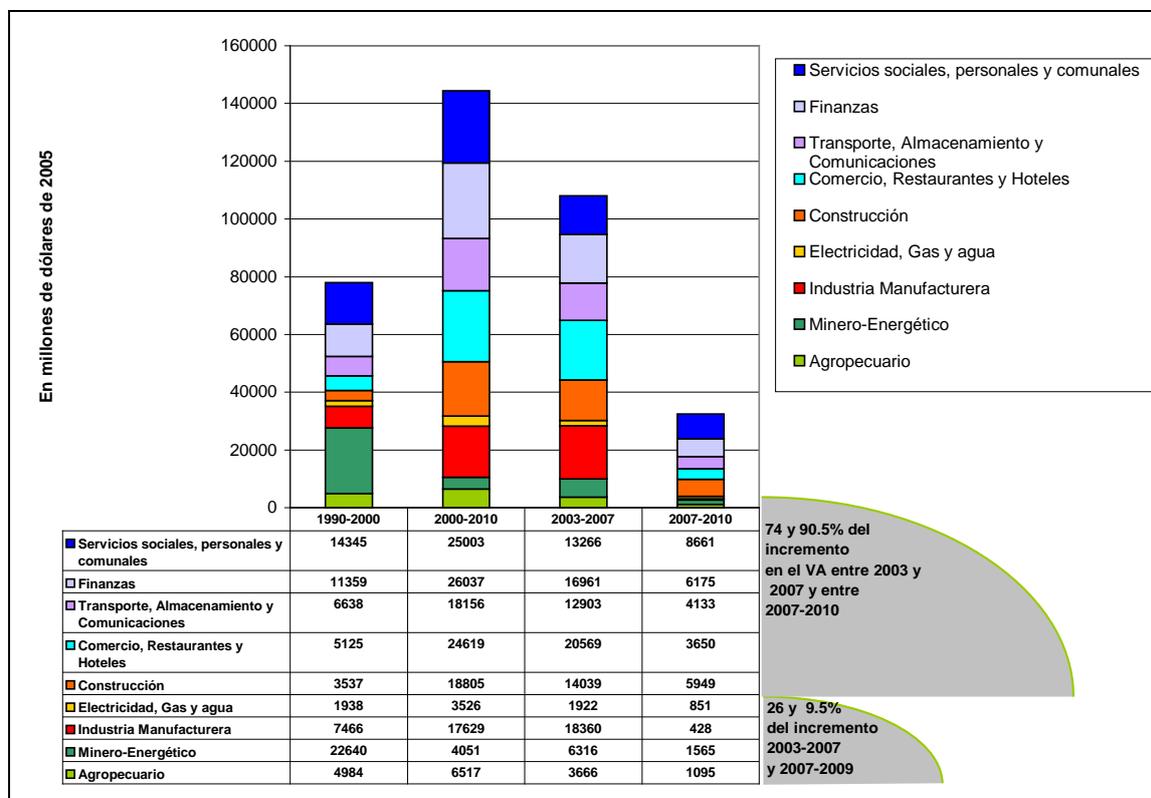
Aún cuando la contribución del sector primario fue inferior durante toda la década pasada respecto al período 1990-2000, el desempeño de la industria y de la construcción, junto a la de los sectores vinculados al mercado interno caracterizaron a los sectores más dinámicos de esta subregión. La contribución marginal más importante provino, no obstante, del sector financiero. Es llamativo que el sector de los servicios (dominado por el comportamiento del sector público como gasto corriente) no haya desempeñado en esta área de AL&C un incremento respecto a la década 1990-2000, siquiera durante el período de crisis que afectó notablemente la contribución marginal al crecimiento global, de los sectores primarios y manufacturero (26% entre 2003 y 2007, contra sólo 13% entre 2007 y 2010).

4.5.3. Área Andina

En el caso de área Andina la contribución de los sectores de manufacturas y de la construcción fueron, especialmente importantes durante el lapso de 2003-2007, basados sin duda, en la bonanza derivada del sector primario exportador, comportamiento dominado en esta subregión por el sector minero-energético.

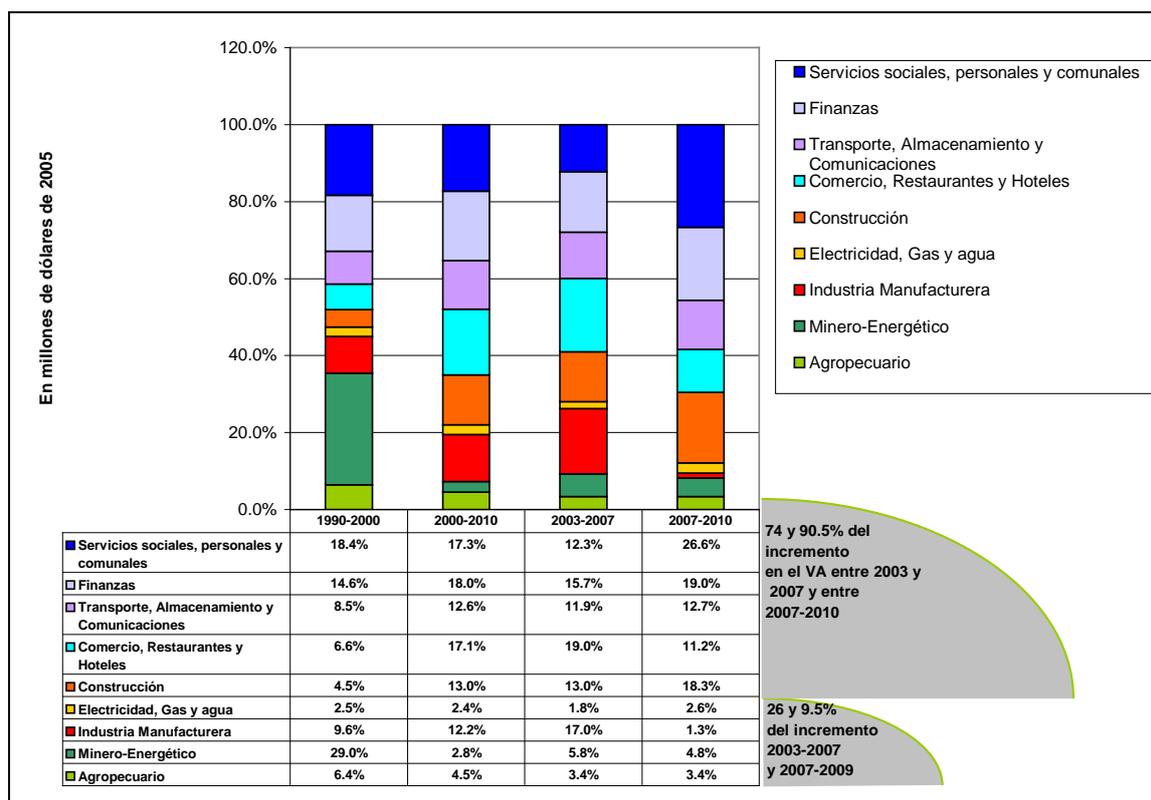
Sin embargo, en sí mismo este sector aportó a la creación de valor agregado una proporción inferior a la que lo había hecho durante la década 1990-2000.

Gráfico 4.5.3.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según periodos: en millones de u\$sd de 2005



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Gráfico 4.5.3.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes



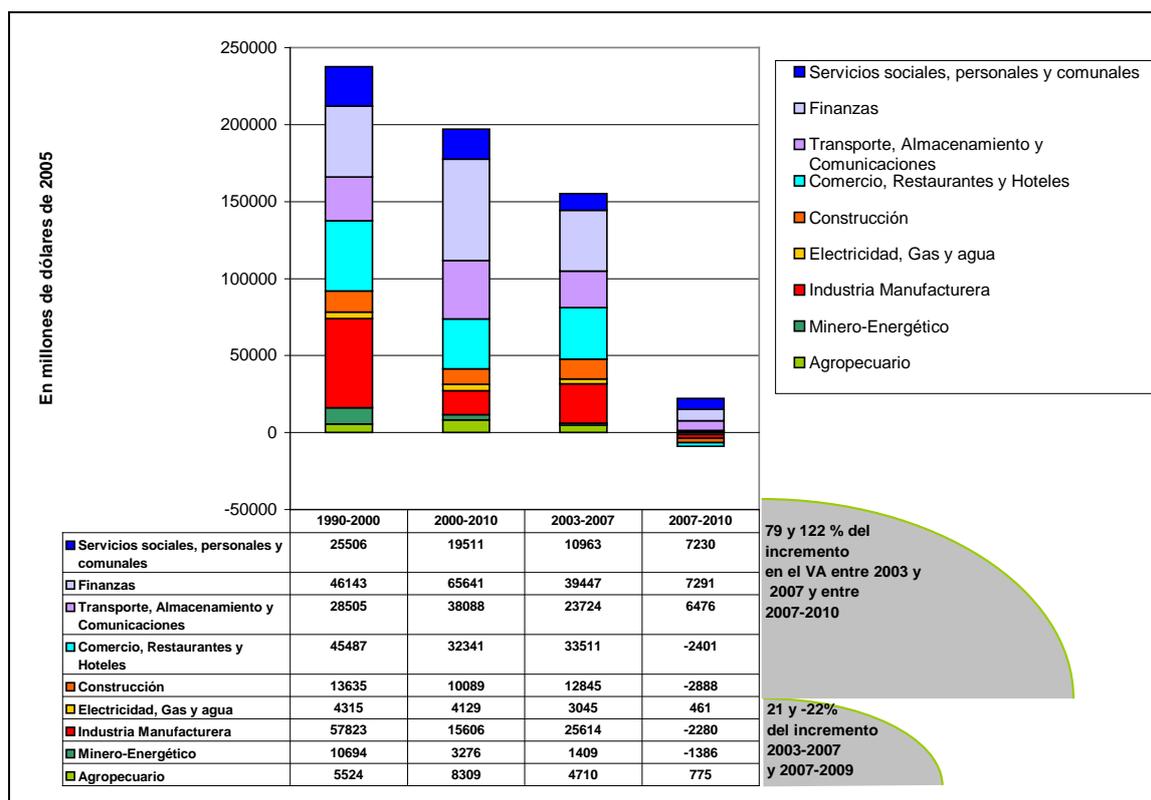
Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Durante el período de la crisis, registrado en el comportamiento 2007-2010, la mayor contracción la sufrió el sector manufacturero, pero no así el primario exportador. Al mismo tiempo el sector de la construcción junto con el sector público, marcaron una clara tendencia anticíclica. Es claro, a su vez, que tal política pudo ser articulada sobre la base de un excedente importante en la cuenta de mercancías, por las políticas fiscales adoptadas y por las favorables condiciones de financiamiento.

4.5.4. Mesoamérica

En contraposición con el comportamiento observado en América del Sur, Mesoamérica experimentó, tanto durante el período de auge regional, como durante la crisis, graves problemas derivados del modo de inserción de sus economías en el nuevo contexto mundial

Gráfico 4.5.4.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según periodos: en millones de u\$sd de 2005

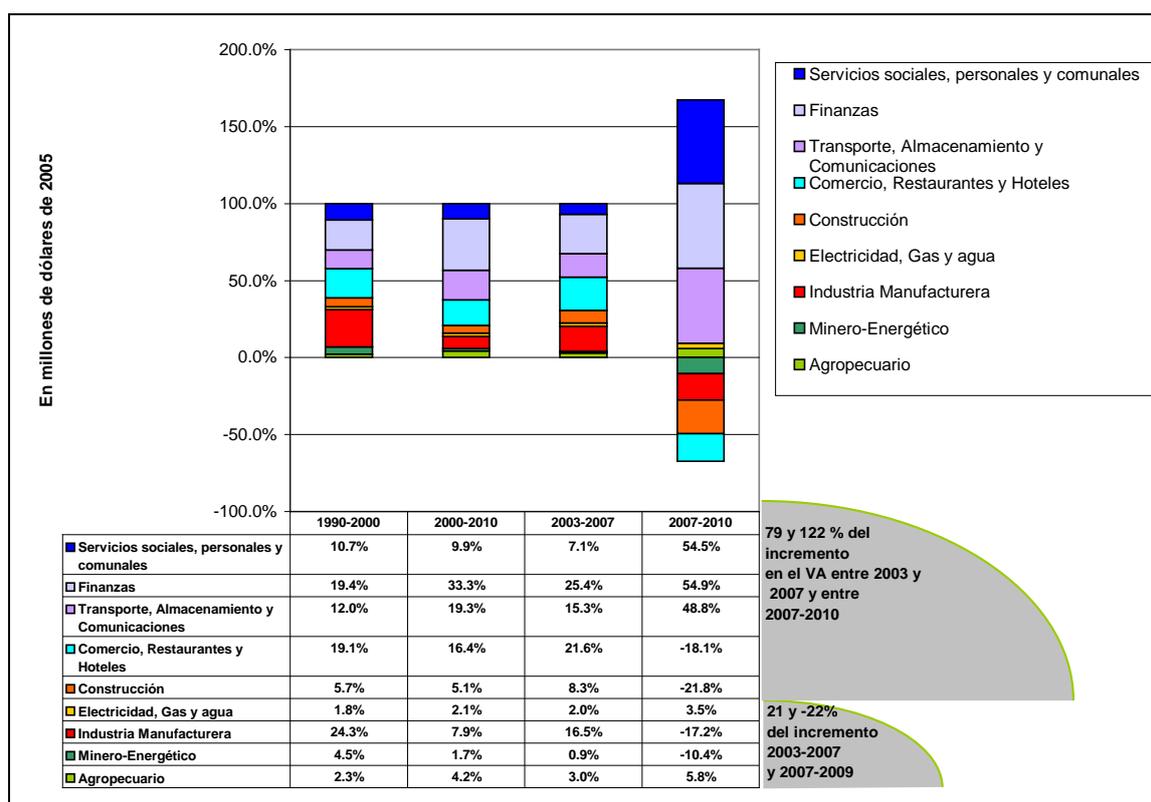


Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

No sólo el valor agregado durante el pasado decenio fue inferior al de la década 1990-2000, sino que el conjunto de los sectores productivos sufrieron una contracción con la excepción del transporte, las comunicaciones y las finanzas.

Sin embargo el comportamiento general en el período 2000-2010, se vio seriamente afectado por la crisis financiera originada en los Estados Unidos. El impacto fue extremadamente severo en la industria, en la construcción, pero también en el sector de comercio, restaurantes y hoteles. Las políticas anticíclicas no operaron sobre ningún sector con eficacia como para contrarrestar el fuerte impacto. El crecimiento de la actividad minero-energética no derivó en una canalización de la renta hacia el resto de los sectores, en parte debido a la relativa escasa importancia del sector en relación al peso de las manufacturas.

Gráfico 4.5.4.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según períodos: en porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

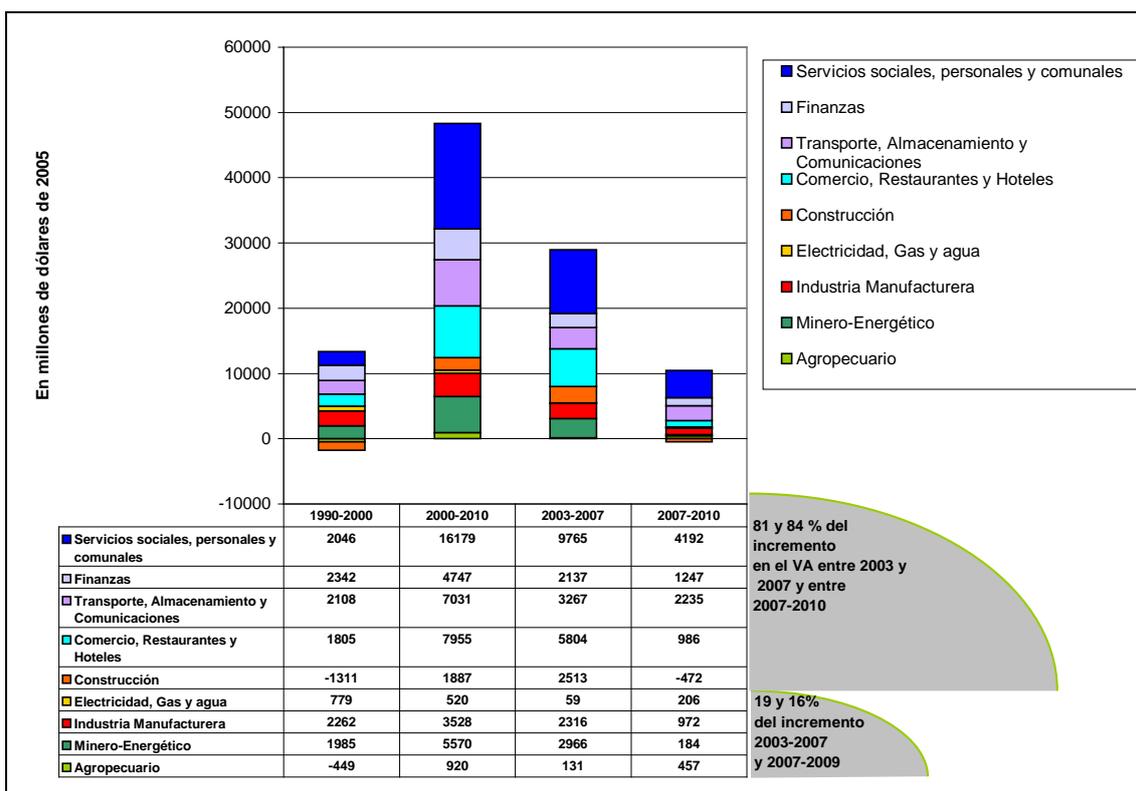
4.5.5. El Caribe

El comportamiento de la región del Caribe, por su parte, resulta de un conjunto diferenciado de estilos de desarrollo, políticas y bases productivas. No obstante, su desempeño fue marcadamente superior durante todo 2000-2010 al registrado entre 1990 y 2000.

El nuevo contexto internacional significó la expansión del sector primario, tanto agropecuario como minero-energético y también de la actividad industrial y de la construcción. En términos relativos fue la subregión más dinámica respecto a los noventa. No fue ajeno a esto el incremento en la inversión y gasto público bajo condiciones financieras favorables.

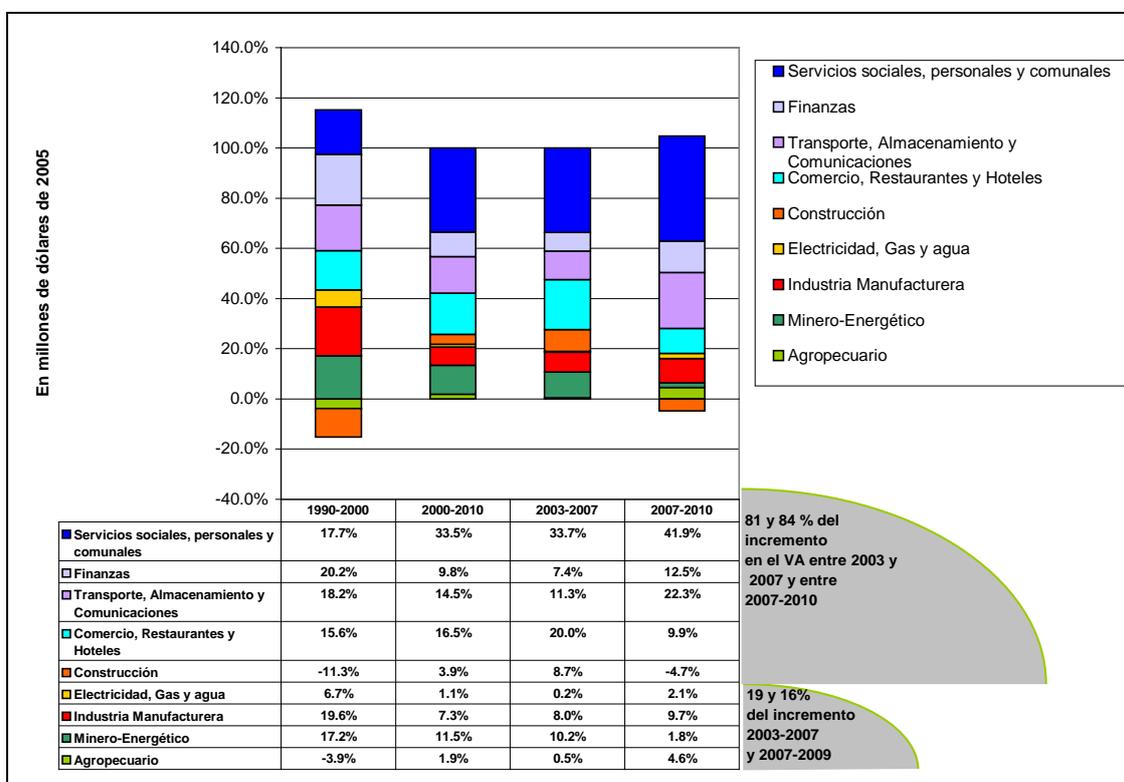
Si bien la crisis afectó a la industria y a la construcción, los sectores del transporte, las comunicaciones y el gobierno jugaron un importante papel contracíclico.

Gráfico 4.5.5.1. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según periodos: en millones de u\$sd de 2005



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

Gráfico 4.5.5.2. Participación de cada gran sector de actividad en el incremento del total del valor agregado regional según periodos: en porcentajes.



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

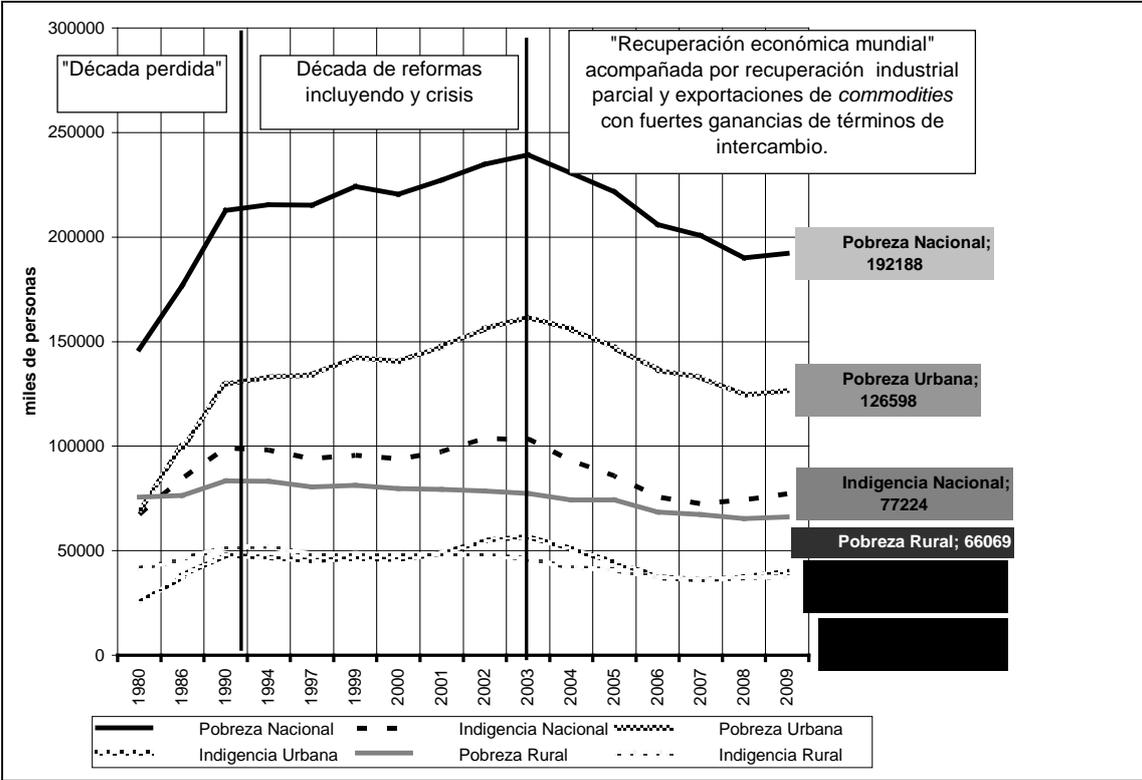
5. CRECIMIENTO Y EQUIDAD EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

5.1. Pobreza e Indigencia

Si bien América Latina en su conjunto y, la mayor parte de los países que la conforman, han presentado notables índices de reducción de la pobreza especialmente desde 2003 a 2007, aún se estima que el número de pobres en la región representa el 33% de la población, mientras que el número de personas viviendo en condiciones de Indigencia es del 13%.

Así, mientras que el crecimiento y las políticas aplicadas por algunos países de la región han permitido reducir la pobreza e indigencia relativa, el número de personas que aún vive bajo estas condiciones es alarmante: se trata de alrededor de 192 millones de pobres, de los cuales alrededor de 77 millones son indigentes (Gráfico 5.1.1).

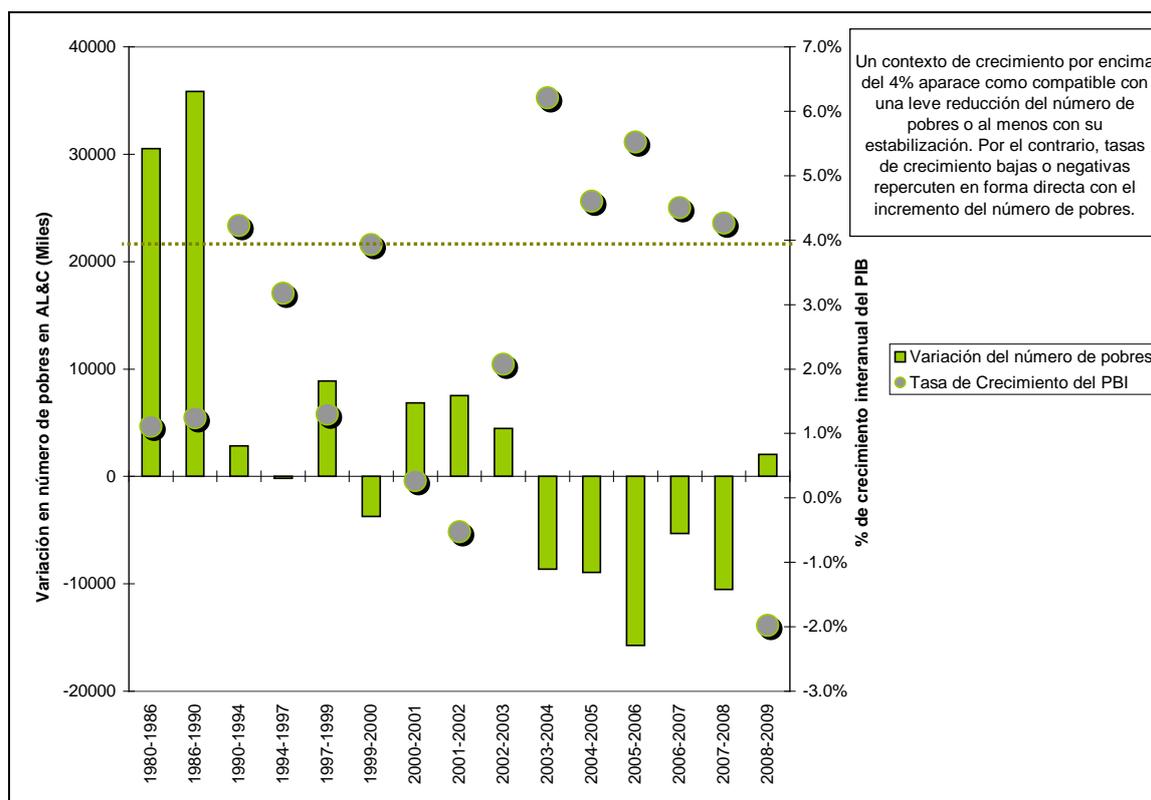
Gráfico 5.1.1. Pobreza e Indigencia en América Latina y el Caribe: evolución desde 1980 a 2009



Fuente: estimaciones propias con datos de la CEPAL.

La elevada dependencia del dinamismo económico para lograr mejoras en materia de reducción de la pobreza, revela la necesidad de fortalecer políticas públicas integrales. Nótese que para un desempeño inferior al 4% a.a. de crecimiento del PIB la región no ha podido, durante los últimos treinta años, lograr sacar de la pobreza a parte de su población, mientras que si lo ha hecho a través de la historia reciente a partir de un crecimiento sostenido (Gráfico 5.1.2).

Gráfico 5.1.2. Variación en el número de personas en condiciones de pobreza y tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto 1980-2009



Fuente: estimaciones propias con datos tomados de CEPAL.

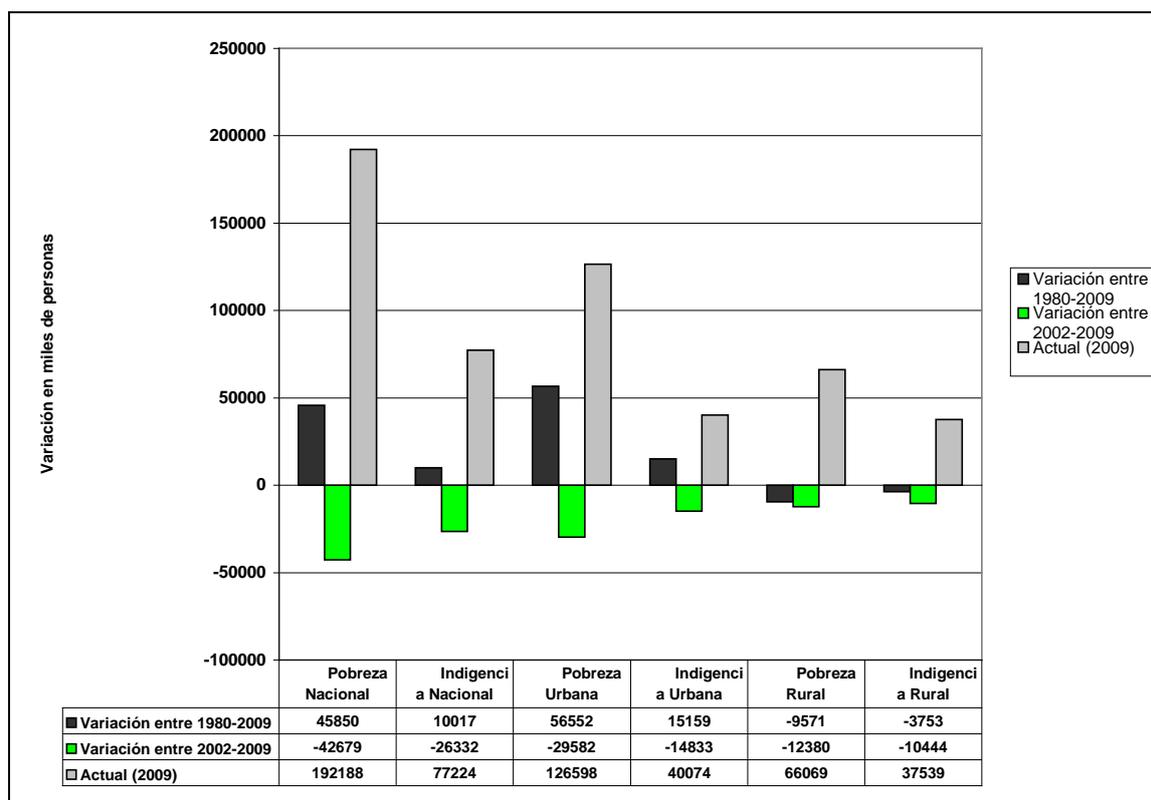
Aunque la pobreza reconoce causas complejas, el costo de los alimentos, el nivel de empleo y la educación conforman tres pilares básicos para su variación, tanto así como el que se vincula con las de políticas públicas respecto al desigual acceso a la propiedad, a ingresos suficientes y a servicios básicos.

Una característica general de la región, es que el número de pobres habitando en zonas urbanas más que duplica el número de pobres en áreas rurales, aunque esto varía entre países. Sin embargo la naturaleza de la pobreza urbana y de la pobreza rural suele plantear desafíos muy distintos.

Entre 2002 y 2009 América Latina y el Caribe casi ha logrado compensar el incremento en el número total de pobres ocurrido en los últimos treinta años y morigerar el número de indigentes. Sin embargo en el caso de las áreas urbanas esta reducción de la pobreza no ha sido suficiente. El incremento en el número de pobres en áreas urbanas ocurrido entre 1980 y 2009 aún supera la disminución lograda entre 2002 y 2009 (Gráfico 5.1.3).

Como se verá al tratar los aspectos sociales de la energía, esta situación plantea serios desafíos para el sector energético que será importante considerar tanto en vinculación con el problema del acceso a la energía, como respecto a la accesibilidad y ambos en relación también con el acceso a equipamiento y artefactos consumidores de energía.

Grafico 5.1.3. Número de pobres e indigentes en áreas urbanas y rurales año 2009 y variación 1980-2009 y 2002-2009 comparadas

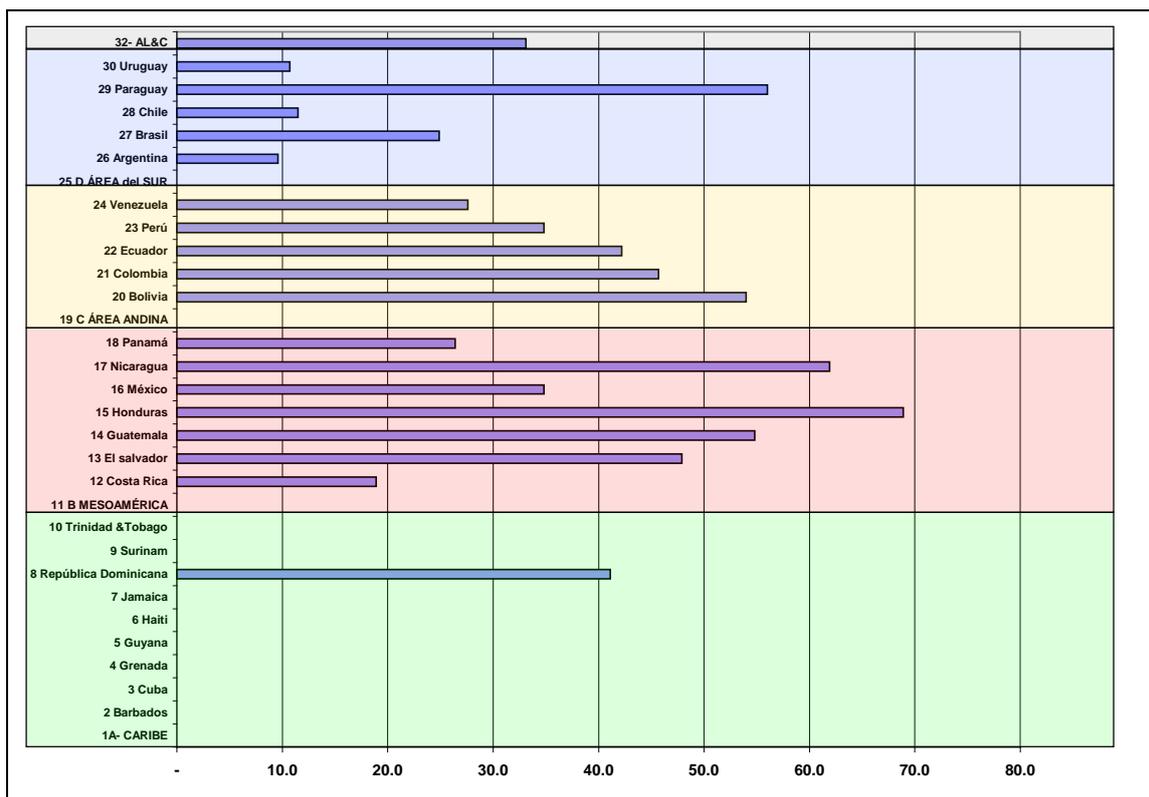


Fuente: estimaciones propias con datos tomados de CEPAL.

Cuando se consideran el problema de la pobreza a través de los datos existentes para cada país, es posible vislumbrar la heterogeneidad de situaciones a nivel de cada subregión.

Tanto Mesoamérica, como la región Andina presentan aún porcentajes realmente importantes de pobreza con enormes diferencias entre casos y situaciones respecto a pobreza rural y urbana, niveles de indigencia y otros indicadores de desempeño social (Gráfico 5.1.1.4).

Gráfico 5.1.1.4. Porcentaje de la población por debajo de la línea de pobreza según países



Fuente: estimaciones propias con datos tomados de CEPAL.

Nota: la mayor parte de los países del Caribe no presentan datos.

A pesar de esta situación, como se verá, la mayor parte de los países parece haber ido avanzando en la mejora de esta crítica situación a partir del desempeño económico facilitado por el orden internacional entre 2003 y 2007 y también, en algunos casos, a partir de políticas explícitas para reducir la pobreza o sus consecuencias más severas.

En el Cuadro 5.1.1 se presenta la elaboración de algunos indicadores como: desempleo y su variación; gasto social como porcentaje del PIB; evolución de la desigualdad promedio estimada según la proporción que representa el ingreso medio del 10% de la población de mayores ingresos respecto del promedio del ingreso del 40% de la población de menores ingresos; la variación en los índices de pobreza registrados y la variación en los índices de desnutrición.

Cuadro 5.1.1. Indicadores de desempeño económico y social

País/Región	PIB-Tasas de crecimiento	Desempleo (%)		Gasto social / PIB (%)			Desigualdad (decil 10/ promedio decil 1-4)			Pobreza			Desnutrición Variación entre 1990-1992 y 2005-2007	
	2000-2010	Actual	Variación 2000-2007	Promedio 1990-2000	Promedio 2001-2008	2007	Actual	2002-2009 o proxy	1990-2002 o proxy	Actual	2004-2009	1990-2003	Actual	
1A- CARIBE	4%													
2 Barbados	0.9%	10.6	-6.6										5	0
3 Cuba	5.2%	1.7	-3.6	26.6	31.0	36.9							5	-1
4 Grenada	1.6%												20	7
5 Guyana	2.3%												7	-13
6 Haití	0.1%												57	-6
7 Jamaica	0.7%	13	-5.7	8.4	8.8	8.6							5	-6
8 República Dominicana	5.3%	14.4	1.7	5.3	7.2	8.1	24.3	23.4	17.8	41.10	46.05	47.10	24	-4
9 Surinam	4.3%	12.1	-1.9										14	0
10 Trinidad & Tobago	5.9%	6.7	-6.6	7.0	9.8	8.9							11	0
11 B MESOAMÉRICA	2%													
12 Costa Rica	4.2%	7.1	-0.5	16.1	18.1	17.4	14.8	13.4	11.8	18.90	19.08	22.50	5	0
13 El salvador	1.9%	7.1	-0.7	6.5	11.0	11.1	12.0	13.8	14.5	47.90	47.70	52.10	9	-4
14 Guatemala	3.3%			5.0	7.3	7.2	22.0	22.0	19.5	54.80	57.50	63.57	21	6
15 Honduras	4.1%	6.4	-1.9	7.3	11.3	0.0	23.6	24.9	22.9	68.90	71.73	78.96	12	-7
16 México	1.8%	6.5	1.4	8.4	10.7	11.6	16.1	15.7	16.6	34.80	34.00	45.52	5	0
17 Nicaragua	2.9%	10.5	-0.9	7.0	10.4	11.7	17.2	20.5	25.2	61.90	61.90	70.97	19	-31
18 Panamá	6.3%	7.7	0	8.8	8.7	9.4	15.3	16.5	20.1	26.40	29.48	36.90	15	-3
19 C ÁREA ANDINA	4%													
20 Bolivia	3.8%	6.5	0.6	14.9	17.0	16.2	22.2	24.4	27.6	54.00	58.95	61.70	27	-2
21 Colombia	4.1%	12.4	6.1	9.9	11.8	12.7	23.1	24.0	22.9	45.70	48.43	53.37	10	-5
22 Ecuador	4.4%	8	-1.6	6.2	6.0	6.4	13.6	14.4	13.8	42.20	45.00	sd	15	-8
23 Perú	5.7%	8	-0.1	6.1	8.7	8.1	12.4	13.9	18.3	34.80	42.02	51.38	15	-12
24 Venezuela	3.0%	8.6	-5.5	8.9	12.0	13.4	8.4	11.4	13.8	27.60	16.50	46.90	8	-2
25 D ÁREA del SUR	3.7%													
26 Argentina	4.3%	7.8	-7.2	20.4	20.7	23.2	14.3	14.6	16.3	9.60	19.35	22.68	5	0
27 Brasil	3.6%	6.8	-9.4	18.9	23.1	25.0	21.1	25.6	31.0	24.90	31.42	38.77	6	-5
28 Chile	3.7%	8.3	2.5	12.9	13.7	12.4	16.3	17.0	18.5	11.50	14.63	25.00	5	-2
29 Paraguay	4.0%	7.8	-2.8	7.3	8.8	13.2	14.7	16.5	20.1	56.00	58.48	59.35	11	-5
30 Uruguay	3.5%	7.1	-4	19.6	21.2	22.0	8.6	9.4	9.2	10.70	16.50	12.38	5	0
32- AL&C	3%									33.10	35.26	45.08	8	-4

Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

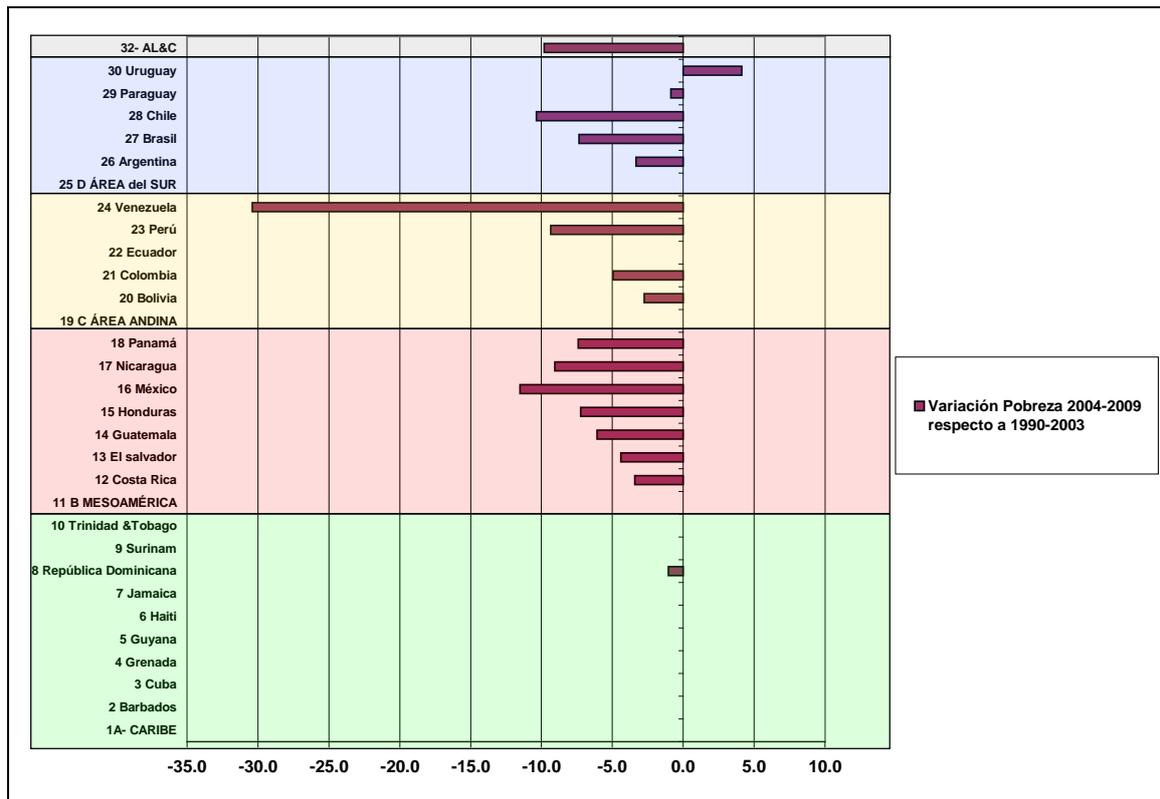
Cuadro 5.1.2. Resumen de la variación en los indicadores sociales seleccionados según períodos de análisis

País/Región	Tasa de crecimiento 2000-2010	Variación desempleo 2000-2007 (%)	Gasto Social como % PBI incremento: puntos porcentuales de variación		Variación Pobreza 2004-2009 respecto a 1990-2003	Desigualdad actual/1990-2003	Variación en % de desnutrición 1990-2007
			2001-2008 respecto a 1990-2000	2004-2009 respecto a 1990-2000			
1A- CARIBE	4%						
2 Barbados	0.9%	-6.6	0.0				0.0
3 Cuba	5.2%	-3.6	4.5				-1.0
4 Grenada	1.6%						7.0
5 Guyana	2.3%						-13.0
6 Haití	0.1%						-6.0
7 Jamaica	0.7%	-5.7	0.3				-6.0
8 República Dominicana	5.3%	1.7	1.9	-1.1	6.5		-4.0
9 Surinam	4.3%	-1.9	0.0				0.0
10 Trinidad & Tobago	5.9%	-6.6	2.8				0.0
11 B MESOAMÉRICA	2%						
12 Costa Rica	4.2%	-0.5	2.0	-3.4	3.0		0.0
13 El Salvador	1.9%	-0.7	4.5	-4.4	-2.5		-4.0
14 Guatemala	3.3%	0	2.3	-6.1	2.5		6.0
15 Honduras	4.1%	-1.9	4.0	-7.2	0.7		-7.0
16 México	1.8%	1.4	2.4	-11.5	-0.5		0.0
17 Nicaragua	2.9%	-0.9	3.3	-9.1	-8.0		-31.0
18 Panamá	6.3%	0	0.0	-7.4	-4.8		-3.0
19 C ÁREA ANDINA	4%						
20 Bolivia	3.8%	0.6	2.1	-2.7	-5.4		-2.0
21 Colombia	4.1%	6.1	2.0	-4.9	0.2		-5.0
22 Ecuador	4.4%	-1.6	-0.2		-0.2		-8.0
23 Perú	5.7%	-0.1	2.6	-9.4	-5.9		-12.0
24 Venezuela	3.0%	-5.5	3.2	-30.4	-5.4		-2.0
25 D ÁREA del SUR	4%						
26 Argentina	4.3%	-7.2	0.3	-3.3	-2.0		0.0
27 Brasil	3.6%	-9.4	4.3	-7.3	-9.9		-5.0
28 Chile	3.7%	2.5	0.8	-10.4	-2.2		-2.0
29 Paraguay	4.0%	-2.8	1.5	-0.9	-5.4		-5.0
30 Uruguay	3.5%	-4	1.6	4.1	-0.58		0
32- AL&C	3%			-9.8			-4.0

Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Este conjunto de datos muestra que la mayor parte de los países de América Latina ha logrado disminuir los índices de pobreza, cuando se consideran los valores promedio observados en 2004-2009 respecto a los registrados en promedio entre 1990 y 2003.

Gráfico 5.1.5. Porcentaje de la población por debajo de la línea de pobreza según países: variación 2004-2009 respecto al promedio 1990-2003



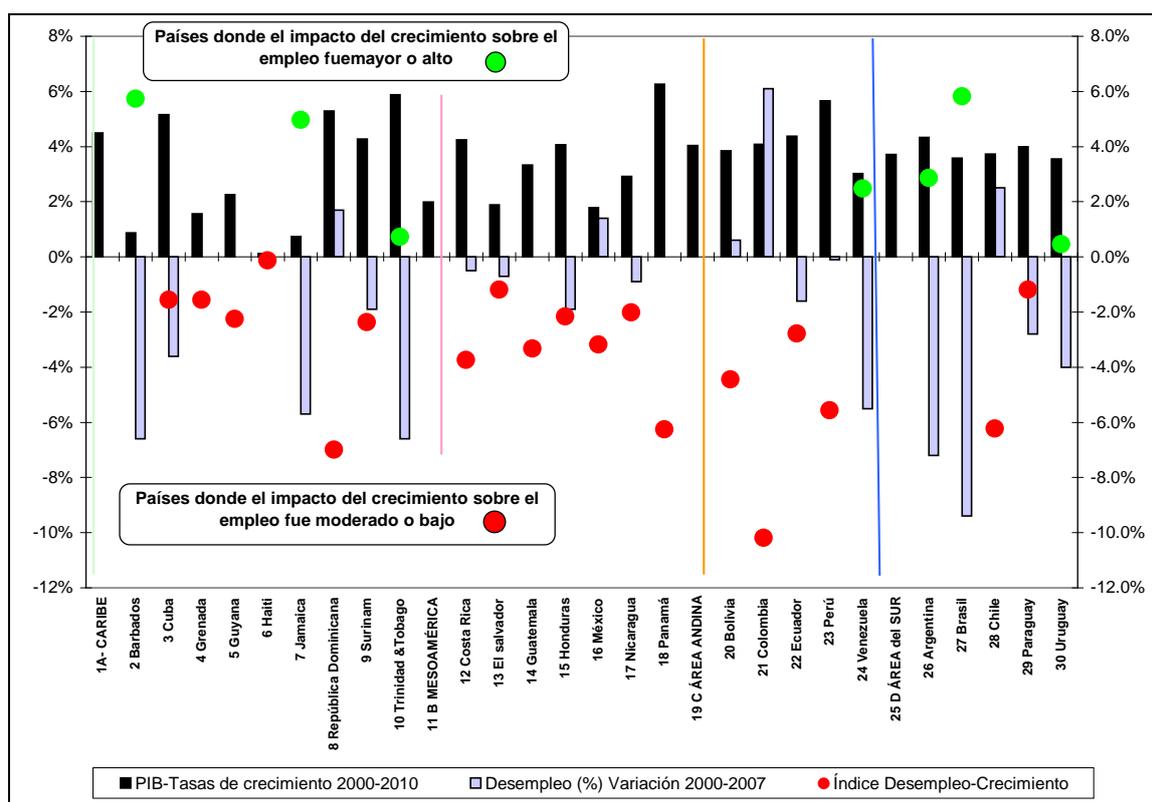
Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Sin duda en esta reducción de la pobreza, que persiste a pesar de los avances logrados, se ha debido a muchos factores cuyo peso relativo no es posible estimar de un modo preciso y estadísticamente significativo.

No obstante el mayor crecimiento económico ha permitido reducir uno de los factores que más contribuyen a la pobreza cual es la falta de empleo e ingresos regulares.

Las vinculaciones entre crecimiento y empleo permiten observar que no en todos los casos, las elevadas tasas de crecimiento han ido acompañadas de una reducción significativa del desempleo. En el Gráfico 5.1.1.6, se ve a través del índice que combina crecimiento con reducción del desempleo, que algunos países como Argentina y Brasil en el área del Sur; Venezuela en la región Andina y Trinidad & Tobago, Jamaica y Barbados, han logrado una reducción del desempleo superior a la derivada de su tasa de crecimiento económico, mientras que otros países de la mismas subregiones, no lo han logrado.

Gráfico 5.1.6. Tasas de crecimiento, reducción del desempleo e índice impacto del crecimiento sobre reducción del desempleo en porcentajes



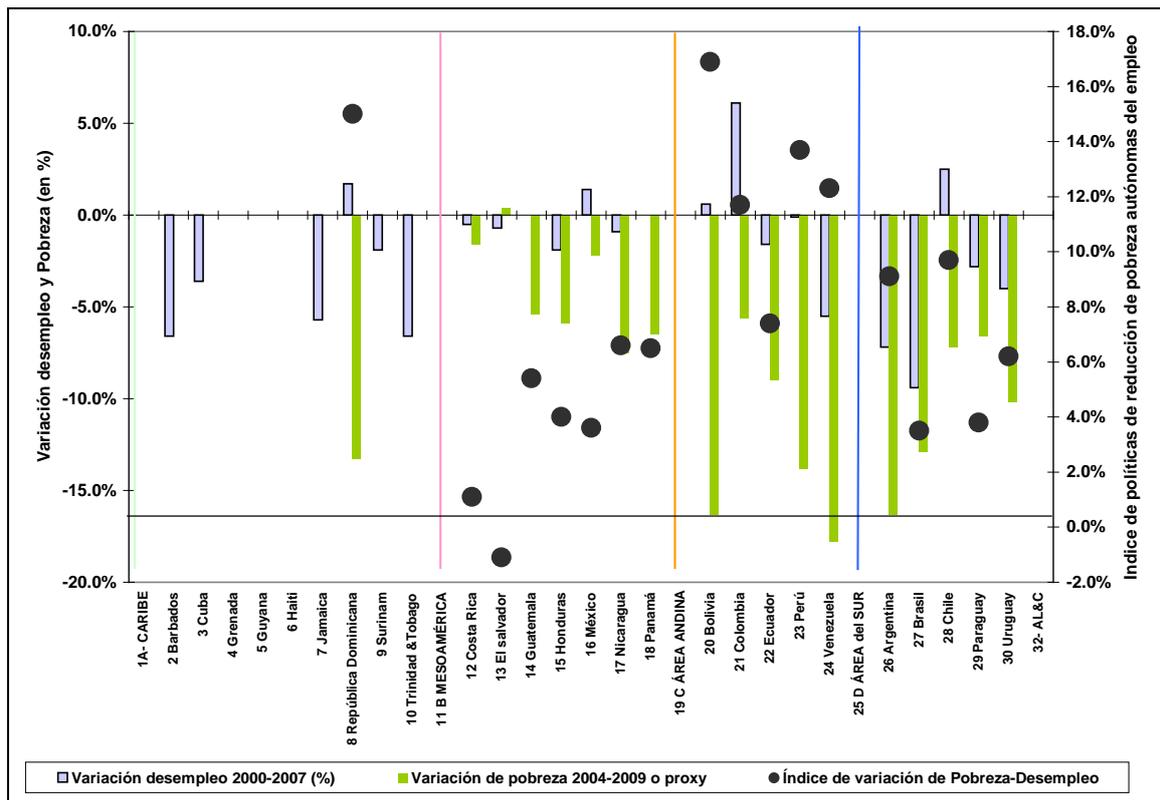
Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

En el caso de Mesoamérica, la reducción en el desempleo fue baja a pesar de la existencia de tasas de crecimiento positivas durante el decenio 2000-2010, aún en el período previo a la crisis, lo que se vincula sin duda con el menor desempeño económico de esta zona respecto a los noventa.

Con respecto a los nexos entre la reducción del desempleo y de los niveles de pobreza, el análisis, aunque efectuado con datos limitados a su disponibilidad y calidad, revela que en no todos los países la reducción de la pobreza ha obedecido únicamente a un mayor nivel de empleo. Si bien las causas son múltiples, desde el impacto de las migraciones rural-urbanas, hasta la existencia de distintos tipos de programas focalizados o genéricos para aliviar a las familias pobres, lo cierto es que se ha registrado una disminución del porcentaje de pobreza en una distinta intensidad a la registrada en la variación del desempleo.

Esta tendencia ha sido por lo general predominante en los países andinos (Venezuela, Bolivia, Colombia y Perú, en menor medida Ecuador), pero también en los casos de República Dominicana, Chile y Argentina. Los casos de Costa Rica, Guatemala y México muestran una correlación más estrecha entre las dificultades de crecimiento, disminución de la desocupación y posibilidades de reducción de la pobreza, aunque aún dentro de este grupo Nicaragua y Panamá aparecen como los casos donde la reducción de la pobreza se explica por factores ajenos en parte a la recuperación del empleo (Gráfico 5.1.1.7).

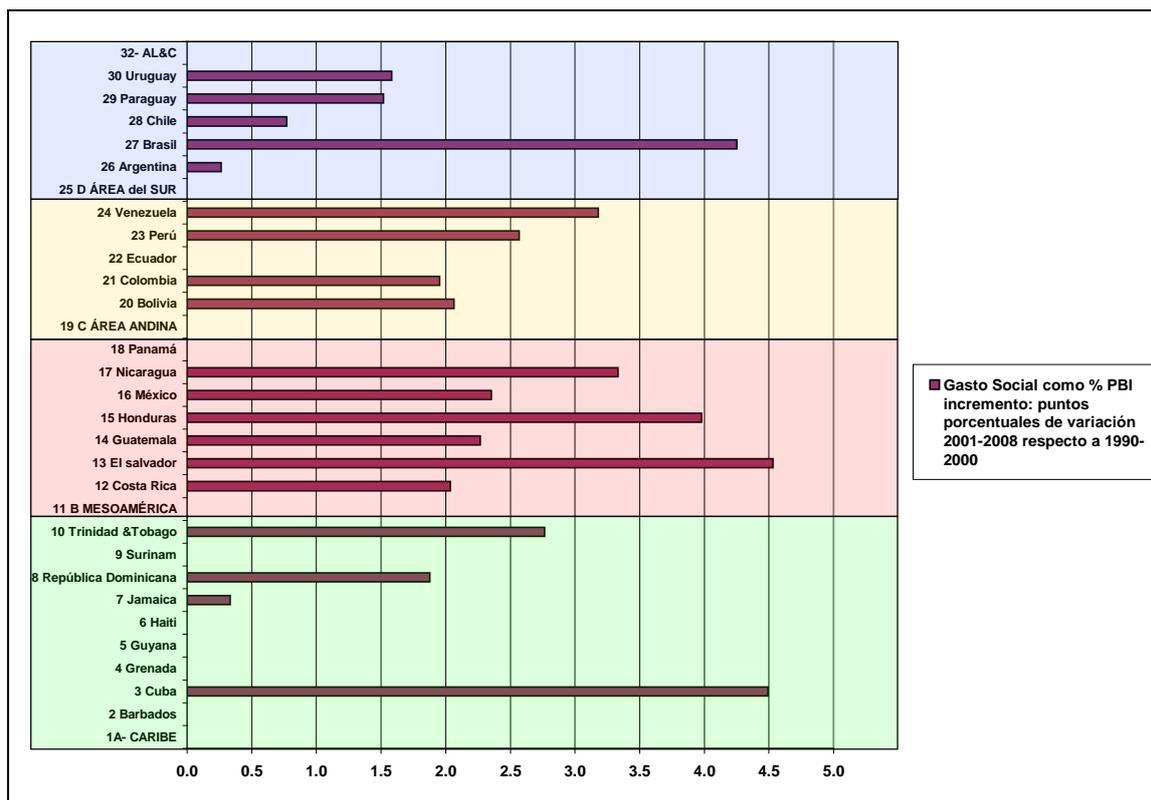
Gráfico 5.1.7. Variaciones en la tasa de desocupación y en los porcentajes de pobreza



Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Cabe decir, que casi sin excepciones el conjunto de los países de la región también logró incrementar el porcentaje del gasto público social respecto al PIB, lo que en principio muestra otra tendencia positiva desarrollada a partir de la década pasada. En tal sentido el conjunto de los países de Mesoamérica, Brasil, Venezuela, Cuba, República Dominicana y Trinidad & Tobago aparecen como casos donde este avance ha sido significativo.

Gráfico 5.1.8. Variaciones en la participación del gasto público social como % del PIB

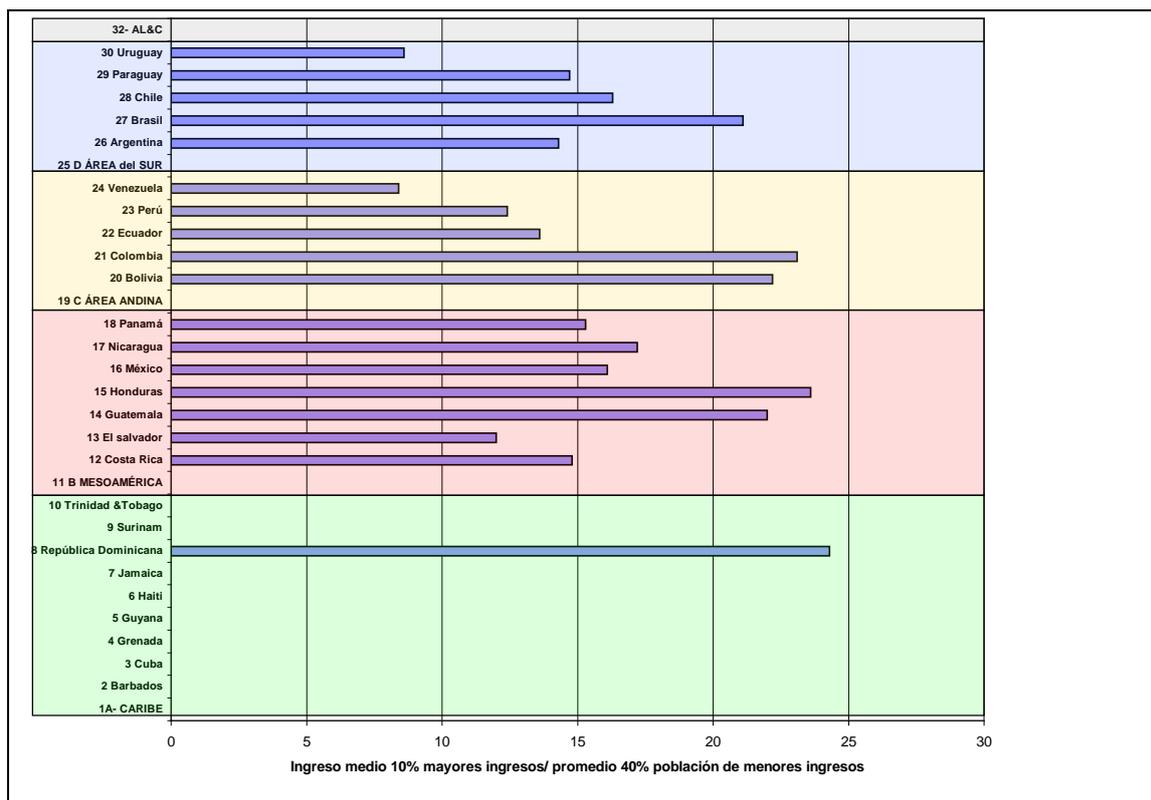


Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Uno de los aspectos más críticos, ha sido no obstante, el avance en materia de reducción de la desigualdad. Aun considerando los significativos avances en el crecimiento económico, la reducción de la pobreza y el mayor gasto social, los niveles de desigualdad existentes son muy elevados en la Región (Gráfico 5.1.1.9). Este hecho no sólo dificulta el desarrollo de los mercados internos y regionales, sino que genera un potencial de conflicto que pudiera incrementarse en la medida que el crecimiento futuro no lograra aumentar los niveles de empleo y reducir los elevados niveles de pobreza.

Nótese que con la excepción de casos como el de Uruguay y Venezuela, muchos países presentan en la actualidad relaciones que van de entre 10 y 15 -y aún en algunos superan a 20- la proporción entre el ingreso medio del 10% de la población más rica respecto a la media del 40% más pobre.

Gráfico 5.1.9. Desigualdad en América Latina y el Caribe según datos 2008-2009

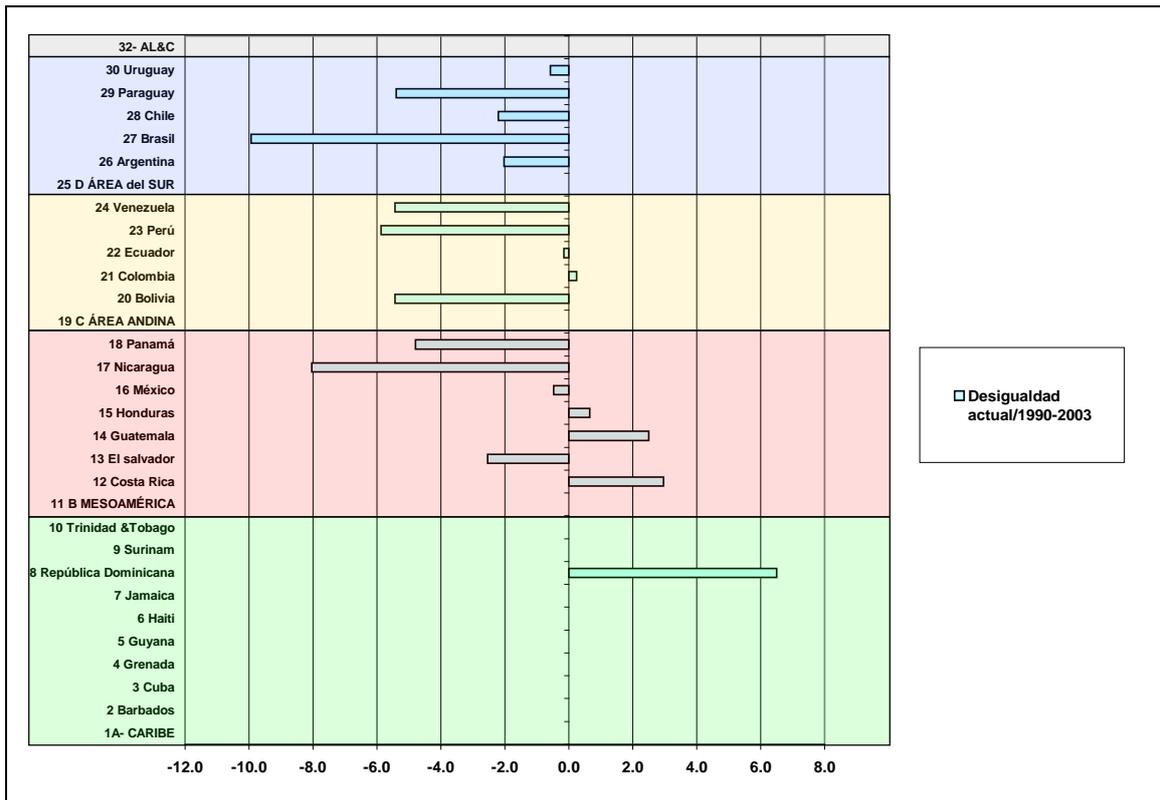


Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Los avances más significativos en la reducción de la desigualdad se ha dado en Brasil y Nicaragua, mientras que otros como Paraguay, Argentina, Uruguay, Chile, Perú, Bolivia, Panamá, El Salvador y Venezuela, en distintos grados, han logrado disminuir en algunos puntos más o menos significativos estos niveles respecto a los existentes hace dos décadas. En los casos de México, Costa Rica, Honduras, Guatemala y República Dominicana, o bien no han habido avances de importancia, o peor aún el indicador ha sufrido incrementos (Gráfico 5.1.1.10).

Lo anterior muestra la extremada dependencia, en la mayor parte de los casos, de las condiciones macroeconómicas y del grado de éxito de los distintos países según su inserción internacional y una relativa debilidad de las políticas públicas pro-activas en materia de progresividad fiscal, lo que significa tanto una mayor y mas progresiva recaudación, pero también una mejor y más focalizada asignación de los recursos públicos en el contexto de metas de desarrollo socioeconómico más definidas y monitoreadas.

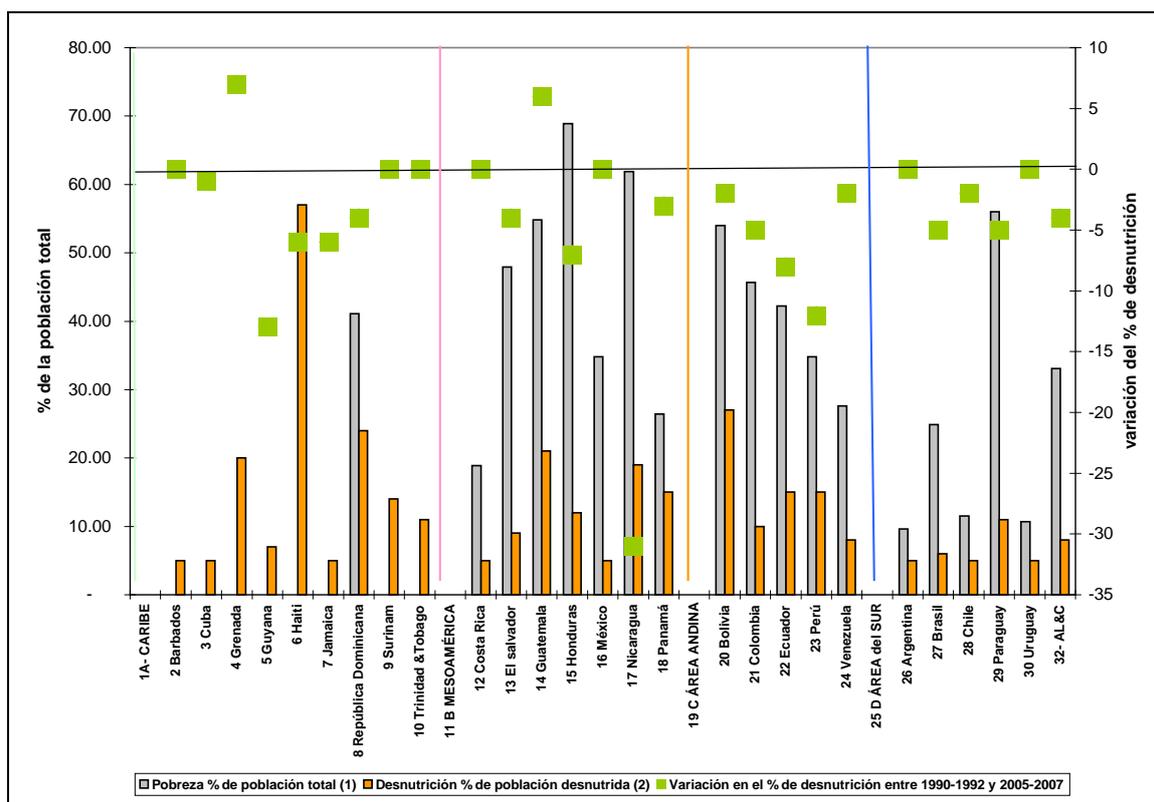
Gráfico 5.1.10. Desigualdad en América Latina y el Caribe según datos 2008-2009



Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

Por último, cabe destacar que si bien la región en su conjunto ha avanzado en materia de reducción de los porcentajes de población que padece de desnutrición, las estadísticas muestran que el impacto de las situaciones de extrema pobreza sobre este indicador vital es aún elevado, teniendo en cuenta que la región presenta una abundante diversidad de recursos alimenticios.

Gráfico 5.1.11. Pobreza, Desnutrición de la Población y variaciones 2005-2007 respecto a 1990-1992



Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL.

(1) Porcentaje de pobreza a nivel nacional según último dato disponible, base CepalStat.

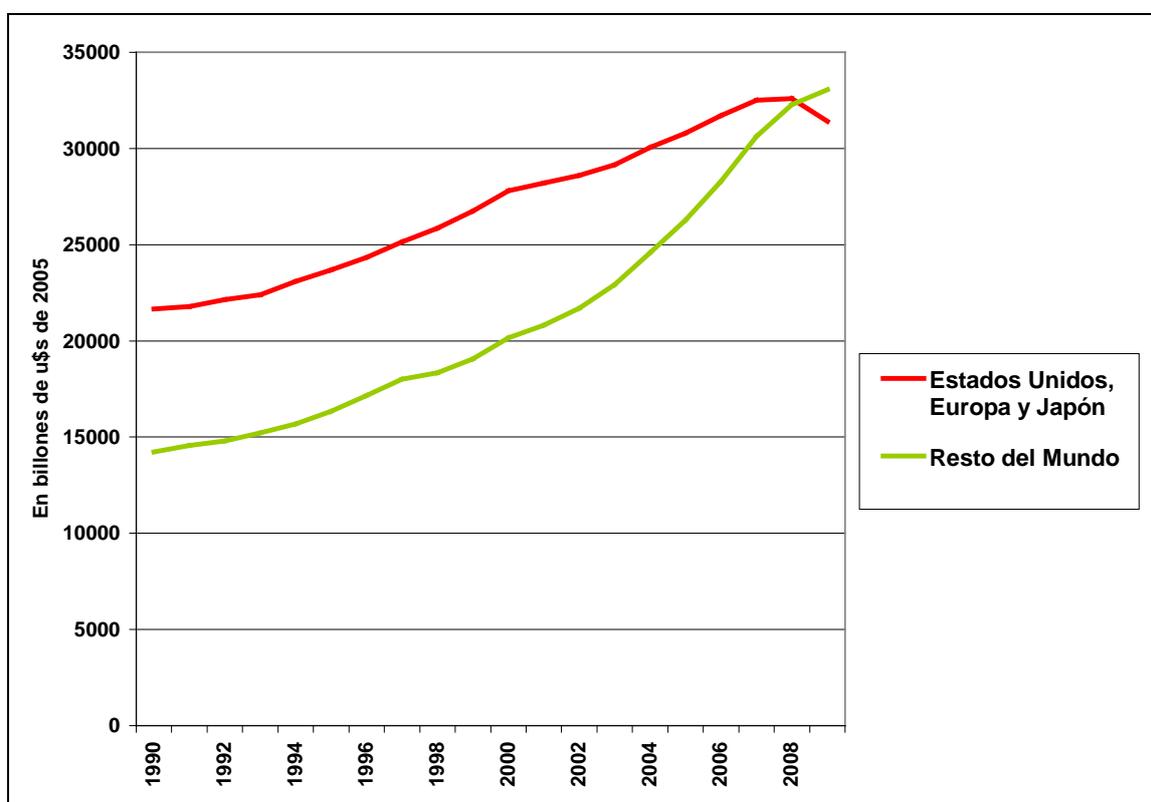
(2) Porcentaje de población desnutrida a nivel nacional según último dato disponible FAO, CepalStat.

6. LOS DESAFÍOS Y LAS OPORTUNIDADES PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

El breve período transcurrido durante 2003 y 2007 mostró para América Latina y el Caribe una ventana de oportunidades extraordinarias derivadas de un contexto mundial previo a la crisis económica de los países centrales y aún con posterioridad a ella. Ciertamente estas ventajas no se presentaron de igual manera entre las distintas subregiones según se ha visto en los puntos anteriores.

El crecimiento de la economía mundial a dos velocidades ha implicado que el PIB global se ha distribuido desde 2008 en proporciones similares entre el mundo desarrollado y el conjunto de los restantes países.

Gráfico 6.1. Evolución del PIB Mundial: países desarrollados y resto



Fuente: elaborado con datos del Banco Mundial, 2011.

Aunque mucho énfasis ha sido puesto sobre el peligro de un recalentamiento de las economías del área del sur y otras que han recurrido a políticas contracíclicas expandiendo su gasto público, o bien sobre la vulnerabilidad derivada de la volatilidad del mercado de capitales, estas cuestiones apuntan más a la coyuntura que a una mirada estratégica que es necesario construir.

Esto no significa que estos factores coyunturales no constituyan una seria amenaza, solo que su gravedad es aún mayor si la región no establece una mirada común para definir una Agenda Común respecto al modo de inserción en el sistema mundial.

En tal sentido varios aspectos clave merecen ser mencionados:

- La construcción de Infraestructura es una necesidad imperiosa debido al retraso ya existente frente a un escenario mundial exigente. En esto diversos estudios de la CEPAL han sido concluyentes sea que se trate de puertos, carreteras, aeropuertos o de ampliación de la oferta energética⁷.
- Aunque la región ha ido mejorando algunos indicadores sociales en el período de bonanza, aún resta configurar una política clara para establecer bases amplias de inclusión social que no dependan sólo de las tasas de crecimiento derivadas de condiciones externas favorables que impulsan dicho crecimiento. Por el contrario la aceptación de la necesidad de una mayor progresividad fiscal, junto a un más estricta focalización y control del gasto público es una necesidad para lograr un crecimiento sostenido y mejorar los índices de gobernabilidad.
- Las posibilidades de comercio intraregional de manufacturas deben ser ampliadas. Existe aún un potencial enorme de oportunidades de comercio entre los países de América Latina y el Caribe que crearían economías de escala importantes. En esto, ir logrando una madurez y consolidación de los procesos de integración subregionales y una mayor integración conjunta de dichos bloques es una prioridad sobre la que deben trabajar conjuntamente los países de la región y sus representaciones.
- Un modelo de arrastre de cadenas productivas desde los servicios ha mostrado en muchos países ser un instrumento de potencial insospechado (ej. Agroalimentos vinculados a formas de dispendio y consumo; integración de las cadenas productivas de energía; turismo; etc.). En tal sentido si este modelo se extiende dentro de la región, las bases productivas pueden tener una mayor previsibilidad y hallarse menos sujetas a variaciones exógenas.
- Las posibilidades de acceso al comercio Sur-Sur deben ser más cuidadosamente estudiadas porque pueden ser progresivamente establecidas sobre bases más firmes donde no sólo los intercambios se den con un mayor valor agregado, sino sobre aprendizajes tecnológicos más complejos que requieren de su planificación integrada y flexible.
- En tanto buena parte de los beneficios regionales del modelo de crecimiento actual son altamente sensibles a la variación de los precios internacionales, es indispensable canalizar rentas hacia inversiones estratégicas para lograr un desarrollo futuro menos dependiente de las exportaciones de productos primarios y basadas en forma progresiva sobre el desarrollo del mercado interno. Es aquí necesario delinear una trayectoria deseable y analizar las estrategias para su viabilidad lo que implica fuertemente al sector de energía tanto en su aspecto de productor como de proveedor del insumo.
- Las formas en que la región produce y consume su energía-objeto de los informes subsiguientes-deben ser articulados con políticas sostenibles y dar lugar a una mayor integración regional con participación creciente de inversiones traslatinas y de ser posible articuladas con las industrias

⁷ En el Informe III se especifican los cuellos de botella en las distintas cadenas energéticas.

consumidoras (ej. Sector Automotriz, Petroquímico, Agroalimentario, Minero, Servicios).

- Aún cuando la región produce energía mediante una matriz limpia sobre la base de sus recursos naturales abundantes y es un bajo emisor de gases de efecto invernadero en términos relativos y absolutos, su inserción mundial futura puede depender de los avances que logre en la aceptación de sus productos que deben adaptarse a normas ambientales restrictivas y a los mercados mundiales. En tal sentido esto no debe ser visto como prioridad en el tema energético, pero sí ser considerado de un modo balanceado comenzando por identificar cuáles de los productos exportables hoy o en el futuro pueden ser los más vulnerables dependiendo de sus principales mercados de destino.
- El acceso a los mercados asiáticos para productos en los cuales la región presenta ventajas competitivas firmes- agroalimentos y minerales-debe transitar hacia productos más sofisticados y de mayor valor agregado con base al conocimiento directo de esos mercados. Es el caso también de ciertas áreas de tecnología donde la región puede realizar aprendizajes cruzados a través del intercambio comercial actual y previsto.
- El desarrollo de capacidades locales debe ser una prioridad del enfoque sobre el gasto público en un sentido muy amplio: acceso a vivienda y servicios, planes de educación adaptados a las realidades nacionales y funcionales al desarrollo humano y productivo según lineamientos estratégicos precisos en cada país y aprovechando las sinergias regionales y con otros países emergentes y también aquellos desarrollados.
- Mantener un equilibrio en el alineamiento por bloques geopolíticos y reducir en lo posible la dependencia financiera sería una meta deseable cuya viabilidad y consecuencias deben ser cuidadosamente analizadas.
- La región deberá enfrentar una creciente demanda de energía, la que provendrá del mayor tamaño de sus economías bajo el impulso de factores exógenos (mercado mundial) y endógenos (inclusión social, industrialización, mayores centros urbanos).
- Al mismo tiempo la reconfiguración espacial de la producción y el consumo a escala mundial va modificando el mapa de flujos de suministro de energía y América Latina y el Caribe va emergiendo como zona planetaria donde la abundancia de recursos es estratégica para un conjunto de mercados localizados en distintos puntos. En años recientes, como se verá, los suministros desde la región se han diversificado hacia afuera, pero continúan siendo una parte importante de la seguridad de abastecimiento de los Estados Unidos.
- La inclusión de elementos del paradigma de desarrollo sostenible, que es base del motor económico de los países desarrollados, deberá ser contemplada como oportunidad de desarrollo regional pero debería ser implementada teniendo en cuenta formas y modalidades que favorezcan el desarrollo productivo y la inclusión social evitando una sobrecarga de necesidades de financiamiento destilables a otros fines prioritarios.
- En síntesis la Agenda Energética Regional requiere de un marco contextual más amplio que no sólo es posible de construir, sino que constituirá la

referencia necesaria para el adecuado desarrollo armónico del sector energético.

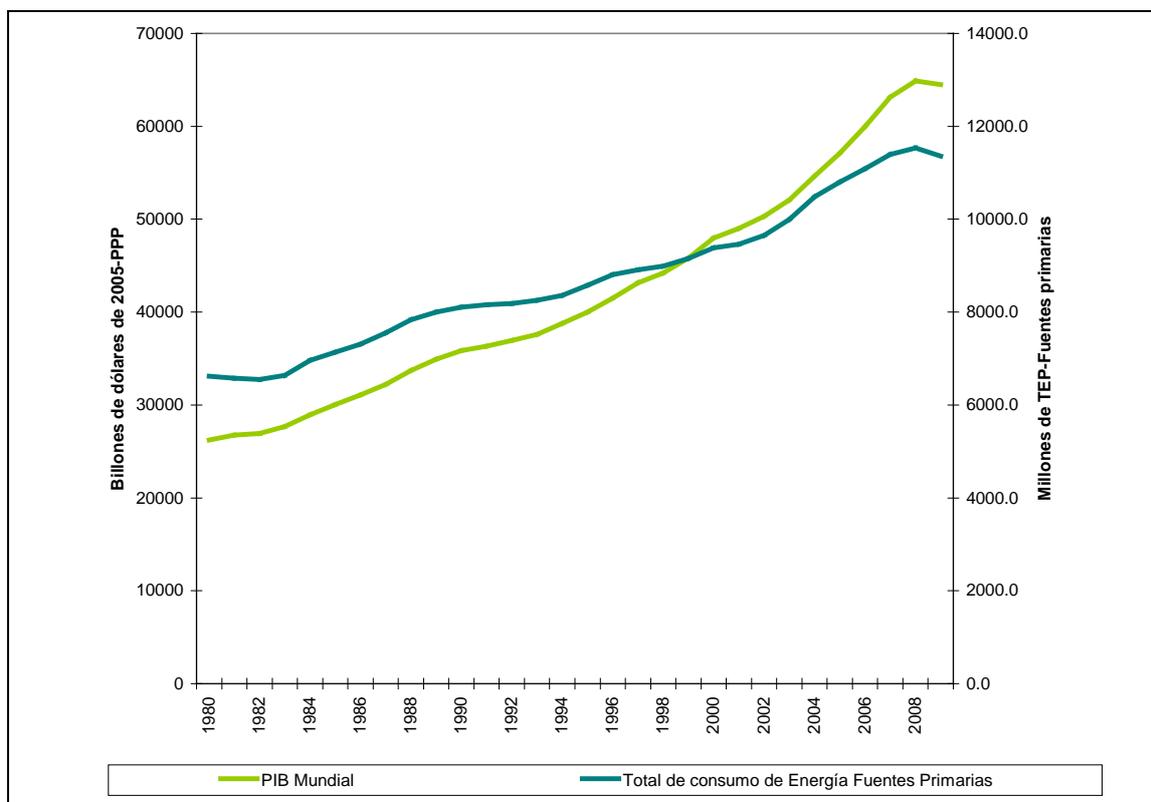
II - EL CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

1. EL CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL

1.1. El comportamiento de la demanda de energía por grandes regiones

Los profundos cambios en la evolución de la economía mundial, con su correlato en la reconfiguración espacial de la producción, el consumo y las inversiones ocurridos durante la última década, han impactado sobre el consumo de energía a nivel mundial tanto en cantidades como en la estructura de las fuentes y según regiones de demanda.

Gráfico 1.1.1. Evolución del producto bruto mundial y del consumo de energía 1980-2010

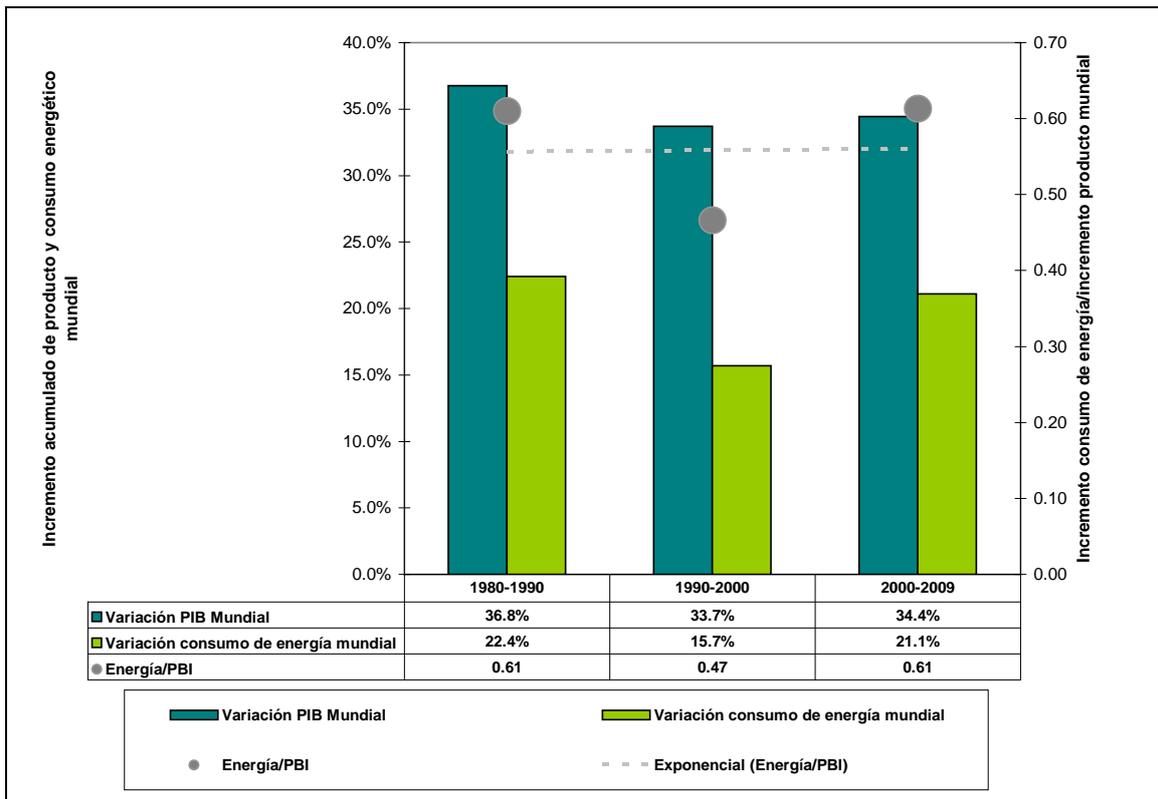


Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial y BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

El consumo total de energía proveniente del conjunto de las fuentes primarias⁸, creció, a lo largo de las tres últimas décadas a tasas inferiores a las del PIB mundial. Sin embargo, durante la última década se produjo un incremento en la elasticidad del consumo de energía con respecto al PIB. Como se puede observar el valor alcanzado por este indicador no superó al registrado en el período 1980-1990, pero sí al de 1990-2000. En tal sentido cabe decir que el impacto de las recesiones o la propia desaceleración de la economía afectan este indicador de un modo notable, en tanto la reducción del consumo de energía no es directamente proporcional a la variación del PIB.

⁸ En este contexto, las fuentes primarias consideradas fueron: Petróleo, Gas Natural, Carbón Mineral, Nuclear, Hidro y otras Renovables.

Gráfico 1.1.2. Variación del producto bruto mundial y del consumo de energía 1980-2010 en porcentajes



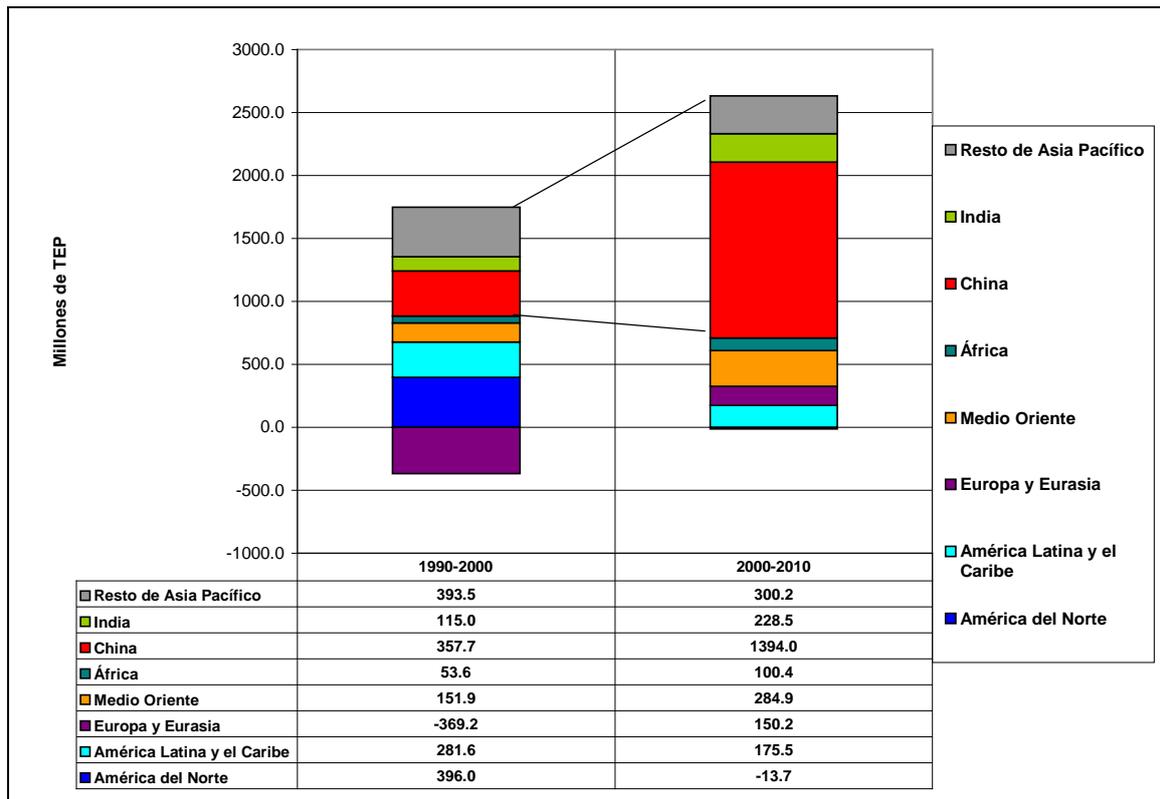
Fuente: estimaciones propias con datos del Banco Mundial y BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Como es sabido, desde las dos crisis petroleras de los setenta (1974 y 1978), los países desarrollados en particular -y el mundo en general- han procurado introducir una mayor eficiencia en el consumo de energía. Ello fue particularmente notable en el sector transporte, pero también en los usos del sector residencial e industrial. La preocupación por el tema del calentamiento global y la seguridad energética reforzaron esta tendencia a lograr un menor consumo específico por unidad de producto, a la vez que contribuyeron a diversificar la oferta de energía.

El extraordinario crecimiento asiático y de otras regiones con economías emergentes, modificaron en parte esta tendencia a partir del 2000, con mayor fuerza entre 2000 y 2010.

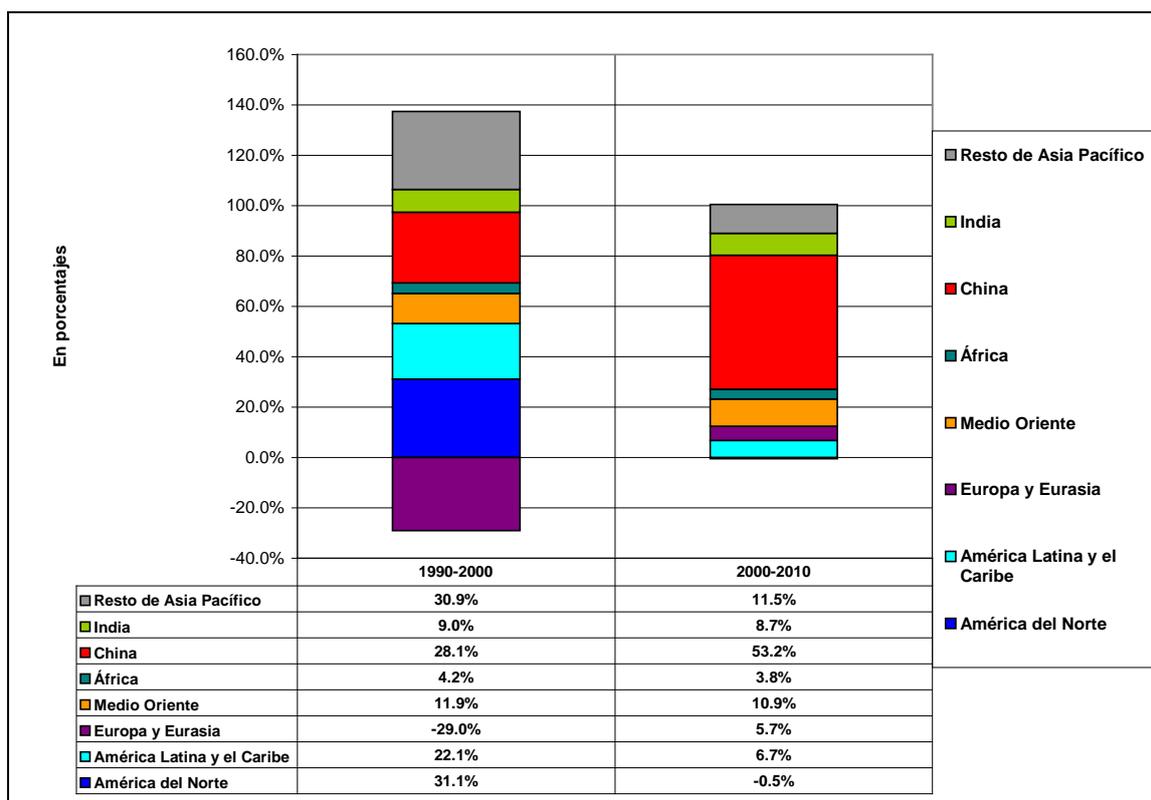
Cuando se analiza el origen del incremento en el consumo mundial de energía por grandes regiones y países, se observa un extraordinario cambio en la tendencia global.

Gráfico 1.1.3. Variación del consumo mundial de energía 1990-2010 según grandes regiones y países. En millones de tep



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.1.4. Variación del consumo mundial de energía 1990-2010 según grandes regiones y países. En porcentajes



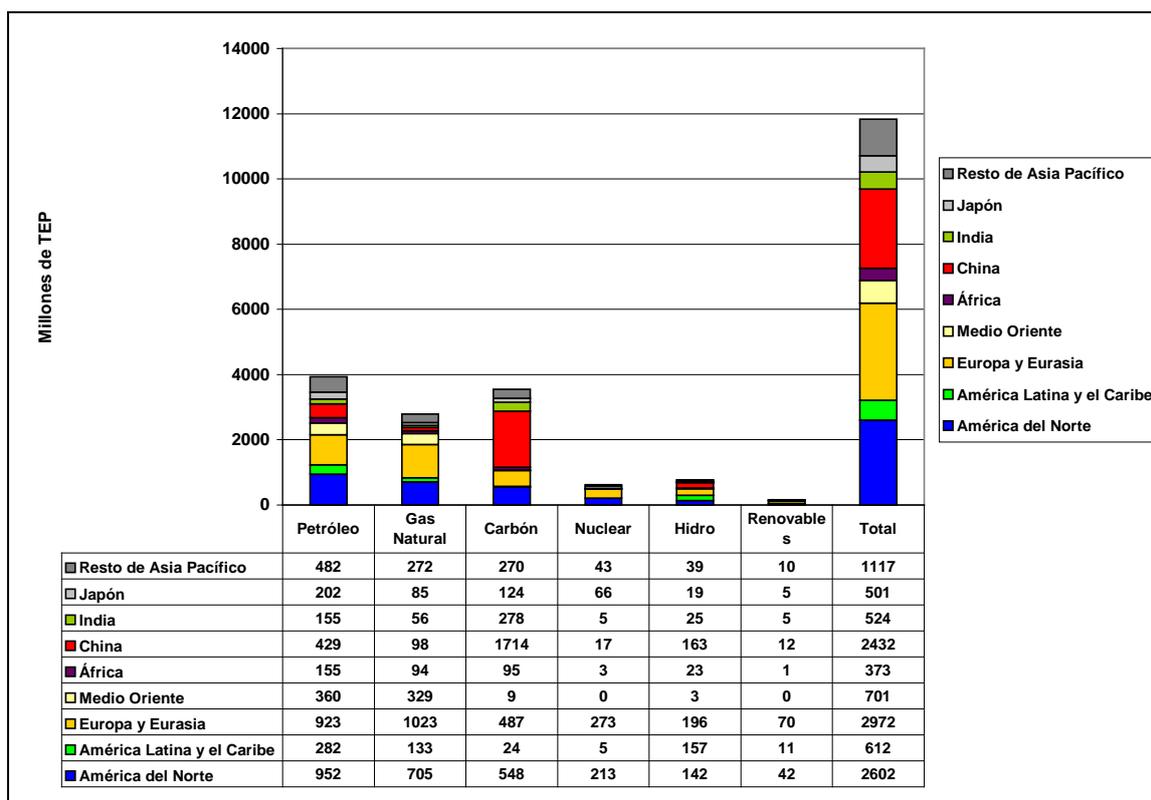
Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Según los datos presentados, mientras que los países de América del Norte, Europa y Eurasia dieron cuenta del 2.1% del incremento en el consumo mundial de energía entre 1990 y 2000, con comportamientos netamente diferenciados entre América del Norte y Europa, entre 2000 y 2010 este porcentaje se elevó al 5.2% con una inversión de tendencias originada en Eurasia y en América del Norte. Lo más notable ha sido, no obstante, el incremento originado en China, India y otras regiones emergentes. En este sentido China ha sido responsable del 53.2% del incremento en el total del consumo energético mundial.

Una imagen de la participación de cada gran región y país en el consumo energético actual, se presenta en los Gráficos 1.1.5 y 1.1.6.

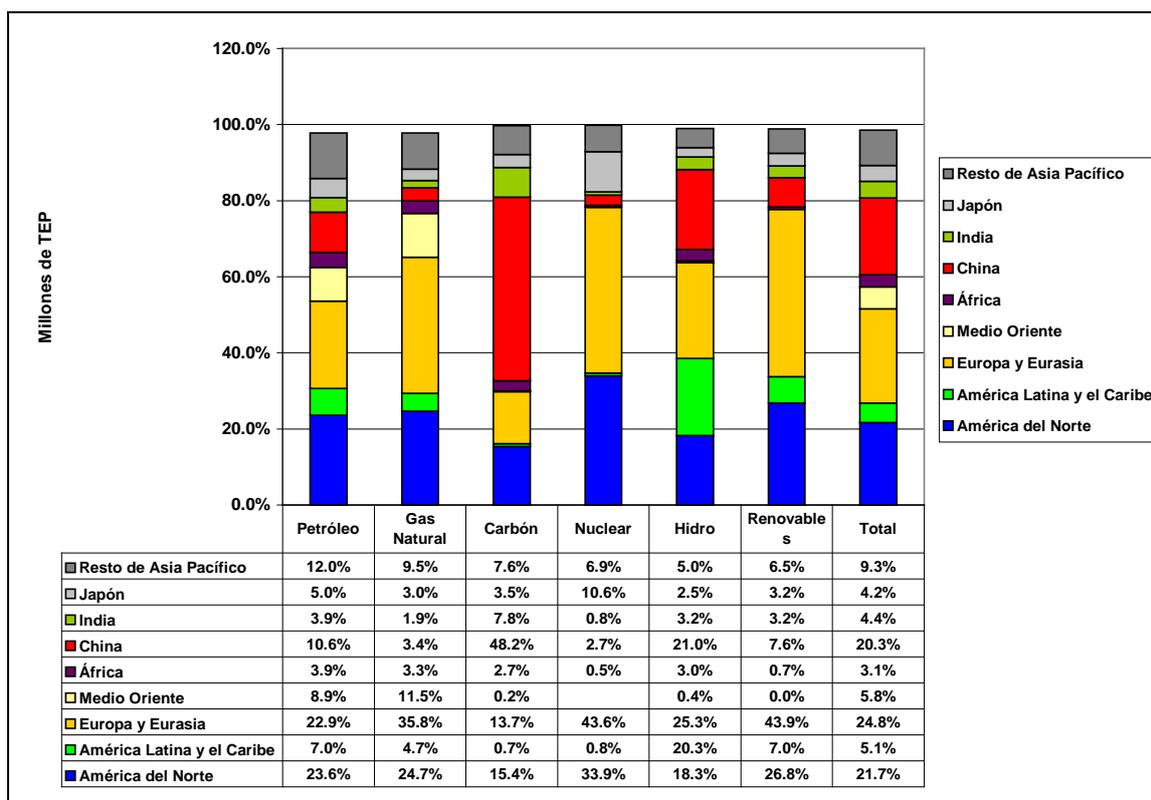
Se puede observar que a pesar de la extraordinaria participación en el incremento del consumo total de energía, el análisis por tipo de fuentes revela una muy disímil participación de cada región y país en cada una de ellas.

Gráfico 1.1.5. Consumo mundial de energía por fuentes en el año 2010 según grandes regiones y países. En millones de tep



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.1.6. Consumo mundial de energía por fuentes en el año 2010 según grandes regiones y países. En porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

De este modo las asimetrías en la demanda de energía según se trate de hidrocarburos, carbón, hidroelectricidad, nucleoelectricidad o fuentes renovables no hídricas, modifica radicalmente la imagen respecto a la participación de cada región o país en la demanda energética global.

Mientras que América del Norte, Europa (incluida Europa del Este) y Japón dan cuenta del 52% de la demanda de petróleo, del 63% de la demanda de gas natural, del 88% de la energía nuclear, del 46% de la demanda de fuentes hidroeléctricas y del 74% de la energía consumida generada con fuentes renovables, sólo participa del 32% de la demanda de carbón mineral totalizando así más del 50% del consumo de energía actual.

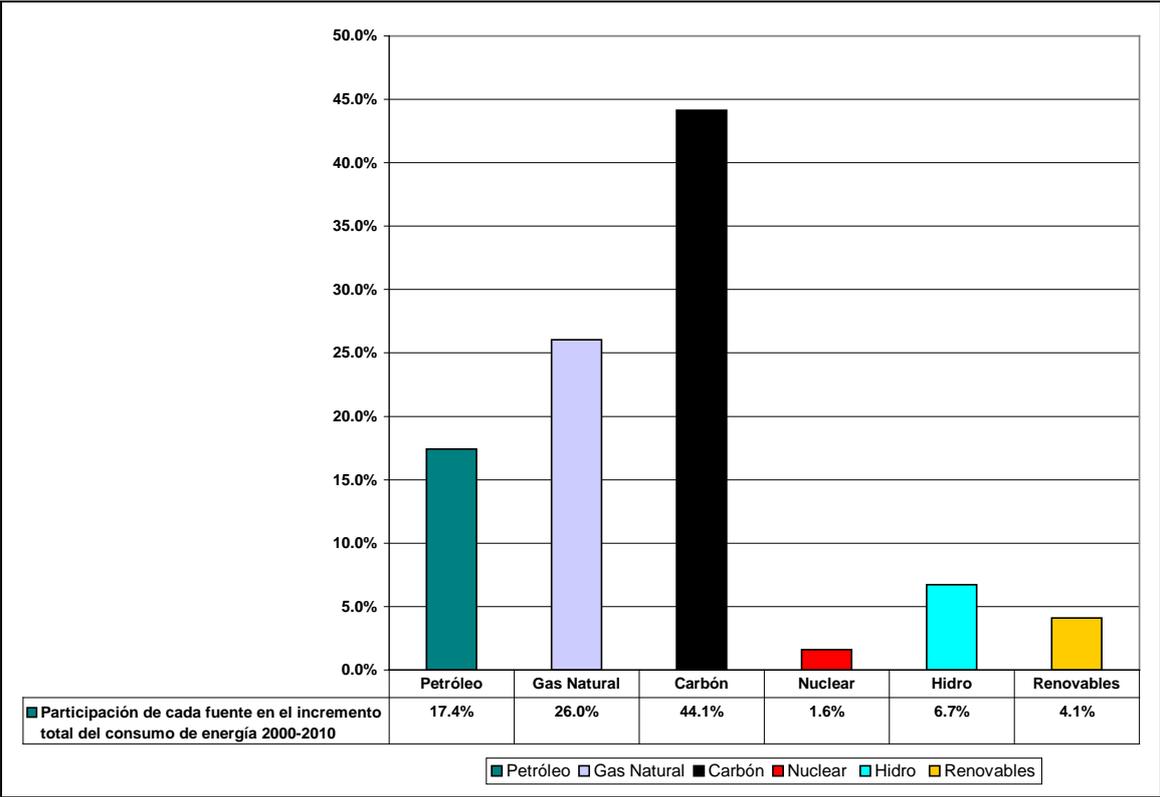
Como se puede observar América Latina y el Caribe sólo representan un 5.1% del consumo total, aunque del 20% de la hidroelectricidad.

Por su parte China da cuenta del 20.3% del consumo, pero considerablemente basado en el uso de carbón mineral, lo que equivale a un 70% del consumo de fuentes primarias de este país.

Cuando se analiza el origen del incremento de la demanda mundial de energía ocurrido entre 2000 y 2010, se observa asimismo que las contribuciones marginales de cada país y región han sido disímiles según las fuentes, tanto como lo han sido las distintas fuentes que contribuyeron a satisfacer el aumento del consumo global.

Las estimaciones realizadas muestran que a pesar de las políticas implementadas a nivel de promoción de las fuentes renovables y limpias, estas sólo contribuyeron a satisfacer un 4.1% del total del aumento del consumo mundial de energía. Los combustibles fósiles, en cambio participaron del 87.5% de este aumento, mientras que la energía hidráulica lo hizo con un 6.7% y la nuclear con sólo un 1.6% (Gráfico 1.1.7).

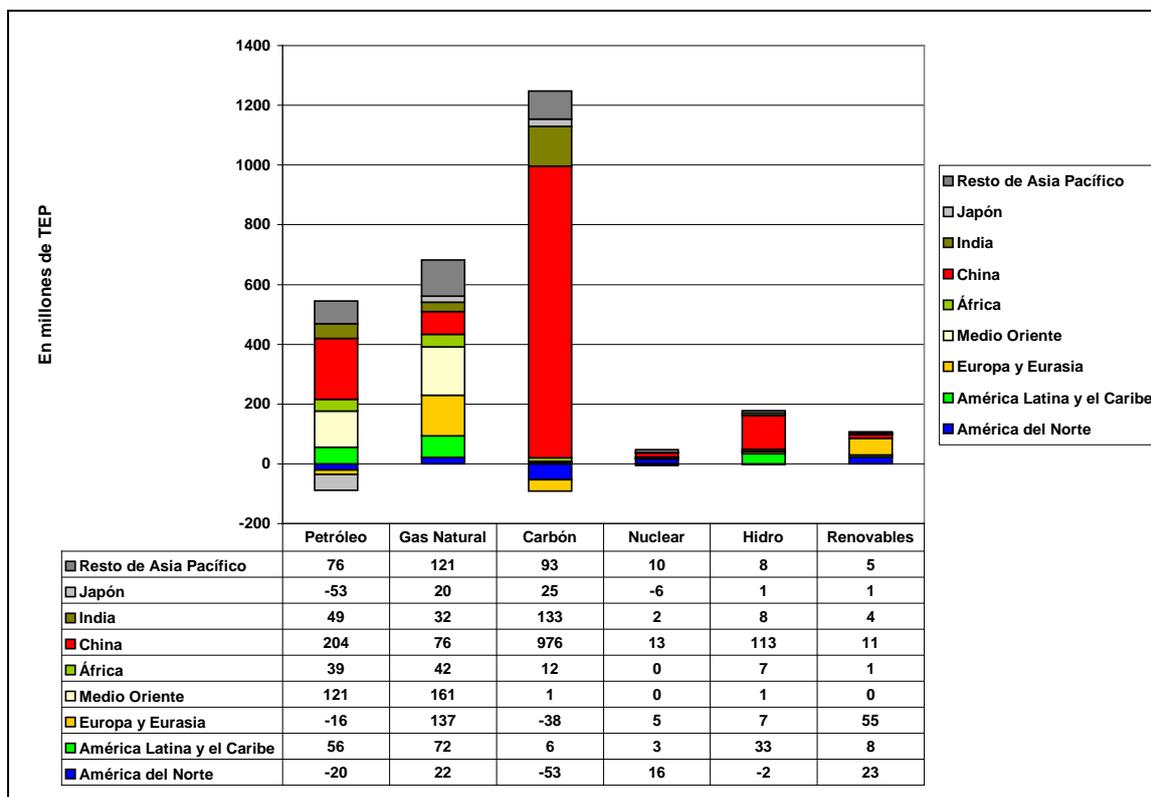
Gráfico 1.1.7. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010 según grandes regiones y países. En porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

En el caso de China, India y resto de Asia Pacífico (excluido Japón), se puede ver que han participado con el 72% del incremento en el consumo de petróleo, con 104% de la variación en el consumo de carbón mineral, 73% de hidroelectricidad, 59% de la nuclear, 34% del gas natural y 19% de renovables, para un total de 74% de participación en el incremento global (Gráfico 1.1.8).

Gráfico 1.1.8. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010 según grandes regiones y países. En millones de tep

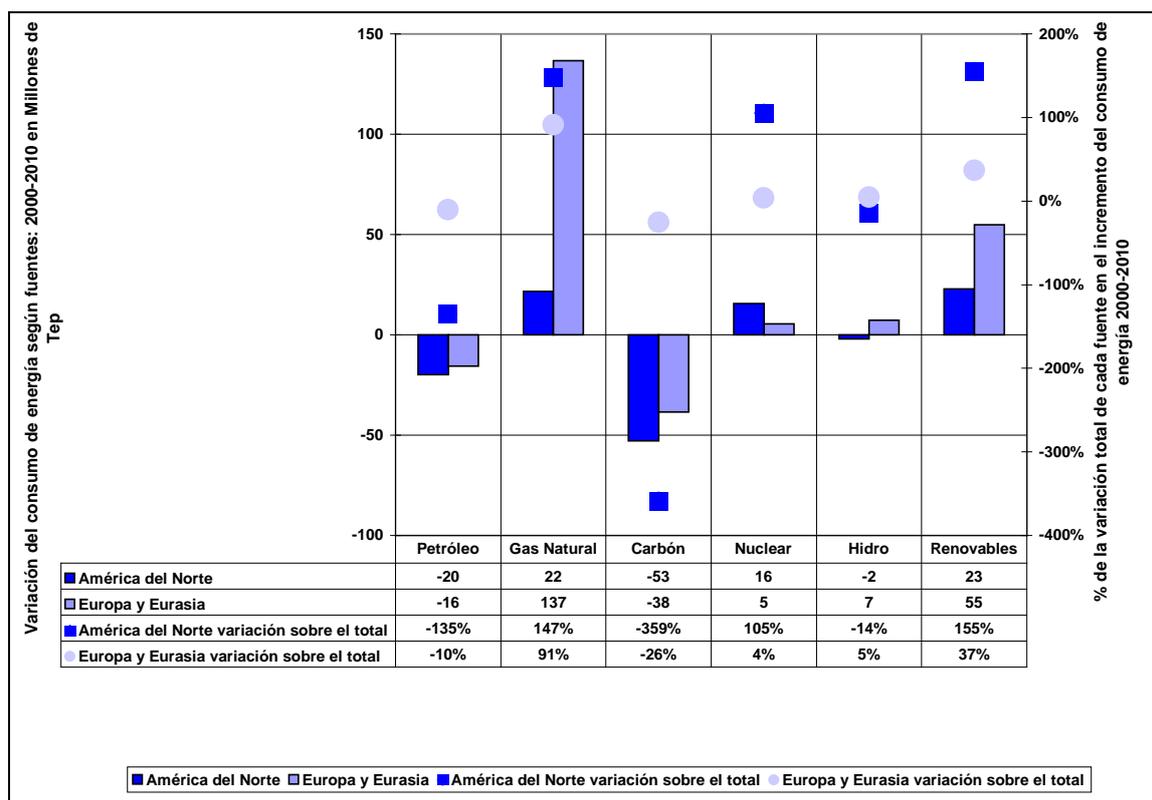


Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Por el contrario, América Latina y el Caribe han representado solo un 6.7% del incremento mundial de consumo de energía registrado en esta última década, siendo importante su contribución marginal al incremento del consumo de petróleo (12.2%); de gas natural (10.5%); de hidroelectricidad (18.9%) y de renovables (7%). Aunque esta región no presentó porcentajes demasiado significativos en términos del incremento total del consumo, lo cierto es que su participación marginal se incrementó respecto a la media expresada en valores de 2010 y también respecto a su contribución al incremento del PIB mundial.

Los acentuados cambios en las pautas de consumo de energía en Norteamérica y en Europa han mostrado no solo el bajo incremento de la demanda, sino un drástico giro hacia la cobertura de la expansión de la oferta energética con base a Renovables, Gas natural y energía Nuclear (en este último caso en los EUA).

Gráfico 1.1.9. Participación de cada fuente en el incremento del consumo mundial de energía registrado entre 2000 y 2010: Principales pautas en América del Norte y Europa

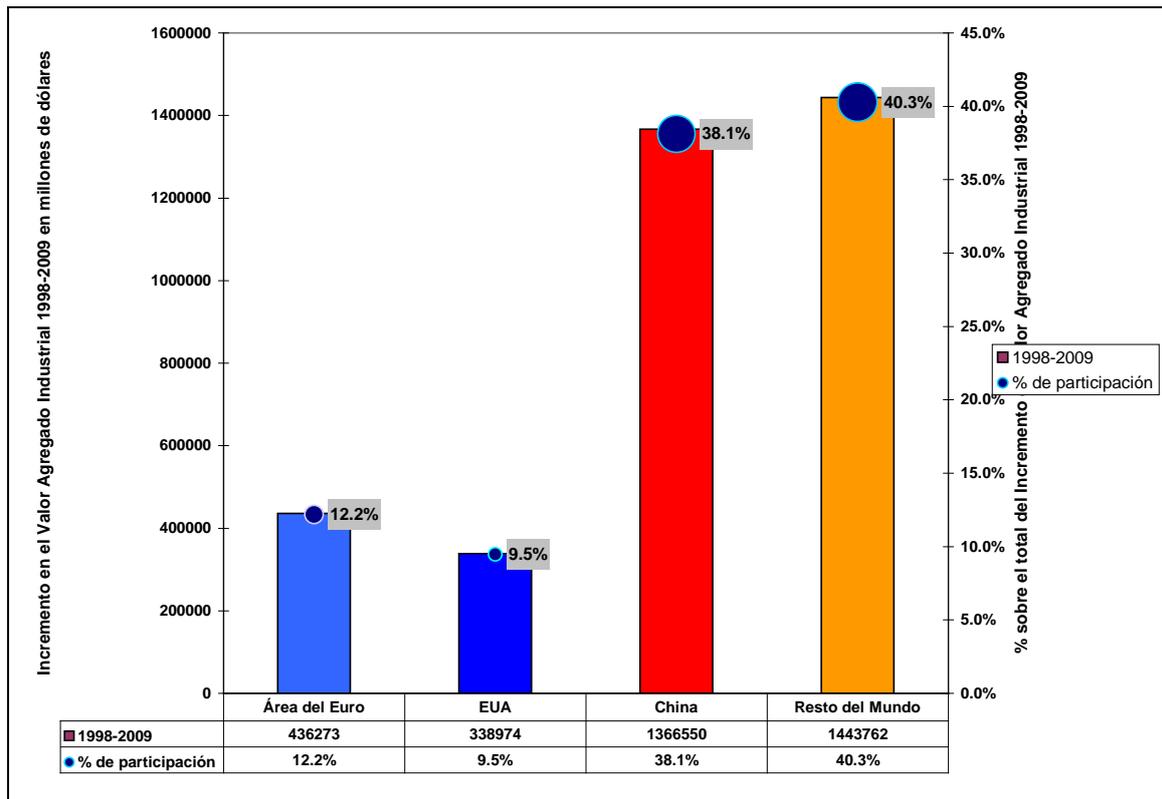


Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Sin embargo la pauta mostrada por buena parte del mundo desarrollado - y que fuera acompañada de fuertes medidas de eficiencia energética-, ocultan tanto la disminución de la participación en el producto de las actividades industriales, como el sesgo del crecimiento de la demanda energética total determinada por los sectores eléctrico y de transporte y arrastradas mas por el consumo final de los sectores residencial, comercial y de servicios que por la industria, lo que a su vez es consecuencia del desplazamiento de actividades productivas hacia la región asiática.

Al respecto-y esto es importante para comprender el alcance y limitaciones de las fuentes renovables para sustituir a otros energéticos según la estructura productiva de cada región- los Estados Unidos y países de Europa del área del Euro, contribuyeron con sólo el 21.7% del incremento en el valor agregado industrial mundial ocurrido entre 1998 y 2009. China por su parte lo hizo con más del 38%, porcentaje solo un poco inferior al que aportaron el resto de los países que conforman la economía mundial (Banco Mundial, 2011, ver Gráfico 1.1.10).

Gráfico 1.1.10. Incremento en el valor agregado manufacturero a nivel mundial según grandes áreas. En millones de dólares corrientes y en porcentajes

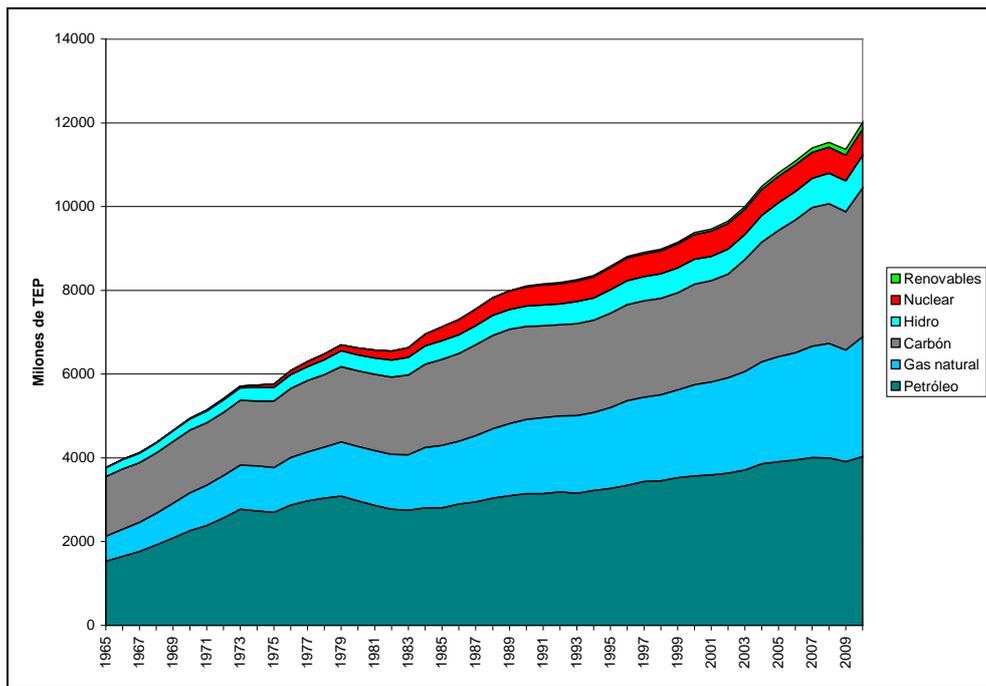


Fuente: estimaciones propias con datos tomados de Banco Mundial, World Economic Indicators 2011, p.204., basados a su vez en UNIDO's International Yearbook of Industrial Statistics 2010.

No existen dudas por lo tanto de que el desplazamiento del centro de gravedad del incremento de la demanda de energía desde el mundo desarrollado hacia Asia ha sido una clara consecuencia del desplazamiento del eje de crecimiento industrial al que ya se hiciera referencia antes.

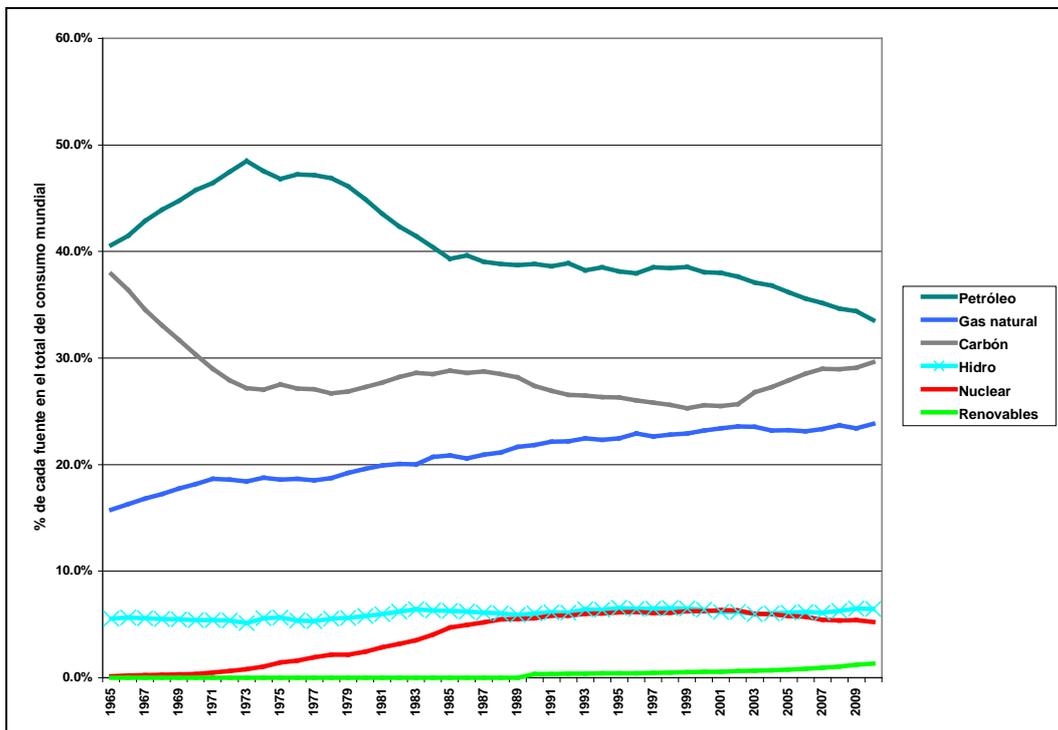
Las siguientes dos imágenes permiten apreciar la persistencia del uso de los combustibles fósiles a escala global y la relativa debilidad del conjunto de las fuentes alternativas en su reemplazo.

Gráfico 1.1.11. Consumo mundial de energía según fuentes en millones de tep 1965-2010



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.1.12. Participación de las fuentes primarias en el consumo mundial de energía 1965-2010. En porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

1.2. Las reservas energéticas a escala global

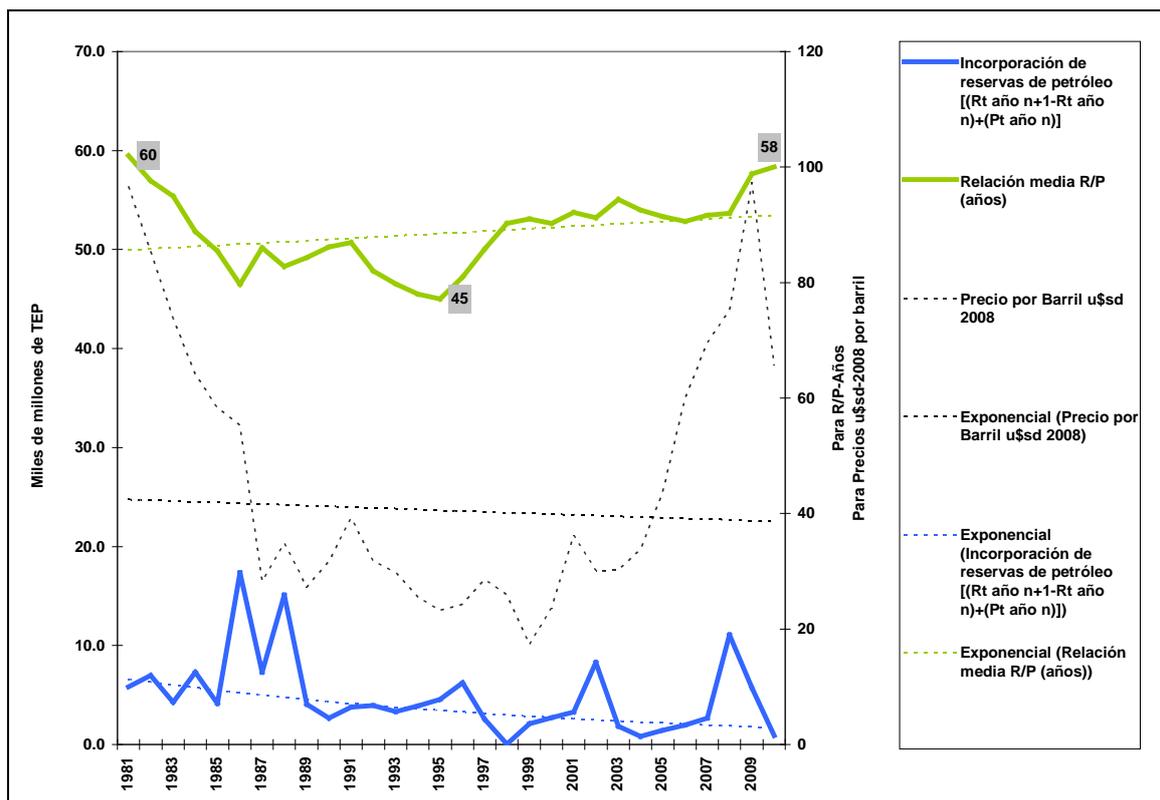
1.2.1. Petróleo crudo

La evolución de las reservas comprobadas de petróleo y la de la relación media R/P (relación reservas sobre producción) -expresada en años- a nivel mundial ha mostrado un comportamiento relativamente estable en los últimos treinta años.

Como es posible observar, la incorporación anual de reservas (estimada como diferencia entre las reservas reportadas entre dos años consecutivos sumada la producción del año correspondiente) ha mostrado una tendencia decreciente, pero acorde a los precios vigentes para el crudo en términos constantes con sólo un año de desfase entre los precios y dicha incorporación.

La recuperación de la relación reservas producción de petróleo a escala global comenzó a operar ya a fines de los años noventa y se ha incrementado notablemente desde 2008 en un contexto de precios favorables que han inducido a una mayor incorporación de reservas mundiales.

Gráfico 1.2.1.1. Comportamiento de la incorporación de reservas, de la relación media reservas-producción y de los precios



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

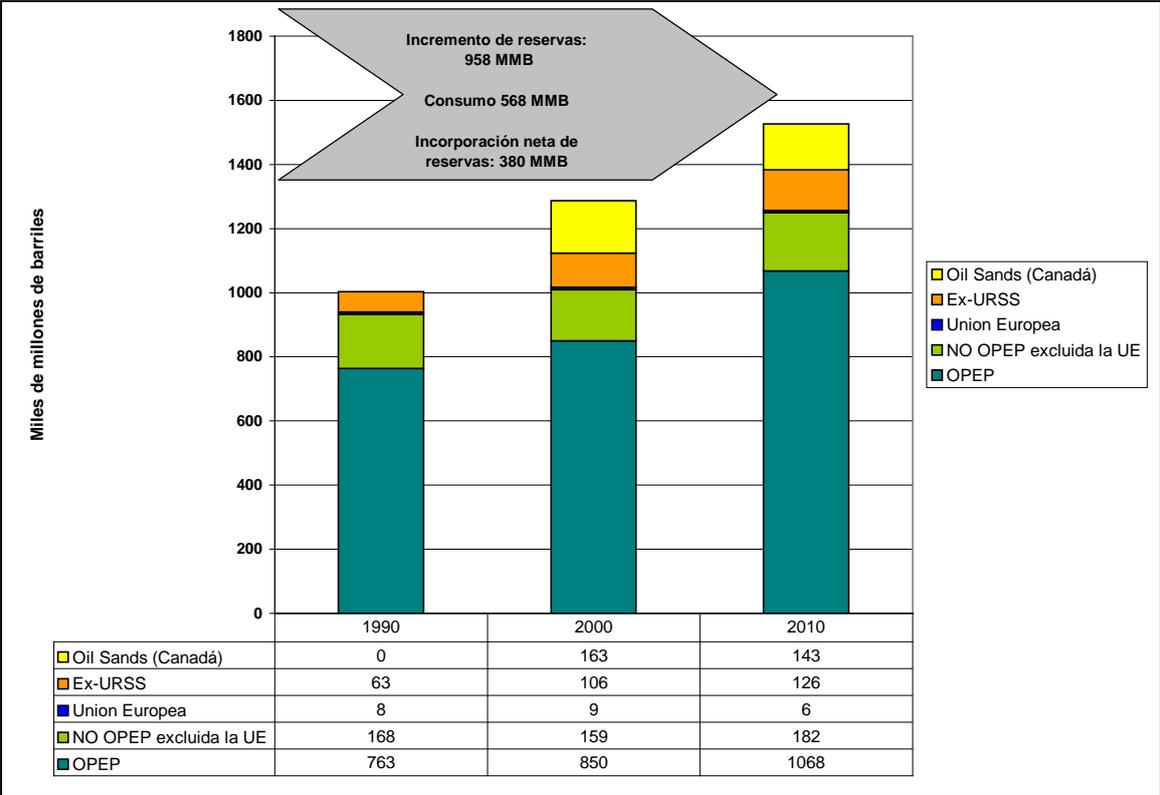
Cabe decir que la incorporación bruta de reservas entre 1990 y 2010 fue del orden de los 948 mil millones de barriles, para una producción acumulada de 568.4 mil millones. Una importante parte de esta incorporación de reservas se ha debido a la inclusión de las reservas de crudo no convencional de Canadá (163 a 178 mil

millones de barriles) y Venezuela (131 a 156 mil millones). Sin embargo estas cifras no representarían sino el 35% como máximo del total incorporado lo que muestra la importancia que han jugado las reservas convencionales.

A pesar de ello la tendencia de los descubrimientos o incorporación anual fue decreciente en las últimas décadas, especialmente a lo largo de 1990-2001.

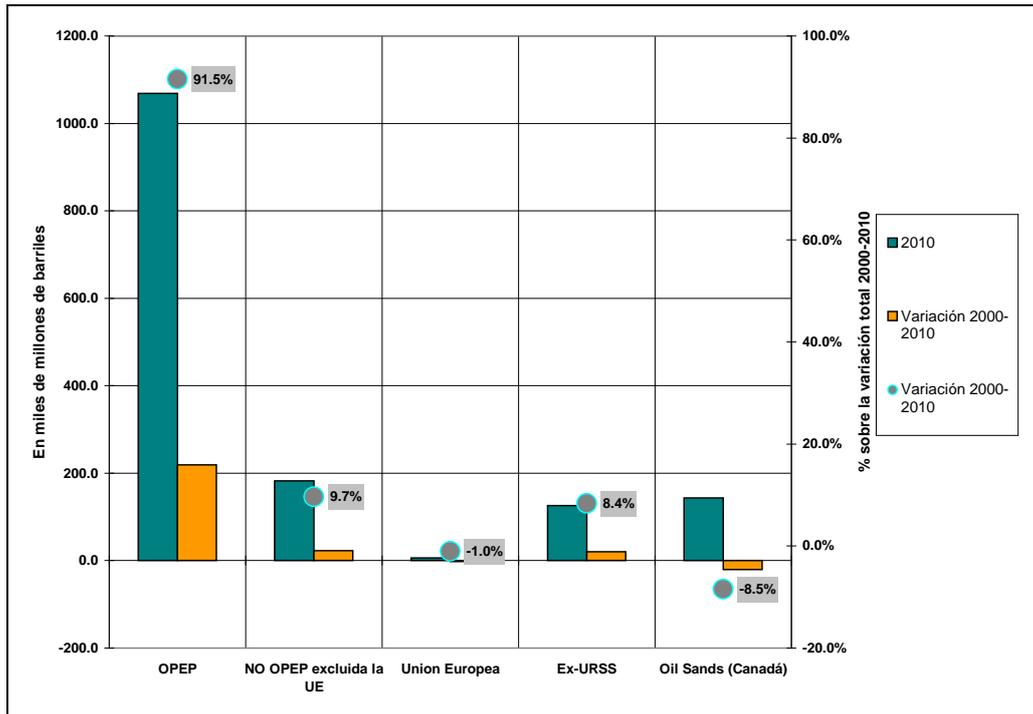
El cambio más significativo se ha dado en el origen del incremento de dichas reservas, caracterizándose por una contribución cada vez mayor de los países de la OPEP, con 91.5% de participación en el incremento de las mismas ocurrido entre 2000 y 2010.

Gráfico 1.2.1.2. Reservas comprobadas de petróleo 1990-2010. En miles de millones de barriles



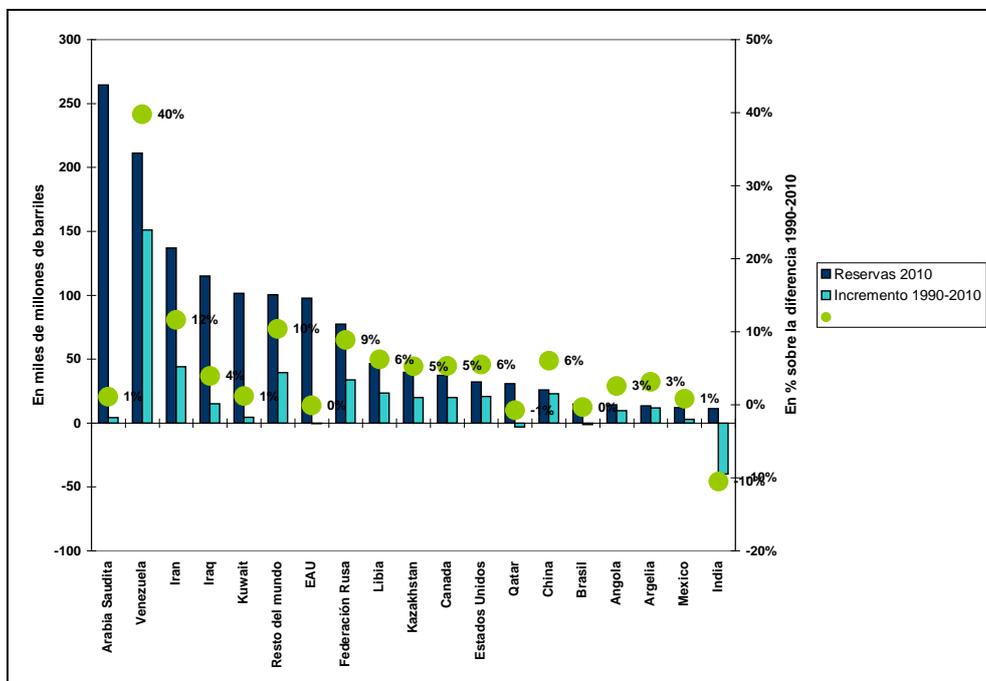
Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.2.1.3. Incremento en las reservas comprobadas de petróleo 2000-2010. En miles de millones de barriles



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.2.1.4. Incremento en las reservas comprobadas de petróleo 1990-2010 por países. En miles de millones de barriles



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Cuando el análisis se realiza por países y referido al lapso 1990-2010, se infiere que Venezuela aportó el 40% de este incremento de reservas a nivel global, Irán el 12%, la Federación Rusa un 9%, Libia un 9% e Iraq 6%. Es decir que el 73% del aumento neto de reservas se concentró en estos cinco países. Sin embargo dentro de este aporte, una parte importante se ha debido a la inclusión desde 2006 de las reservas de petróleo de la Faja del Orinoco que corresponden a crudos extra pesados.

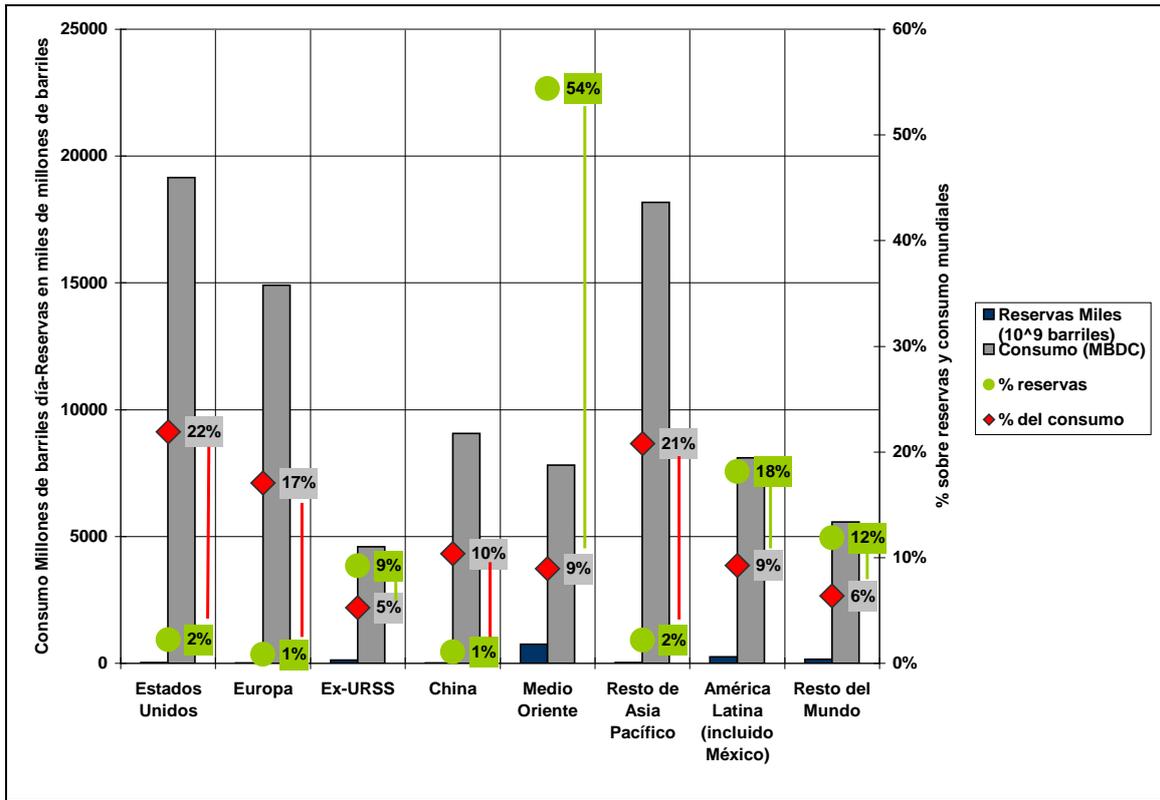
De este modo lejos de las predicciones que suponían un rápido agotamiento de las reservas comprobadas las mismas se incrementaron significativamente en el período de análisis abordado. Sin embargo tres factores hacen relativa la anterior afirmación. Por una parte las proyecciones futuras de demanda de crudo continúan con una tendencia a la alza en casi todos los escenarios de proyecciones futuras. Por otra, la asimetría en la distribución espacial de las reservas y el consumo de petróleo no sólo han persistido, sino que se han incrementado. Por último se ha comenzado ya a contabilizar reservas de crudos antes considerados no convencionales.

Cuadro 1.2.1.1. Reservas y consumo de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010

País-Región	Reservas (10 ⁹ barriles)	Consumo (MBDC)	% reservas	% del consumo
Estados Unidos	31	19148	2%	22%
Europa	12	14913	1%	17%
Ex-URSS	128	4597	9%	5%
China	15	9057	1%	10%
Medio Oriente	753	7821	54%	9%
Resto de Asia Pacífico	30	18181	2%	21%
América Latina (incluido México)	251	8098	18%	9%
Resto del Mundo	164	5567	12%	6%
Mundo	1383	87382	100%	100%

Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

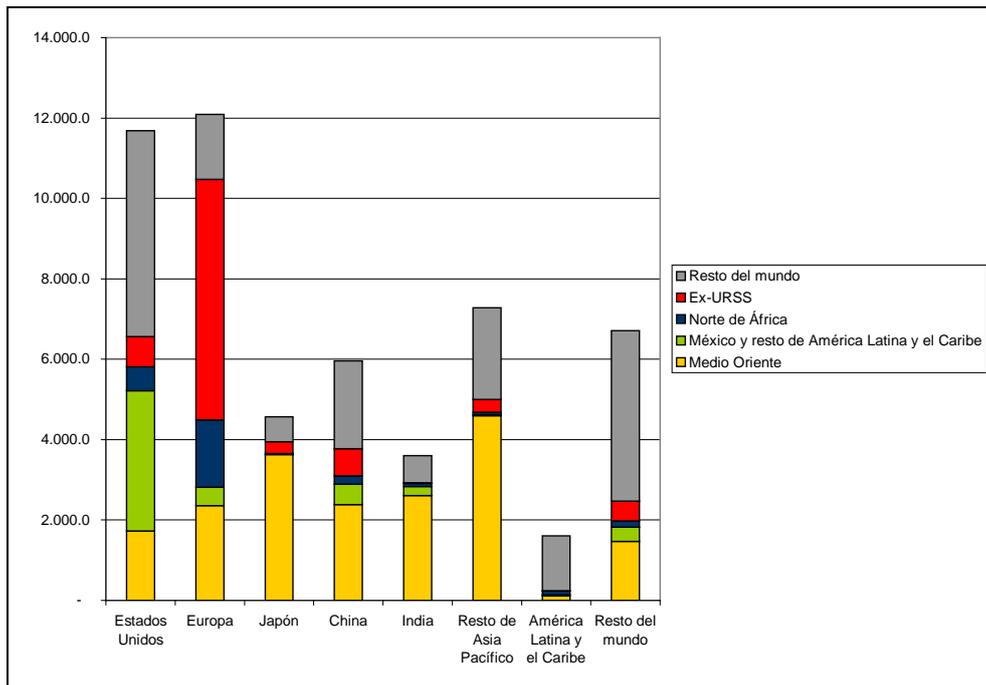
Gráfico 1.2.1.5. Reservas y consumo de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

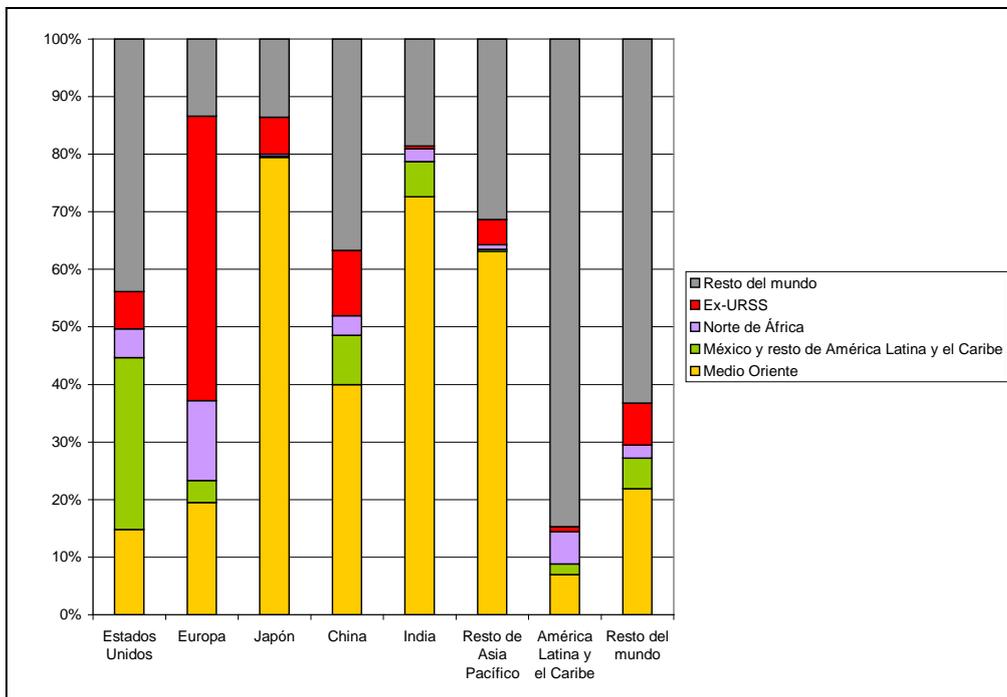
Mientras que Europa, Estados Unidos, China y el resto de la región Asia Pacífico dan cuenta del 70% del consumo mundial de petróleo en la actualidad, solo representan el 6% de las reservas. Por el contrario, los países de Oriente Medio, los de la ex Unión Soviética y América Latina y el Caribe poseen el 81% de las reservas mundiales comprobadas a fines de 2010 y un 23% del consumo mundial.

Gráfico 1.2.1.6. Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010. En miles de barriles día (MBD)



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.2.1.7. Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010. En porcentajes por región de origen



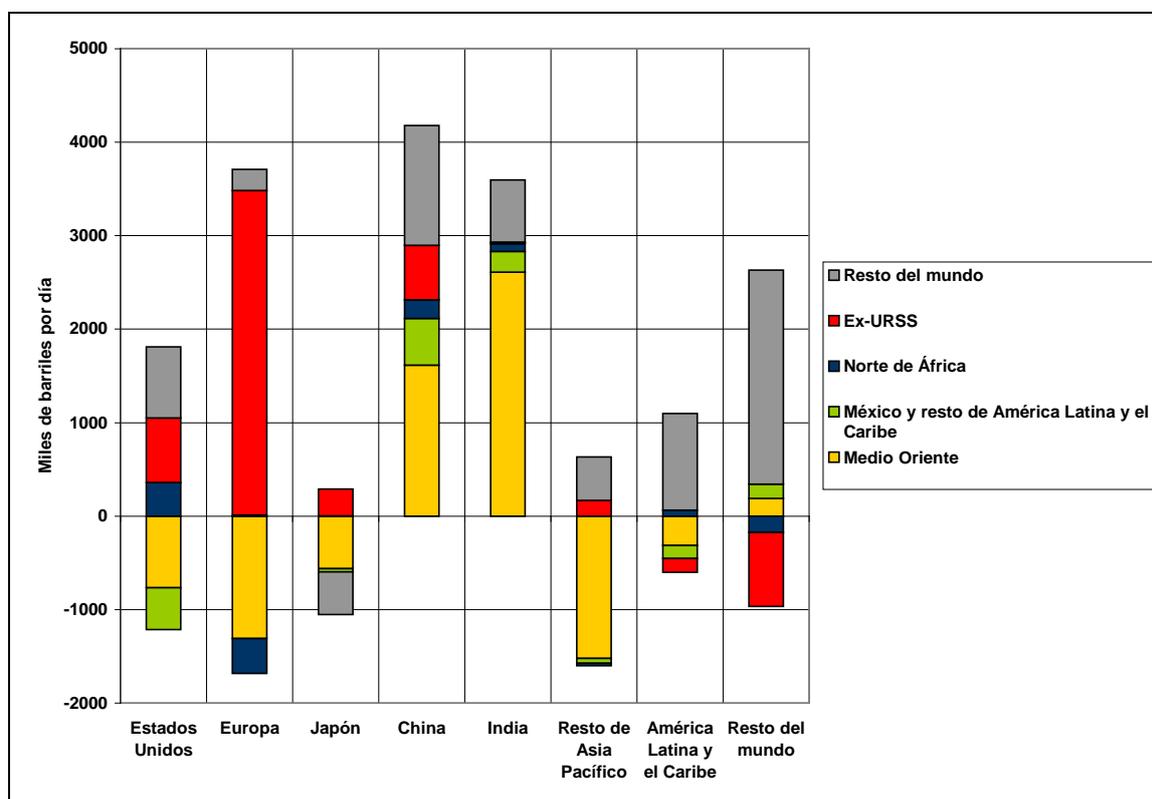
Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Desde un punto de vista estratégico la dependencia de los principales países asiáticos de las importaciones de Medio Oriente acrecienta la vulnerabilidad de esta región y al mismo tiempo, la importancia del papel de los Estados Unidos en lo que

respecta al gasto militar en la zona del Golfo Pérsico, antes destinada principalmente a resguardar el abastecimiento de los países desarrollados⁹.

Por su parte Europa ha reemplazado en buena medida su dependencia del petróleo de Medio Oriente por el proveniente de Rusia y otros países de la ex URSS.

Gráfico 1.2.1.8. Variación en las Importaciones de petróleo por áreas geográficas y grandes países: 2000-2010. En MBD



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Mientras que los Estados Unidos, Europa y Japón han reducido entre 2000 y 2010 el volumen de importaciones de petróleo de Medio Oriente y lo han incrementado con los países de la ex URSS, China e India lo han incrementado de un modo más que significativo con Oriente Medio aún cuando China también ha diversificado sus fuentes de suministro.

También en el caso de América Latina y el Caribe el comercio se ha desplazado parcialmente hacia China e India, pero en 2010 aún representaba el 30% de las importaciones de petróleo de los Estados Unidos.

De las proyecciones de demanda futuras de petróleo, la mayor parte de ellas sitúa el crecimiento al año 2030 en un orden de entre el 0.88% (WEO, 2009 tasa 2007-2030) al 0.85%a.a (BP, 2011, para 2010-2030). Estas proyecciones indicarían que en los

⁹ Para una estimación del gasto militar de los Estados Unidos vinculado a la seguridad de suministro en la región del golfo Pérsico durante el período 1990-2000 véase Delucchi, M. A. y Murphy, J., *U.S. MILITARY EXPENDITURES TO PROTECT THE USE OF PERSIAN-GULF OIL FOR MOTOR VEHICLES*, Report N° 15 in the series: The Annualized Social Cost of Motor-Vehicle Use in the United States, based on 1990-1991 Data UCD-ITS-RR-96-3 (15) rev. 2, Institute of Transportation Studies, University of California y Department of Resource Economics and Public Policy University of Massachusetts, California 2006.

próximos veinte años se consumirían alrededor del 50% de las reservas de crudo convencional o aún menos si contáramos las reservas canadienses de crudos no convencionales y supusiéramos no se incorporan nuevas reservas.

En general parece existir consenso respecto a que la cuestión de la suficiencia de las reservas comprobadas de petróleo no constituye un problema para un horizonte próximo al año 2040. Aunque esta afirmación puede ser cierta, la cuestión de los desequilibrios espaciales entre las regiones con reservas y las consumidoras aparecen con frecuencia como las que hacen a los mayores desafíos para comprender los posibles escenarios futuros en materia de geopolítica y disputa por los recursos.

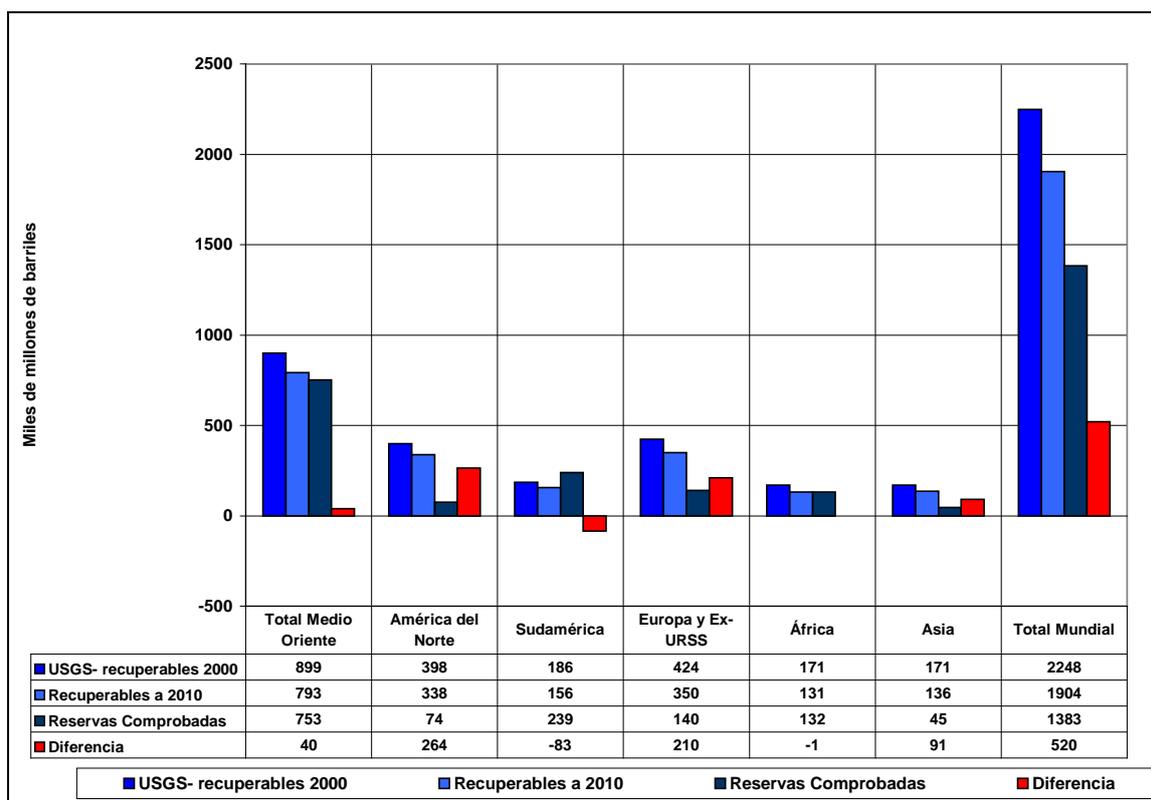
Del mismo modo los análisis más pormenorizados que intentan describir la evolución de la oferta de petróleo por regiones, advierten sobre la posible declinación de la oferta (Caso Informe WEC, 2007-ASPO 2006). Sin embargo la metodología de estimación basada en el *Peak Oil Model*, sobre la cual suelen basarse este tipo de predicciones, ha sido fuertemente cuestionada y por ende las conclusiones acerca de la inevitable declinación de las reservas y la producción (Boyce, J.R.,2010, Al-Husseini, 2006)¹⁰.

Al mismo tiempo existe una disparidad importante cuando se analizan los datos respecto a las reservas comprobadas y las recuperables, aún cuando por el momento no se dispone de una estimación reciente respecto a las últimas.

Si se utilizan los datos disponibles del USGS (United States Geological Survey) correspondientes al año 2000- cuando el escenario de precios era de una media de u\$s/bl 18- y se descuenta la producción acumulada entre 2000 y 2010, se obtiene una *proxy* “subestimada” de las reservas recuperables a escala global y por regiones en 2010. Si a su vez se comparan estas reservas recuperables por grandes regiones respecto a las reservas comprobadas se obtiene una diferencia que representaría un mínimo de reservas recuperables remanentes (Gráfico 1.2.1.9). Cabe aclarar que en la medición de reservas recuperables se han considerado aquellas posibles de extraer a un costo de hasta u\$\$ 40 por barril.

¹⁰ Boyce, J.R.,2010, *Peak Oil: Mountain or Molehill: an empirical assessment*, Department of Economics, University of Calgary, 2010. Véase también Al-Husseini, *The debate over Hubbert's Peak : a review*, en GeoArabia, Vol 11 N° 2, 2006, Gula Petrolink, Bahrain.

Gráfico 1.2.1.9. Estimación de Reservas Recuperables mínimas y Reservas Comprobadas a fines de 2010. En miles de millones de barriles



Fuente: estimaciones propias con datos de: Kovarik, B., *Comparison of USGS and oil industry reserve estimates (Part II)*, Radford University, 2006.

Aún cuando se esperan las nuevas estimaciones en curso por parte del USGS para fines de este año, la imagen presentada mostraría una distinta participación por regiones de las reservas recuperables con respecto a las comprobadas. En tal sentido, tanto las de los Estados Unidos, como las de la Ex-URSS aparecen como las que presentan los mayores niveles de recuperables. En el caso de América Latina obviamente tanto las nuevas reservas certificadas de Venezuela, como las potenciales de Brasil explican la razón de la subestimación de los datos del USGS en 2000. Sin embargo no pocos analistas consideran que también en algunos países de Medio Oriente existen gigantescas reservas que no figuran entre las comprobadas ni las recuperables, como podría ser en el caso de Iraq. Las recientes discusiones en torno a los criterios para anunciar y cuantificar reservas de crudos no convencionales en los Estados Unidos agregan matices a esta dificultad de conocer los remanentes reales por regiones.

Por otra parte muy recientemente, la empresa Statoil ha reportado descubrimientos confirmados en el mar del Norte que representarían el mayor descubrimiento desde 1980 agregando entre 500 y 1200 millones de barriles. Esta cifra, aunque insignificante en términos de su aporte a las reservas mundiales podrían estar mostrando la existencia de reservas adicionales de crudo convencional por descubrir en un contexto de menor estrechez global que la pensada a mediados de la década pasada.

Ahora bien, desde el punto de vista de la seguridad de suministro, el petróleo continuará siendo uno de los combustibles más críticos, al menos en términos potenciales. Las tendencias proyectadas de consumo en las economías emergentes, la elevada dependencia a escala mundial del sector transporte respecto de los derivados de petróleo en la próximas dos décadas, podría enfrentar, a partir de ese plazo o antes, una oferta cuyo comportamiento no estaría exento de alcanzar un pico o estabilización. Se cree, en general, que las nuevas reservas a incorporar serán más costosas si se trata de magnitudes importantes. Por otra parte la volatilidad de los precios puede generar incertidumbres que afecten la velocidad en el desarrollo de proyectos o bien, brinden señales erráticas. Esto ya ha ocurrido a lo largo de la historia y, como se verá luego al analizar los escenarios de precios, las distancias entre los escenarios de precios base, bajos y altos resultan bajo cualquier análisis extremadamente contrastados. De esta situación se derivan bases para la especulación con papeles petroleros que en sí misma es causa de volatilidad en particular cuando factores coyunturales se superponen con estructurales y no permiten capturar las señales adecuadas en un mundo con múltiples actores financieros interconectados por redes de información que fluyen a una velocidad cada vez mayor.

El incremento de la dependencia de crudo respecto a los países de la OPEP y otros de la EX-URSS junto al creciente incremento del comercio internacional hacen que los sucesos en cada uno de esos territorios incrementen la vulnerabilidad global del abastecimiento.

No debe ser perdido de vista que casi todos los países del mundo tienen una participación de al menos 10% de su matriz energética basada en el petróleo. De ellos 112 (5.5 mil millones de personas) presentan un indicador de 18%, pero 32 países con sólo 370 millones de personas presentan una dependencia del petróleo de más del 50% de su energía primaria. Sólo los Estados Unidos importan más del 25% del crudo, mientras que China depende en un 40% de suministros externos. En América Latina y el Caribe la situación es altamente asimétrica entre países exportadores e importadores, pero todos ellos se ven afectados por las condiciones del mercado mundial de petróleo. Como se verá en los informes II y III muchos países han disminuido su relación reservas-producción, mientras que también la capacidad de refinación no ha respondido a las tasas de crecimiento de la demanda lo que brinda un espacio para la posible articulación dentro de la Agenda a proponer.

1.2.2. Recursos petroleros no convencionales

Aunque existen diversas definiciones respecto a los recursos petroleros no convencionales, se consideraran aquí los siguientes: Crudos extra pesados (extra heavy crude oil); Arenas Bituminosas (oil sands or tar sands); *oil shale* y *shale oil*. Como se verá aunque estas categorías a veces suelen agruparse en pares, cada una de ellas presenta características propias tanto en su composición orgánica, como en la forma en que los hidrocarburos se hallan en los depósitos sedimentarios y, por consiguiente, implican distintos tipos de tecnología para su conversión en petróleo o aún como recurso energético.

1.2.2.1. Crudos extra pesados y arenas bituminosas (extra heavy crude oil; oil sands or tar sands)

Se trata de un petróleo cuya densidad específica es casi similar o aun superior a la del agua, por lo cual los métodos tradicionales de transporte y refinación no pueden ser utilizados¹¹. Los crudos extrapesados contienen por lo general mayores concentraciones de azufre y metales (vanadio y níquel).

Los mayores depósitos de crudo extra-pesado y de arenas bituminosas (oil sands o tar sands) se hallan en los reservorios de Alberta en Canadá (Athabasca Oil Sands) y los de crudos extra pesados en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela. Su clasificación conjunta proviene del hecho de su elevada densidad, pero para su extracción y conversión a petróleo refinable las técnicas utilizadas difieren ampliamente.

Los recursos del Orinoco se distinguen de las arenas bituminosas de Canadá en tanto aquellos fluyen a mayor velocidad a temperatura ambiente y pueden ser producidos a partir de técnicas de transporte en frío mediante el agregado de diluyentes. Se estima, no obstante que el porcentaje de recuperación puede ser menor a las de las arenas bituminosas de Canadá.

En el caso de Venezuela el primer uso dado a este recurso fue la Orimulsión¹². Sin embargo mediante distintos procesos tecnológicos (Ej.: coquización e hidrogenación) es posible producir un crudo sintético de alto valor. En el caso de Venezuela existen cuatro grandes proyectos de producción de crudos sintéticos que utilizan los recursos de la Faja Petrolífera del Orinoco: 1-Hamaca de ChevronTexaco y Phillip convierte crudo "casi sólido" de 8 a 10 °API en crudo sintético de 26 °API; 2-Sincor (Totalfinaelf y Statoil), que ha estado bombeando crudo desde fines del 2000 para su mezcla con crudo más ligero; 3-Petrozuata (Conoco) produce crudo sintético de 19 a 25 °API, con subproductos asociados (gas licuado de petróleo, azufre, petcoke y gasoil pesado) y 4-Cerro Negro (Exxonmobil y Veba Oel) inició la producción en 2001 de crudo de 16 °API. Una de las cuestiones al respecto ha sido la discusión si esta producción debía o no estar vinculada a las cuotas de la OPEP.

El proceso de conversión de las arenas bituminosas en líquidos requiere en cambio, de la creación de calor y generación de energía eléctrica, la que a su vez de modo corriente se realiza a partir de gas natural o bien pueden ser provistos por plantas nucleares u otras de gran potencia, lo que hace que la ecuación de energía utilizada-energía extraída sea muy superior a la de los crudos convencionales. Otros requerimientos de capital son la construcción de plantas de upgrading y las instalaciones in situ que utilizan vapor y soda cáustica y a veces técnicas de minería a cielo abierto. En todos los casos los impactos ambientales son elevados. Por ejemplo, en el caso de las arenas bituminosas de los yacimientos de Alberta se estima que las emisiones de CO₂ son entre un 5 y 15% superiores a las de petróleo convencional o, según otras estimaciones, aún muy próximas a las del uso del carbón mineral.

¹¹ Mientras que los crudos pesados presentan una gravedad específica inferior a los 20 °API, la densidad de los extra-pesados (expresada en grado API) es inferior a los 10 °API.

¹² Combustible líquido producido mediante tecnología desarrollada por PDVSA Intevep, S.A., compuesto por 70% de Bitumen natural, 30% de agua más aditivos para estabilizar la emulsión. Si bien se quema como combustible pesado, este combustible consiste de pequeñas gotas de bitumen suspendidas en agua.

Los mayores costos de extracción de estos recursos son estimados en unos 15 u\$/bl para las empresas Suncor y Syncrude (Canadá) que son las que han puesto mayores volúmenes de producción en el mercado en el nuevo contexto de precios internacionales del crudo que han oscilado en una banda de más de 40 u\$/bl y de hasta 140 u\$/bl después del 2003 .

Para el caso de Canadá se proyecta que se pasará de una producción actual de 350 MBD a 525 MBD para el 2020.

La incógnita que se presenta a estos recursos es respecto al volumen recuperable respecto al total in situ y a que niveles de costos según las técnicas conocidas.

Cuadro 1.2.2.1.1. Volumen in situ y Reservas de Crudos Extra Pesados y Arenas Bituminosas

País-Región	Bitúmenes (oil sands) - Original in situ (10 ⁹ barriles, WEC, 2007)	Reservas Bitúmenes (10 ⁹ barriles) WEC, 2007	Reservas originales in situ Extra Pesados (10 ⁹ barriles) WEC, 2007	Reservas Extra Pesados (10 ⁹ barriles) WEC, 2007
Estados Unidos	54		3	0.0
Canadá	2397	173.6 (2)		
Europa	2	0.2	3	0.2
Ex-URSS	773	70.4	21	
China			9	0.0
Medio Oriente				
Resto de Asia Pacífico				
América Latina (incluido México)	0		2448	59.6 (1)
África	46	1.3	1	
Resto del Mundo				
Mundo	3272	245.5	2484	59.8

Fuente: WEC, 2007 y Revisión 2009, Survey of Energy Resources.

(1) esta cifra resulta inferior a las reservas de crudos extrapesados que ya se hallan incorporadas a reservas comprobadas en los datos de la BP.

(2) cifra superior a las reservas que figuran en los datos de BP.

Si las estimaciones de reservas correspondieran al máximo extraíble estas reservas ya se hallarían contabilizadas entre los recursos convencionales.

1.2.2.2. Oil Shale

El término oil shale debe ser distinguido del shale oil ya que se trata de dos recursos distintos en potencial y en uso de tecnologías.

El oil shale se refiere a una roca sedimentaria de fino granulado que contiene materiales bituminosos sólidos denominados *kerogen*, que puede ser convertido en hidrocarburos líquidos y gaseosos cuando la roca es calentada en un proceso químico de destilación llamado *pyrolysis*.

Este recurso se puede hallar en múltiples variedades de depósitos sedimentarios incluyendo el agua dulce, lagos salinos, cuencas sedimentarias marinas, en general asociados con depósitos de carbón. A diferencia del crudo o de las arenas bituminosas, el *oil shale* no ha sido sometido a largo períodos de calentamiento que permitieran la ruptura del complejo de hidrocarburos sólidos en componentes líquidos y gaseosos. Sin embargo una de sus características es que estas rocas contienen suficiente petróleo para arder sin ser procesadas.

Extraer el combustible del *oil shale* es mucho más complejo y costoso que en el caso del petróleo convencional y otros tipos de no convencionales. El factor clave es la insolubilidad una vez extraído el recurso, por cuanto debe ser tratado a temperaturas de 900-940 ° F para descomponerlo en shale oil y shale gas. La producción de subproductos como uranio, vanadio, zinc, alúmina, fosfato, carbonato de sodio y otros podría crear un valor adicional a algunos yacimientos de *oil shale*, aunque se estima que sería antieconómico. Se estima que el desarrollo de este recurso requiere para la mayor parte de los reservorios desarrollar instalaciones in situ junto a las tecnologías para procesarlos, lo que es altamente costoso.

En algunos casos como en Alemania y China la combustión directa del *oil shale* ha sido utilizada en la producción de cemento pero se trata de casos particulares.

Aunque el potencial de recursos de *oil shale*, es muy grande comparado al de los recursos de petróleo y carbón, el contenido de líquidos en las rocas varía entre 100 a 200 litros por tonelada en los yacimientos más productivos, pero el USGS utiliza una media de 40 litros por tonelada para clasificar los potenciales de tierras con *oil shale*, mientras que la literatura especializada aconseja utilizar un límite de 25 litros por tonelada. De este modo mientras que los recursos de *oil shale* son de 2826 mil millones de barriles (ó 408 mil millones de toneladas, según los datos del WEC, 2007), el potencial de líquidos extraíbles sería mucho menor. Por otra parte los territorios que contienen *oil shale* suelen ocupar miles de kilómetros cuadrados de superficie con un espesor de 700 metros. En algunos casos como el de Estonia, la minería a cielo abierto y las técnicas de extracción y producción han tenido fuertes impactos ambientales.

Cuadro 1.2.2.1. Recursos Oil Shale

País-Región	Recursos Oil Shale (10 ⁹ barriles) WEC, 2007 (1)
Estados Unidos	2085
Canadá	15
Europa	113
Ex-URSS	274
China	16
Medio Oriente	38
Resto de Asia Pacífico	11
América Latina (incluido México)	82
África	159
Resto del Mundo	32
Mundo	2826

Fuente: WEC, 2007 y Revisión 2009, Survey of Energy Resources.

(1) Figuran como Shale Oil en el reporte WEC pero es Oil Shale, un recurso distinto en origen y modo de extracción y procesamiento..

Cabe aclarar que estas cifras corresponden a una conversión de Toneladas a Barriles de 6.9 barriles por tonelada según se presenta en la fuente de donde ha sido extraída esta información o bien con una conversión de toneladas de roca a líquidos de 1110 litros/tonelada (WEC, 2007). Sin embargo si se utiliza la conversión según las cifras indicadas por expertos acerca de las posibilidades de extracción de litros por tonelada, la expresión del total de 2826 mil millones de barriles o 408602 millones de toneladas pasaría a representar lo indicado en la tabla siguiente:

Cuadro 1.2.2.2. Estimación de extracción de hidrocarburos líquidos por tonelada de oil shale

Recursos Oil Shale (millones de Tn)	408602	408602	408602	408602
Litros por Tonelada	200	100	40	25
Millones de litros	81720400	40860200	16344080	10215050
Miles de Millones de Barriles	514	257	103	64
Reservas de Crudo Convencional al 31-12-2010 (Miles de millones de barriles)	1383	1383	1383	1383
% oil shale/reservas de crudo "Convencional"	37%	19%	7%	5%

Fuente: cálculos basados en WEC, 2007 Survey of Energy Resources y Beckwith, R., en JPT, Special Section: Shale, 2011.

La confusión es tanto mayor cuando los recursos de oil shale son confundidos y presentados como recursos de shale oil.

1.2.2.3. Shale oil

El Shale oil es una actividad similar a la extracción del shale gas, y consiste en extraer-en este caso petróleo- a partir de la fractura de rocas a través de métodos hidráulicos con un uso altamente intensivo del agua. . En este caso el petróleo se encuentra en la formación en estado líquido, pero en zonas de baja permeabilidad y

porosidad, lo cual hace compleja su extracción si no se aplican técnicas de fracturas hidráulicas a la zona que contiene el hidrocarburo.

Por ejemplo en el caso de la formación de Bakken, que en la parte correspondiente a los Estados Unidos, se estima podría contener entre 3 mil millones y 4 mil millones de barriles (0.3% de las reservas de crudo mundiales en 2010), el agua utilizada por pozo es de entre 0.4 y 1 millón de litros por pozo. Se estima que en 2009 el número de pozos era de 4500.

Otra restricción técnica lo constituye la necesidad de utilizar arenas regulares, muchas veces sintéticas, llamada *proppant*, en cantidades significativas con el fin de mejorar la fluidez en la extracción de estos líquidos, aumentando la permeabilidad de la formación mineralizada. Estas cifras pueden llegar a valores de 7 mil toneladas por pozo (caso Brigham, programa Figaro 29-32 de pozos horizontales a casi 6825 metros de profundidad).

Se estima que el costo adicional para producir shale oil es de entre u\$s/bl 2 a 11.75 (JTP, edición especial: Shale, 2011).

Sin embargo en los Estados Unidos el número de permisos de perforación creció de solo 33 en 2008 a 1018 en 2010.

Algunos estudios, estiman que la producción de *shale oil* se incrementará considerablemente en los Estados Unidos y posiblemente en Sudamérica (Argentina). Para el caso del área *Eagle Ford Shale*, en Texas, la producción fue de 15 millones de barriles en 2010-0.2% del consumo de los EUA- y las estimaciones para 2020 sitúan esa cifra en 111.5 millones de barriles.

El mayor obstáculo para el incremento en la producción de este tipo de petróleo no convencional radica en los aspectos ambientales vinculados al uso del agua, recurso que puede ser escaso en algunas áreas de explotación o bien competir con otros usos. Por otra parte se halla el tema ambiental ligado a los riesgos concretos de contaminación, vinculado con la descarga del agua utilizada durante las fracturas hidráulicas o la contaminación de la napas de donde la población de abastece de agua.

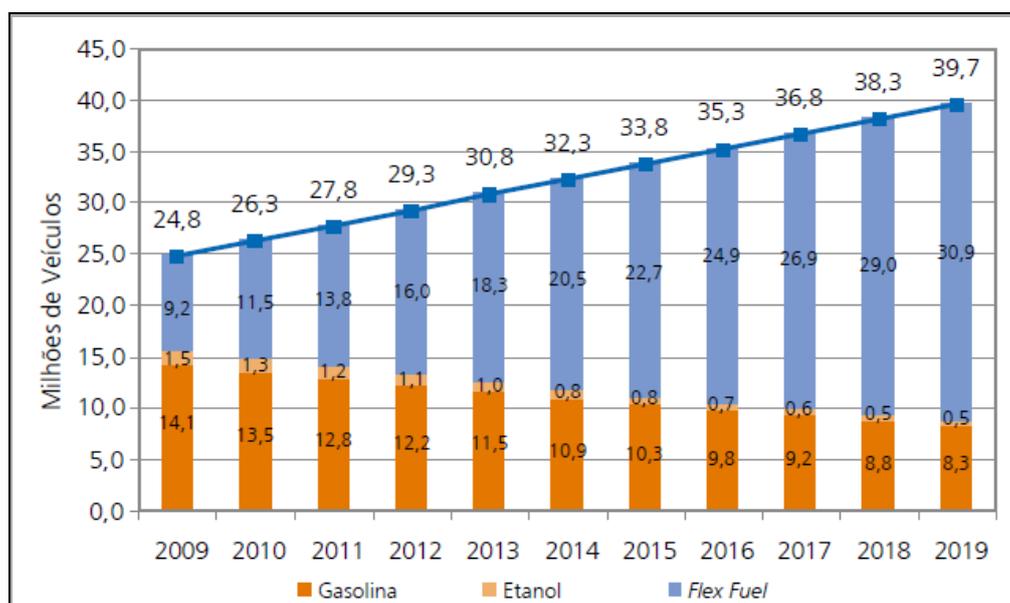
Al no existir un compilado completo de los proyectos de explotación de *shale oil* por región, ni de sus respectivas prospectivas, es difícil estimar el potencial de adición a la reservas y a la producción actual de este recurso. Ciertamente, existe un consenso en que las iniciativas de este tipo de explotación se incrementarán en el futuro en la medida en que continúen tanto los escenarios de precios elevados como así también los desequilibrios regionales entre oferta y demanda. Del mismo modo en aquellos casos donde las explotaciones de shale gas y shale oil se den en áreas próximas (por tratarse de áreas donde existe explotación de recursos convencionales) y se pueda hacer uso de las instalaciones de superficie existentes, la puesta en marcha de estos proyectos tendrá mayores chances de ingresar en el elenco de proyectos viables.

1.2.2.4. El caso del pré sal (Brasil)

La importancia del pré-sal para el Brasil no se expresa tanto en términos de la producción diaria de petróleo como desde una perspectiva estratégica. Los recursos podrán tener un significado de reserva energética mundial.

Brasil es actualmente el 7º consumidor de petróleo en el mundo, con cerca de 2,2 millones de barriles/día, y se espera que en 2030, este consumo llegue a 2,5 millones de barriles/día a pesar de una creciente prospectiva de automóviles Flex Fuel.

Gráfico 1.2.2.4.1. Perfil del parque de vehículos livianos por combustible – Brasil – 2009 a 2019 (proyección)



Fuente: BRASIL/MME/EPE, 2010.

Según los escenarios disponibles, el consumo mundial actual, de cerca de 86 millones de barriles/día, llegarían a 106 millones en 2030 (EIA, 2010 o a poco menos Escenario BP-2030). En el caso de que no hubiera incorporación de nuevas reservas, con disminución de la producción, la capacidad de abastecimiento diario estará cerca del 30% de las necesidades (33 millones de barriles/día). En este escenario potencialmente conflictivo, en el que no habría expectativas para acabar con la dependencia del petróleo, el Brasil descubre las reservas del pré-sal.

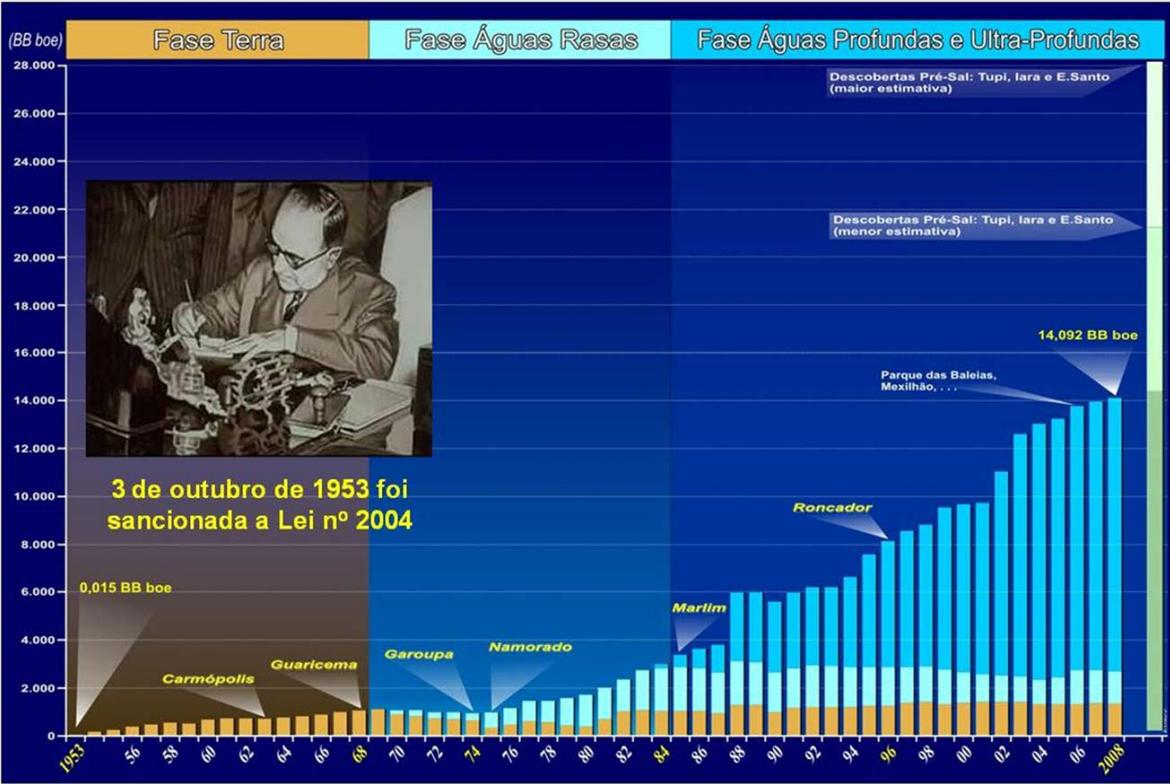
Este descubrimiento, que en verdad es fruto de un proceso histórico de investigación y desarrollo conducido por Petrobras, se tornó técnica y económicamente viable a medida que la tecnología de exploración y producción no convencional, *offshore*, fue siendo dominada por Brasil.

Progresivamente, de la exploración en láminas de agua de pocas decenas de metros, en la fase terrestre de la empresa, desde su creación, hasta los años 1970, se pasó a centenas, después para 1 mil, 2 mil, y hoy alcanza profundidades próximas a los 3 mil metros. De esta forma el Brasil alcanzó la autosuficiencia en

2006. La autosuficiencia permitió la estabilidad macroeconómica del país, inclusive cuando el precio del barril superó los 100 dólares. La capacitación en el área de exploración, desarrollo, producción, gestión, asociada a la interacción con grandes organizaciones mundiales de punta, permitieron a Petrobras probar un nuevo modelo geológico, desarrollado a lo largo de décadas, que preveía la posibilidad de una segundo piso de petróleo, bajo la capa de sal del primer piso, que permitiría alcanzar la autosuficiencia. Así fue el primer descubrimiento de petróleo en el pré-sal, en el bloco de Parati, en 2005 (Sauer, et al. 2011).

Aunque no conocidas en su real potencialidad, las primeras expectativas en torno de estos recursos apuntaban para una posible duplicación de las reservas del Brasil (Gráfico 1.2.2.4.2), considerando apenas los recursos de la Petrobras. Por eso, aunque su impacto mundial en términos de producción diaria pueda no ser significativo, en términos de reservas aumenta sensiblemente.

Gráfico 1.2.2.4.2. Evolución de las reservas de la Petrobras por fase tecnológica de producción y expectativas para el pré-sal



Fuente: Petrobras, 2009.

El Gráfico 1.2.2.4.3 muestra la expectativa de evolución de los recursos brasileños de petróleo, con números históricos hasta 2009 y proyecciones para el periodo 2010 - 2019.

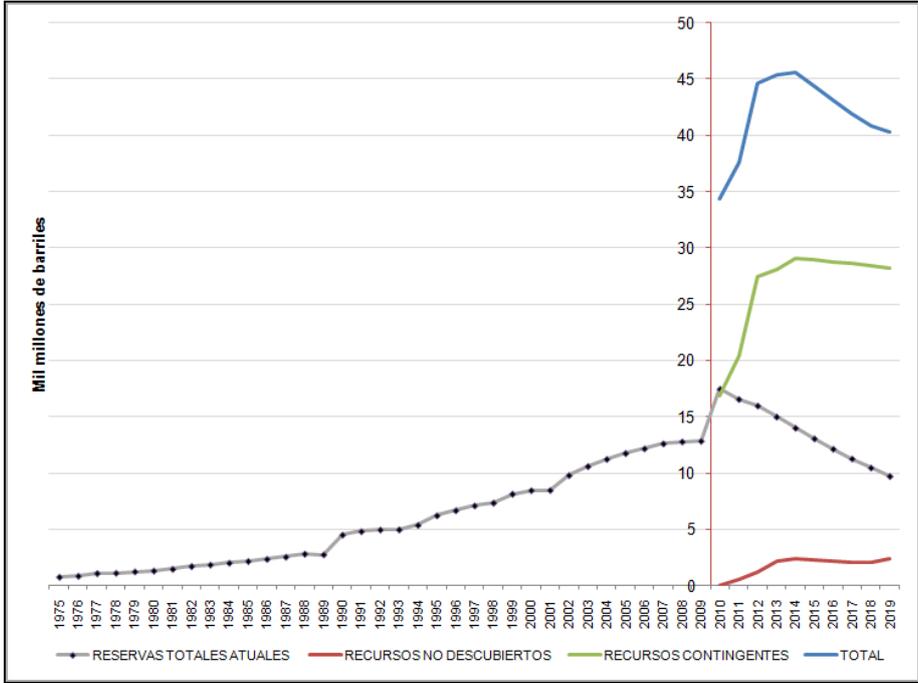
Con valores conservadores, se espera una disminución de las reservas conocidas (campos descubiertos con reservas definidas). Sin embargo, la adición de recursos contingentes (campos en evaluación, con estimaciones en curso) y no descubiertos

(perspectivas de producción provenientes de nuevos descubrimientos en los “puntos de oferta”) aumenta significativamente el potencial petrolífero del país.

Con amplio acceso a nuevas reservas, Petrobras espera, hasta el 2020, más que duplicar su producción (Gráfico 1.2.2.4.4), mayoritaria en el país. En su plan de negocios 2011-2015, la compañía afirma que el pré-sal junto con la asignación onerosa representarán 69% de la producción adicional hasta 2020 y que la participación del pré-sal en la producción de petróleo de Petrobras en el país, pasará de los actuales 2% en 2011, a 18% en 2015 y 40,5% en 2020 (Petrobras, 2011).

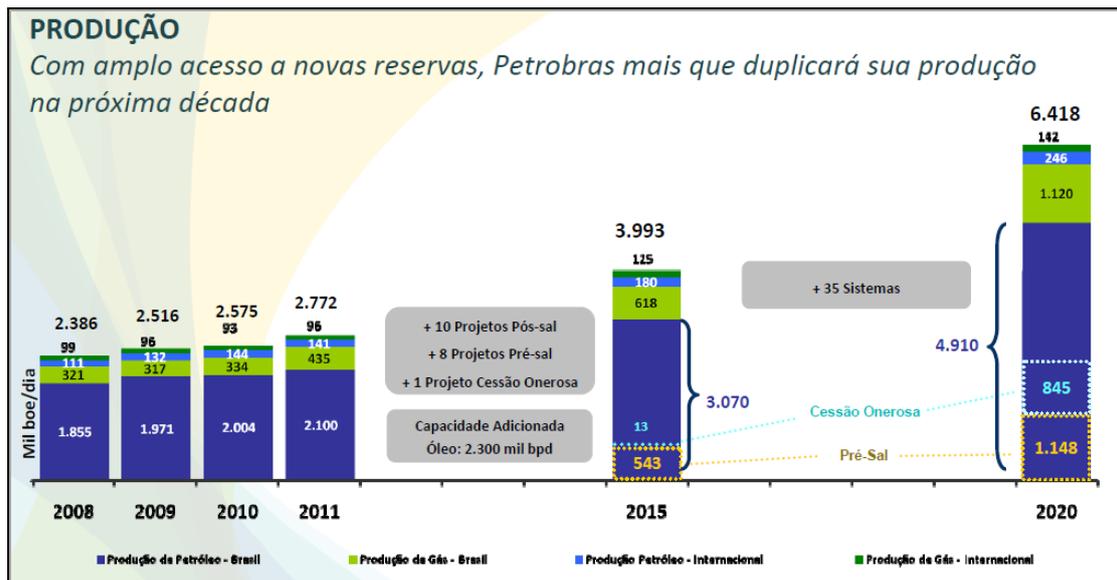
Las proyecciones elaboradas por la agencia de planeamiento del gobierno para el periodo citado, indican que la producción diaria de petróleo generará un excedente de aproximadamente 2,5 millones de barriles/día (Gráficos 1.2.2.4.4 y 1.2.2.4.5), ultrapasarán también la expansión de capacidad proyectada para el parque de refinación brasileño para todos los escenarios de adición de nuevos emprendimientos considerados (Cuadro 1.2.2.4.1) y para los cuales será necesario definir una estrategia (BRASIL/MME/EPE, 2010).

Gráfico 1.2.2.4.3. Recursos y reservas de petróleo – Brasil – 2009 a 2019 (proyección)



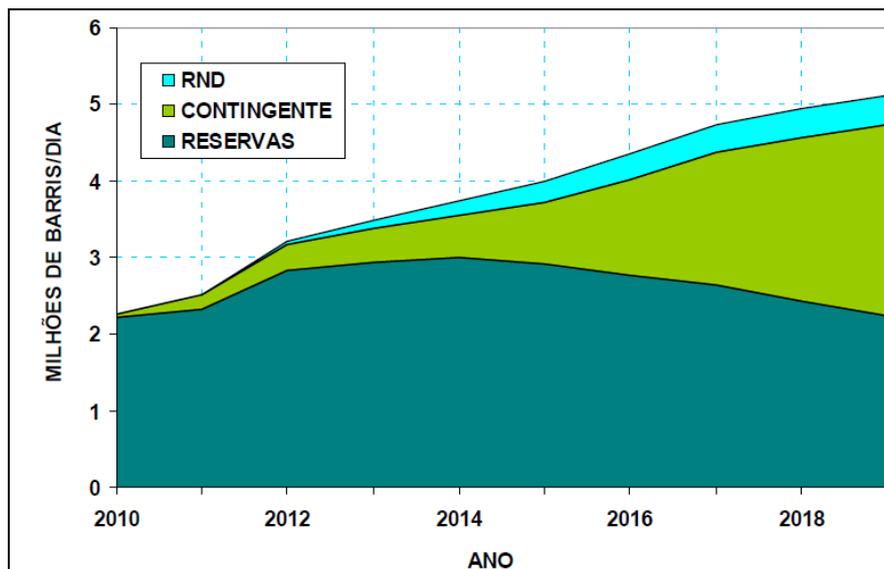
Fuente: BRASIL/MME/EPE, 2010 e BRASIL/EPE, 2010.

Gráfico 1.2.2.4.4. Crecimiento de la producción de petróleo de Petrobras hasta 2020



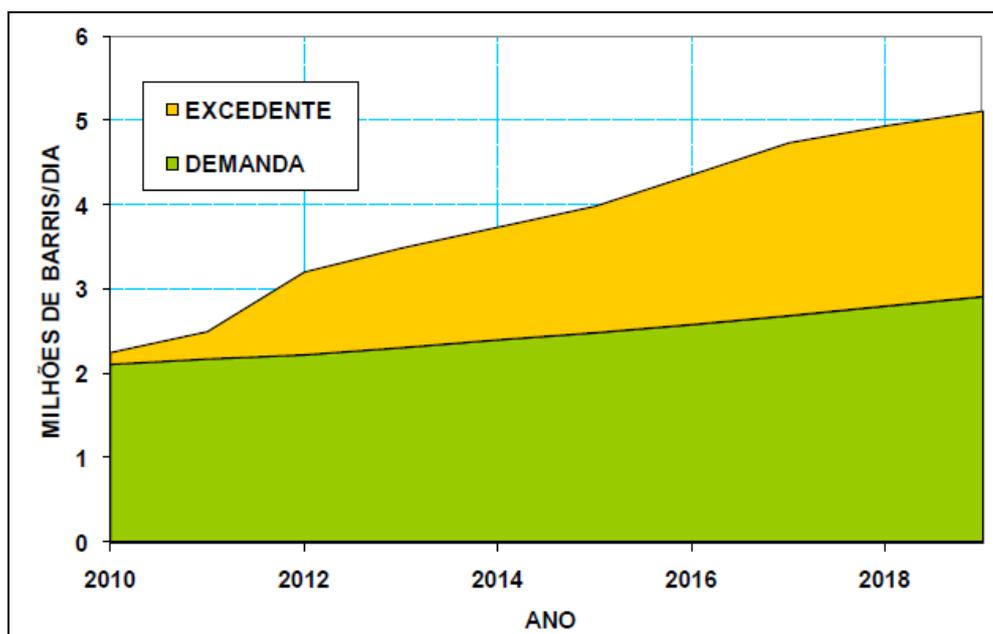
Fuente: Petrobras, 2011.

Gráfico 1.2.2.4.5. Previsión de la producción nacional de petróleo - 2010-2019



Fuente: BRASIL/MME/EPE, 2010.

Gráfico 1.2.2.4.6. Comparación entre las previsiones de producción y las estimativas de demanda de petróleo en Brasil, en millones de barriles/día 2010-2019



Fuente: BRASIL/MME/EPE, 2010.

Cuadro 1.2.2.4.1. Proyecciones del balance de producción–demanda de petróleo – 2010-2019

Tabela 138 - Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Base

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção	2.250	2.500	3.210	3.490	3.740	3.980	4.360	4.730	4.930	5.110
Processamento	1.720	1.790	1.980	2.050	2.210	2.220	2.230	2.230	2.220	2.230
Importação	130	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Exportação	660	820	1.340	1.550	1.640	1.870	2.240	2.610	2.820	2.990
Exportação Líquida	530	710	1.220	1.430	1.520	1.760	2.120	2.500	2.710	2.870
Importação/Processamento	7,6%	6,1%	5,6%	5,4%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	5,0%	4,9%

Fonte: EPE

Tabela 139 - Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Premium

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção	2.250	2.500	3.210	3.490	3.740	3.980	4.360	4.730	4.930	5.110
Processamento	1.720	1.790	1.980	2.050	2.470	2.410	2.850	2.860	2.880	2.890
Importação	130	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Exportação	660	820	1.340	1.550	1.380	1.680	1.620	1.980	2.160	2.330
Exportação Líquida	530	710	1.220	1.430	1.270	1.570	1.500	1.870	2.050	2.210
Importação/Processamento	7,6%	6,1%	5,6%	5,4%	4,5%	4,6%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%

Fonte: EPE

Fuente: BRASIL/MME/EPE, 2010.

El impacto de la explotación del pré-sal sobre la economía nacional, regional e internacional tiende a ser elevado, considerando el volumen de inversiones necesarias para el aprovechamiento de las nuevas reservas. No solamente en el segmento de exploración y producción, sino también en toda la cadena productiva petrolífera, incluyendo la logística y la necesidad de controlar las emisiones de carbono provenientes de estas actividades.

En todo este proceso, y a lo largo del tiempo, se establece como meta la nacionalización de tecnología y la capacitación de proveedores y trabajadores de la cadena, combatiendo posibles efectos como la “enfermedad holandesa” buscando retomar el desarrollo industrial del Brasil. Se trata del desarrollo de tecnología industrial, aumento del índice de nacionalización de los componentes, creación de oportunidades para micro y pequeñas empresas, conjugados en el Prominp – Programa de Movilización de la Industria Nacional de Petróleo y Gas Natural.

Colocar las reservas en producción exigirá de Petrobras inversiones y un esfuerzo considerable para articular la construcción del proyecto y alcanzar el nivel de producción de 3,0 millones de barriles/día, en 2015, considerando que la producción en 2010 fue de 2,0 millones de barriles.

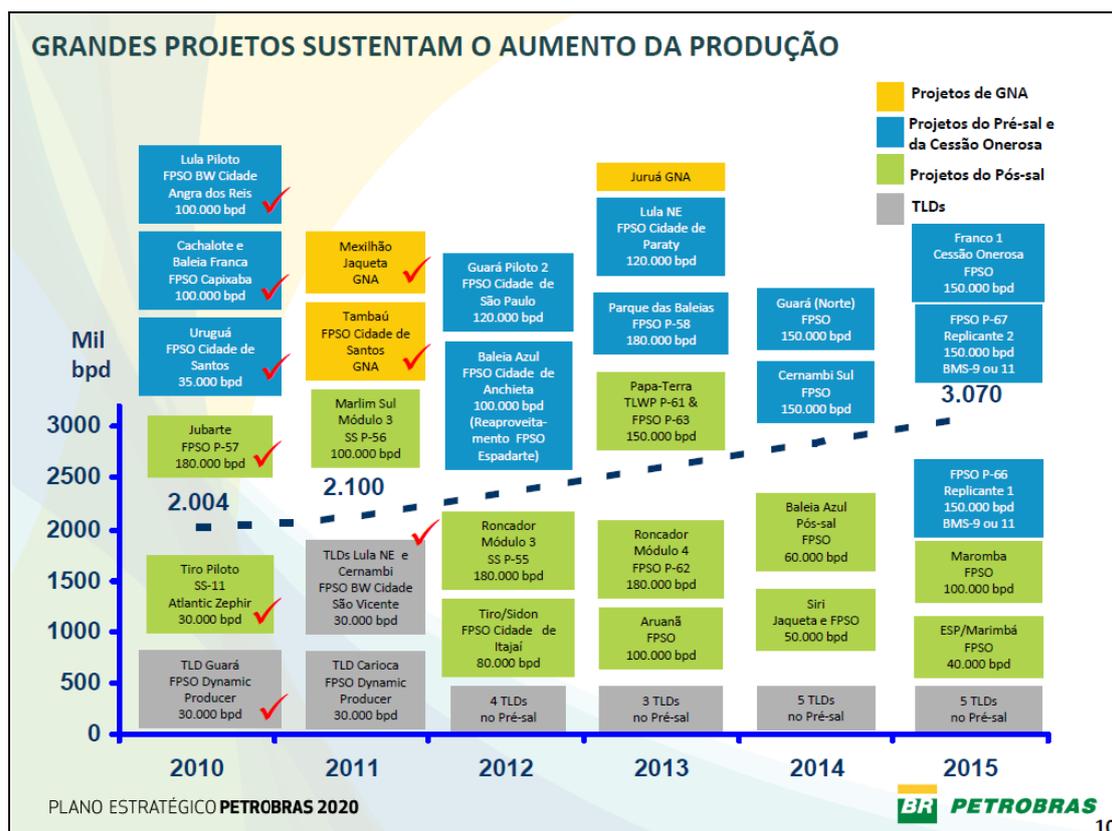
Existen también, metas para la producción de gas, la cual se espera aumente de más o menos 28 millones de m³ de 2007, a más de 70 millones de m³ en 2015.

Se trata de más de 20 proyectos, en los cuales cada plataforma producirá entre 100.000 y 200.000 barriles/día, que son valores elevados (Gráfico 1.2.2.4.7).

Como esa explotación es predominantemente marítima, la construcción de cada plataforma requerirá también la instalación de innumerables sistemas submarinos que son complejos y costosos y que envuelven desde el anclaje de la propia plataforma hasta el transporte y descarga de petróleo en el continente.

A lo largo del tiempo, la compañía no solamente desarrolló la experiencia de implantación de estos sistemas, sino que también desarrolló tecnología propia, como la de plataforma circular, que tiene características particulares en términos de movimiento y facilidad de instalación.

Gráfico 1.2.2.4.7. Expansión de la exploración y producción de la Petrobras – 2010-2015



Fuente: Petrobras, 2011.

En relación al control de emisiones de gases efecto invernadero, el plan estratégico de Petrobras ya establece metas para abordar este problema. Entre las varias iniciativas previstas, se encuentra el desarrollo de tecnologías de captura, secuestro y almacenamiento de carbono en la cuenca de Santos.

Esta especificidad se debe al hecho de que el contenido de carbono del petróleo del pré-sal es más elevado que el de la cuenca de Santos, en donde no se justificaba el empleo de tales medidas.

En Santos, fue decidida por el directorio de la empresa la no ventilación del dióxido de carbono a la atmosfera, aumentando así la complejidad de las plataformas, que pasan a demandar plantas de separación y procesamiento de CO₂ y disponibilidad de lugares para almacenamiento del gas.

En la cuenca de Santos, además de la reinyección de gas para aumento de la productividad de los pozos, se pretende inyectar el excedente en reservorios agotados y en acuíferos salinos (agua no potable). Los desafíos que Petrobras espera superar en la aplicación de estas técnicas son: corrosión inducida por el CO₂; separación del CO₂ en las plantas de procesamiento *offshore*: espacio y peso, garantía de transportar (escurrir) los fluidos con CO₂; sistemas de compresión y bombeamiento de CO₂; monitoreo de CO₂ en los reservorios y acuíferos. La empresa viene desarrollando, también, la tecnología de apertura de cavernas en la propia capa de sal, lo que para ese fin, es todavía una innovación (Costa, 2011).

1.2.2.5. Análisis del pré-sal y de la industria petrolífera brasilera

Se asume que el crudo mantendrá su elevado valor aún por tres o cuatro décadas, como mínimo. El petróleo remanente se hallaría en tres fronteras: Asia Central, África en países como Nigeria y Sudán y, ahora, en el pré-sal brasileño.

Quien controle la apropiación de cualquier eslabón importante de la cadena de este recurso natural controlará parte del poder mundial. Quién ganará con las rentas a ser apropiadas por los recursos del pré-sal, una de las últimas grandes fronteras mundiales de petróleo, es aún un debate inconcluso que se presenta a la sociedad brasilera en este momento.

Para estimar de forma aproximada valores, se considera un periodo de extracción de las reservas de 40 años, un precio medio del petróleo de US\$75,00/barril (en los 40 años) y un costo de extracción (capital y trabajo, en los 40 años) de US\$ 15,00/barril. El excedente (renta petrolera) generado será de US\$ 60,00/barril. Si las reservas fueran de 100 mil millones de barriles, la extracción será igual a 2.500 millones de barriles, o 6,85 millones de barriles/día.

En estas condiciones, el excedente anual generado sería de aproximadamente US\$ 150.000 millones (R\$263.000 millones). Si se duplica o triplica el volumen de las reservas, lo mismo ocurre con la generación potencial de renta.

El modelo gubernamental de gestión de recursos del pré-sal se encuentra integralmente aprobado. Los representantes de la sociedad brasilera, optaron por la forma de producción compartida, con la creación de un Fondo Social y de una nueva empresa pública responsable de gerenciar los nuevos contratos.

Restan, sin embargo, cuestiones no suficientemente debatidas, que muestran las potenciales fragilidades de este modelo.

- La decisión final está centrada en la presidencia, de forma unilateral: todos los entes involucrados son de su nombramiento y actúan bajo su orientación.
- Se mantiene un ambiente de riesgo, que recae en la reducción del óleo-lucro arbitrado en las propuestas de licitación – necesidad de cuantificar las reservas previamente, eliminando el riesgo.
- La necesidad de coordinar la producción con el mercado internacional y garantizar el aporte de recursos para financiar el desarrollo no ha sido aún estructurada.
- El modelo aprobado por el gobierno solamente aportará recursos en el largo plazo
 - Legislación, licitaciones, exploración, contrataciones e inicio de operaciones: 4 años (2014)
 - Producción: 2 a 4 años (2016-2018)
 - Formación del Fondo Social con ingresos a partir de 2018, aplicados en “inversiones externas”

- Rendimientos aplicados en el país: inicio de rendimientos significativos: 2020-2022.

Mientras se producía y aprobaba el modelo del gobierno, en régimen de urgencia, no se destacó lo siguiente: el monopolio público ejercido por el operador estatal es la forma más sencilla y ampliamente utilizada para operar la industria del petróleo en esas escalas, la cual pasó a ser adoptada en la medida que los países más pobres se fueron dando cuenta del enorme excedente generado por el petróleo y de la necesidad de controlarlo, si se asume que el petróleo es cada vez más un recurso geopolítico.

Si la decisión es explotar esta reserva por 30 años, Brasil colocará en el mercado cerca de 10 millones de barriles por día, más o menos como hace Arabia Saudita hoy día. Pero Arabia Saudita no fue al mercado sola, tampoco dejó al mercado decidir por ella.

Ayudó a formar la OPEP, porque la entrada de un gran actor en el mercado mundial de petróleo tiene consecuencias sobre los precios. Dada la necesidad de establecer un control riguroso sobre el proceso de extracción y producción, a modo de internalizar los beneficios de la renta de propiedad decurrente de las reservas, el modelo más adecuado sería aquel que garantizara a Petrobras y al Estado Brasileño la propiedad de todo el recurso extraído. En tal sentido se cree que Brasil necesita un proyecto nacional de desarrollo económico y social, un plan para el desarrollo del pré-sal que por lo menos asegure:

- La conclusión de la delimitación y conocimiento de los recursos
- La garantía de mantener la eficiencia industrial y operacional.
- La definición del ritmo de exploración y producción conjugando las necesidades de financiamiento de un nuevo proyecto de desarrollo económico y social del país con la estructura del mercado internacional del petróleo y derivados, vía Petrobras.
- La extensión de nueva reglamentación para todas las áreas, eliminando el modelo dual, sobrepuesto y sobre cualquier cosa,
- La definición de la apropiación y destino del excedente económico, de la renta petrolera, en términos sociales, ambientales y estratégicos, incluyendo del financiamiento de las actividades hasta la transición energética.

Es recomendable considerar medidas adicionales como la creación del fondo constitucional del futuro del Brasil, como caja para financiar el plano nacional de desarrollo y control de la “enfermedad holandesa”. La propia producción asegurará el financiamiento, permitiendo generar flujo de caja y reservas certificadas que garantizarán la eventual necesidad de aporte.

Algunos factores estratégicos (por ejemplo, los de alto contenido tecnológico), podrán ser importados viendo de promover el intercambio y delimitando la función de las compañías de servicios petrolíferos (*oil services companies*), poseedoras de procesos y tecnologías críticas, disponibles a todas las petroleras, en el proceso, y bajo el liderazgo internacional de Petrobras. Su papel sería el de empresa

integradora de las operaciones y gestora de los riesgos geológicos, tecnológicos/ingeniería, financieros y otros, lo que puede ser avalado por su historia, cultura empresarial, tecnología y gestión.

Concluyendo, es estratégico considerar que las reservas en el subsuelo tienen alta probabilidad de valorización, superior a cualquier otra inversión o reservas financieras en cualquier moneda y que el desarrollo del plano de explotación, producción y comercialización merece una elaboración cuidadosa y sin precipitación (Sauer, I. et. al, 2011).

Dada la magnitud potencial de este emprendimiento, asumiendo que las cifras presentadas son realmente significativas, el impacto sobre el conjunto de la región será sin duda enorme, lo que implica la posibilidad de analizar como parte de la Agenda Latinoamericana su alcance en la integración comercial como así también los nuevos riesgos geopolíticos que la región podría enfrentar.

1.2.3. Conclusiones acerca de los recursos últimos y reservas de crudo convencional y no convencional

La tasa de consumo de petróleo y las cifras de consumo acumulado del mismo con respecto a las reservas recuperables y recursos últimos constituye un elemento clave para comprender tanto los escenarios de precios futuros como la potencialidad de los recursos de petróleo no convencionales en las próximas décadas. La ausencia de información reciente sobre los recursos últimos y las reservas recuperables aún no imputadas a la categoría de reservas recuperables comprobadas, generan un grado de incertidumbre difícil de eludir.

Sin embargo, a escala global y según las proyecciones corrientes acerca del consumo futuro de petróleo, es posible afirmar su suficiencia hasta un horizonte situado en las proximidades del año 2040.

No obstante, esto no significa que la asimetría espacial entre reservas comprobadas y las zonas de consumo no continúe constituyendo una amenaza para la seguridad de suministro por parte de los países desarrollados y también de una parte significativa de los países emergentes en la región de Asia Pacífico.

Por otra parte la búsqueda de una mayor autosuficiencia y menor dependencia del petróleo de Medio Oriente se ha ido manifestando en Estados Unidos y en Europa. La potencialidad de los recursos de petróleo no convencional, las nuevas incorporaciones de petróleo convencional de elevado costo, como en el caso del pré Sal en Brasil y la expansión de las reservas de extra-pesados convertibles a semipesados y livianos con los recursos de extra-pesados en la Faja del Orinoco han incrementado la importancia de la región latinoamericana para el suministro mundial, abriendo también perspectivas para una integración regional del mercado de hidrocarburos líquidos.

Una cuestión no menor con respecto a un desarrollo más intensivo de los recursos de la Faja Petrolífera del Orinoco se vincula con el tema de la inclusión o no de estas cantidades en las cuotas fijadas por la OPEP. Ello en tanto una mayor oferta podría

en todo caso no ser compatible con un escenario de precios elevados si las inversiones para su desarrollo dependen del sector privado.

Del mismo modo el incremento y planes de ulterior aumento de los recursos no convencionales como el oil shale y el shale oil, especialmente en los Estados Unidos estarán condicionados tanto por el escenario de precios internacionales y políticas para extremar la seguridad de suministro como con el grado de amenaza percibido en torno a una mayor dependencia de crudos importados sean de Oriente medio, o de la propia región sudamericana.

En ese contexto es necesario tener sobriedad al considerar el papel esperado por Brasil, en función del descubrimiento del pré-sal (hoy clasificado como no convencional, como ya fueron en el pasado los petróleos de origen marítimo): de gran importancia para la economía nacional de ese país, por representar la posibilidad de duplicar la producción doméstica - de 2,5 millones de barriles/día a 5 millones de barriles/día, generaría excedentes que podrían ser exportados. Esos recursos, según opiniones distintas, no tendrían impacto en el consumo mundial, pues representarían apenas 3% a 4% del total (Goldemberg, 2011). Sin embargo, dependiendo de las políticas a seguir este porcentaje puede ser un elemento en la formación futura de precios no despreciable en momentos de estrechez del mercado si se diera que las transformaciones en las pautas de la demanda de petróleo no fuesen las esperadas o bien se restringiera la oferta en otras regiones del mundo.

Uno de los grandes problemas energéticos del presente y sobre todo del futuro, continúa hallándose en el sector transporte. Esto se debe a la inquietante tendencia mundial del aumento progresivo por poseer y fabricar automóviles individuales con una tendencia reversa respecto al tamaño y consumo específico en sociedades donde emerge un sector de altos ingresos, sumado al acceso que genera un mercado de vehículos de segunda mano y una oferta de vehículos de crecientes economías de costos de producción que facilitan en ambos casos una difusión aún más masiva de esta modalidad.

Cerca de un tercio de la energía usada hoy en el mundo, es destinada a este sector. Las soluciones para el problema se encuentran en el desarrollo de los sistemas vehiculares cuyo futuro está siendo investigado desde hace años.

Agencias internacionales como la OECD/IEA (*International Energy Agency*) señalan los siguientes pronósticos: un tercio de los automóviles utilizará mecanismos de propulsión híbridos, usando combustión interna y electricidad, lo cual dobla la eficiencia del automóvil. Otro tercio será exclusivamente eléctrico, sin embargo, depende del desarrollo de mejores baterías, pues hoy un automóvil a combustión interna es abastecido en minutos y tiene autonomía elevada, mientras con el vehículo eléctrico sucede exactamente lo opuesto: largo tiempo de abastecimiento y bajísima autonomía. Finalmente un tercio restante será de tipo multicomcombustible como el vehículo *flex-fuel*, ya bastante empleado en Brasil, y para lo cual el uso de los biocombustibles crecería en importancia.

Sin embargo los pronósticos respecto a esta evolución son múltiples como se verá más adelante (punto 1.3).

Las tendencias recientes han mostrado la persistencia de precios elevados a pesar de la debilidad del incremento de la demanda mundial, lo que indica que al menos en la próxima década los impactos de las economías emergentes en un mundo creciendo a dos velocidades, si se reestablecen los niveles de consumo en los países desarrollados pasada la crisis, será alto sobre la demanda de crudo. Sobre esto se vuelve luego (ver punto 1.3).

1.2.4. Gas Natural

La evolución de las reservas comprobadas de gas natural a escala global ha sido creciente a lo largo de las tres últimas décadas.

El comportamiento de la incorporación anual de reservas mostró, a lo largo de toda la década de los 90, un comportamiento moderado y relativamente estable.

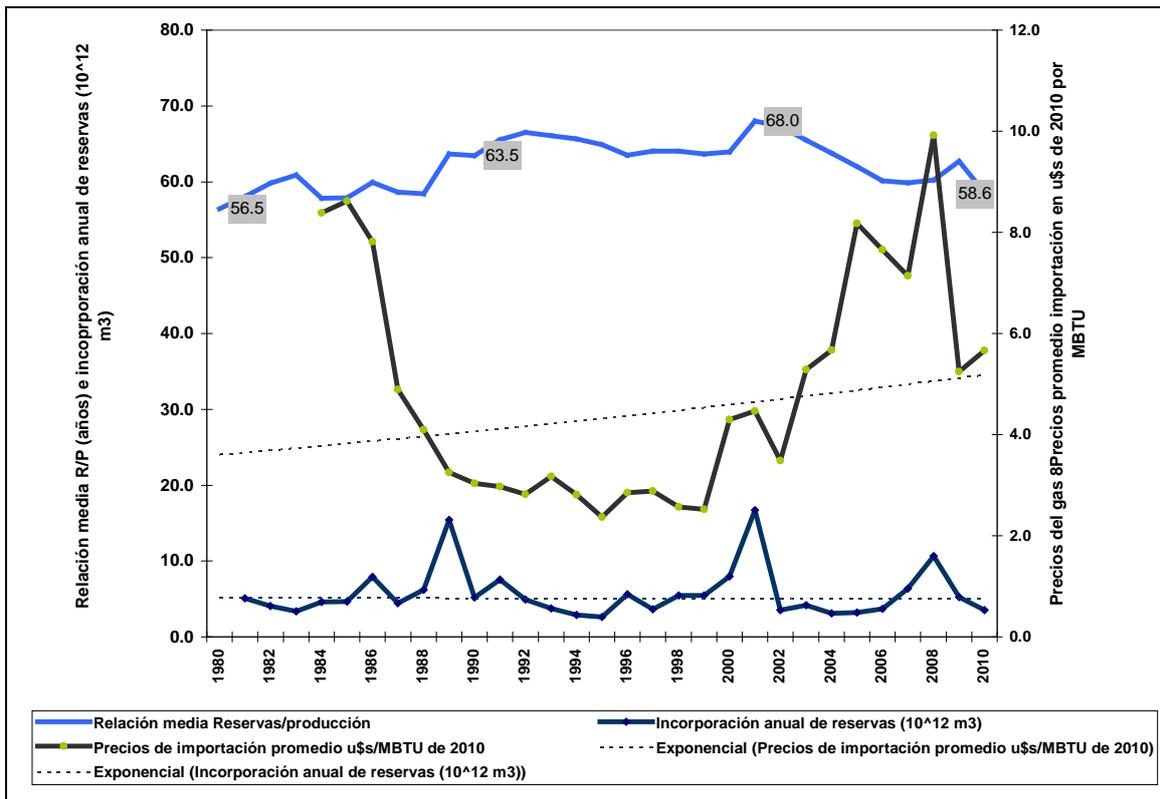
Algo similar ocurrió con los precios medios de importación compuestos por los mercados de Europa, Japón y los Estados Unidos.

La relación Reservas-Producción pasó de 56.5 años en 1980 a un pico de 68 años en 2001 para situarse hacia 2010 en un valor medio de 58.6 años (Gráfico 1.2.4.1).

En general los mayores niveles de incorporación de reservas de gas fueron precedidos por alzas en los precios aunque no puede ser establecida una correlación estadísticamente significativa entre ambas variables. Resulta claro que la tendencia al alza de los precios del gas entre 2003 y 2008 no produjo un nivel de incorporación de reservas de la magnitud ocurrida en 1989 y 2001.

Se puede observar no obstante como tendencia general que el comportamiento de los descubrimientos en estas tres últimas décadas ha mostrado una pendiente levemente declinante, mientras que la de los precios ha sido creciente hasta 2008. A diferencia de los precios del crudo, que cayeron durante 2009 y se recuperaron rápidamente, en el caso del gas continuaron en un nivel moderado tras la crisis mundial, aunque en valores superiores a los predominantes entre 1988 y 2002.

Gráfico 1.2.4.1. Comportamiento de la incorporación de reservas de gas natural, de la relación media reservas-producción y de los precios



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Al igual que en el caso del Petróleo las asimetrías espaciales entre consumidores y productores han sido una característica del mercado mundial de gas. Sin embargo el núcleo de esta asimetría -o grado de dependencia externa de suministros de gas natural- se halla concentrado principalmente en Europa Occidental y Asia Pacífico (principalmente Japón antes del 2000 y ahora con un número creciente de países).

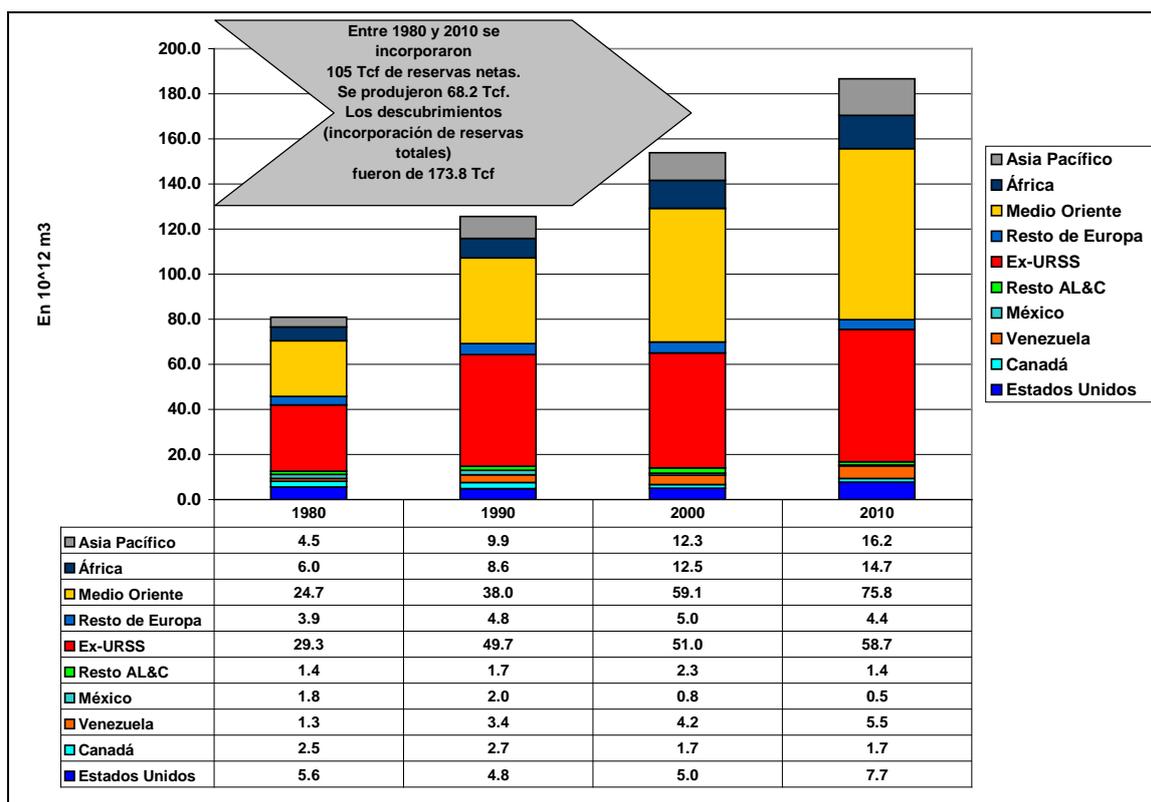
Cuadro 1.2.4.1. Reservas y consumo de gas por áreas geográficas y grandes países: datos año 2010

País/región	Reservas comprobadas en 2010 (10 ¹² m ³)	% sobre el total	Consumo en 2010 (Miles de millones de m ³ año)	% sobre el total	R/P	M-Gasoductos	M-GNL	% M-GN	% M-GNL
Estados Unidos	7.7	4.1%	683	21.6%	11	93.3	12.2	13.6%	1.8%
Canadá	1.7	0.9%	94	3.0%	18	20.9	2.0	22.3%	2.1%
Venezuela	5.5	2.9%	31	1.0%	178	2.2	0.0	7.1%	0.0%
México	0.5	0.3%	69	2.2%	7	9.4	5.7	13.7%	8.3%
Resto AL&C	1.4	0.8%	117	3.7%	12	12.1	9.2	10.3%	7.9%
Ex-URSS	58.7	31.4%	605	19.1%	97	89.5(1)		14.8%	0.0%
Resto de Europa	4.4	2.4%	532	16.8%	8	380.6	87.8	71.5%	16.5%
Medio Oriente	75.8	40.6%	366	11.5%	207	31.5	2.9	8.6%	0.8%
África	14.7	7.9%	105	3.3%	140	4.9	0.0	4.7%	0.0%
Asia Pacífico	16.2	8.7%	568	17.9%	29	33.4	177.8	5.9%	31.3%
Total Mundial	186.6	100.0%	3169	100.0%	59	677.6	297.6	21.4%	9.4%

Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

(1) Mayormente comercio entre países de la Ex-URSS.

Gráfico 1.2.4.2. Reservas comprobadas de gas natural 1980-2010. En 10¹² metros cúbicos



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Un cambio importante ocurrido durante la última década ha sido la creciente participación del comercio de Gas Natural Licuado (GNL) a escala global.

Entre 1996 y 2010 el mercado total de importaciones de gas natural por gasoductos y por buques metaneros (GNL) ha crecido a una tasa anual acumulativa del 6.1%. Mientras que en 1996 el GNL representaba alrededor del 24% del total de transacciones internacionales de gas natural, en 2010 esta cifra había alcanzado ya el 30.5% y se prevé alcanzaría entre 35 y 37% para 2020 (WEC, 2007)..

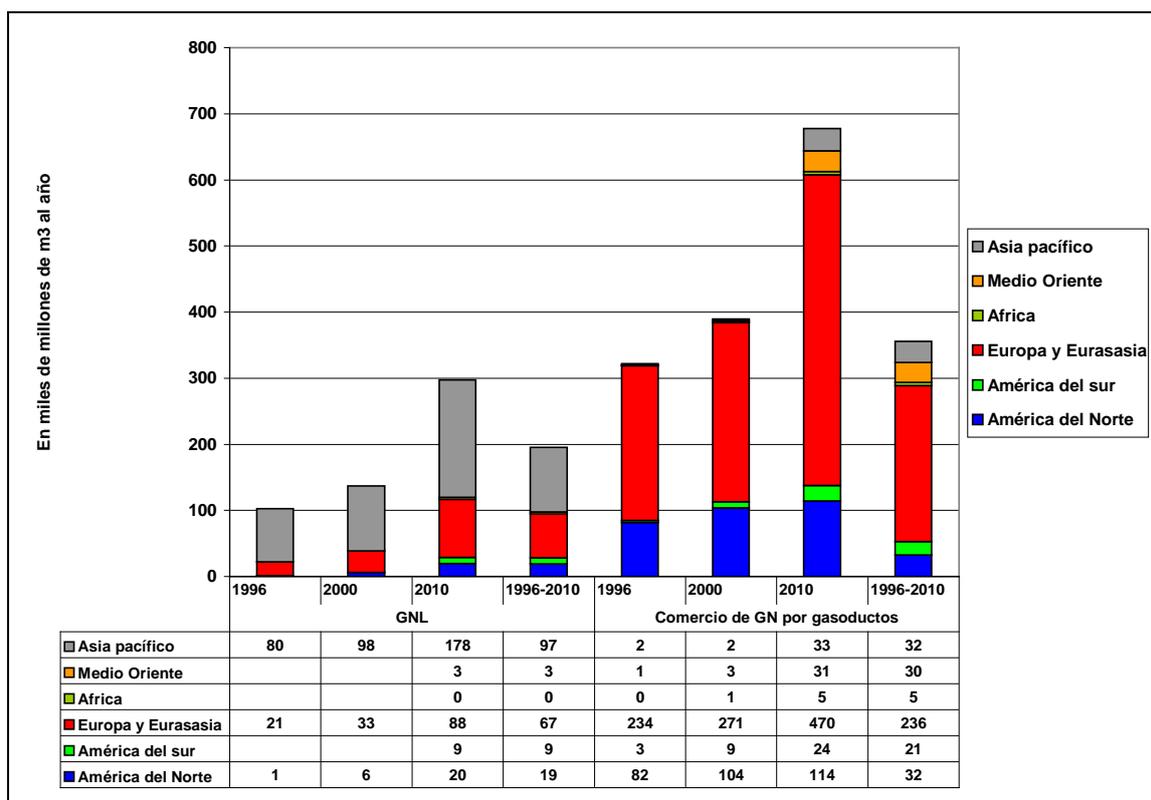
Sólo entre 2000 y 2010 el comercio de GNL se expandió a una tasa del 8.1% a.a., mientras que las importaciones por gasoducto lo hicieron al 5.7% a.a.

Una de las transformaciones ocurridas ha sido el incremento de la participación de América Latina y el Caribe en dicho comercio tanto debido a las importaciones de GNL ocurridas en Chile, Brasil y Argentina, como por el hecho de que alrededor de un tercio de las reservas comprobadas de los lotes de Camisea tuvieron una definición inicial para su utilización con destino a la exportación a través de la Planta de Licuefacción de Perú LNG.

Simultáneamente el comercio por vía de gasoductos disminuyó significativamente tras la crisis del gas en Argentina a partir de 2004 y por la relativa estabilización de los flujos de exportación desde Bolivia a Brasil. Las exportaciones de gas desde Colombia a Venezuela fueron suspendidas entre parte de 2009 y 2010 a causa de mayores requerimientos de gas para generación eléctrica ante un fenómeno de El Niño que implicó la reducción de aportes hidráulicos y mayores requerimientos térmicos. Del mismo modo a pesar del volumen nominal de reservas de gas en Venezuela, su utilización ha estado fuertemente vinculada a la extracción de petróleo existiendo fuertes dudas acerca de la cantidad de gas libre en la proporción de reservas totales de este país y las formas futuras en las cuales podrá ser aprovechado. Las causas de estos fenómenos se analizarán en detalle en los próximos Volúmenes del estudio, bastando aquí simplemente señalarlos.

En el Gráfico 1.2.4.3 se muestra la evolución de las importaciones de GNL y vía gasoductos por grandes regiones

Gráfico 1.2.4.3. Importaciones de GNL y gas natural por gasoductos por grandes regiones 1996-2010. En miles de millones de metros cúbicos al año



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls, BP Statistical_review_of_world_energy varios años y CEDIGAZ.

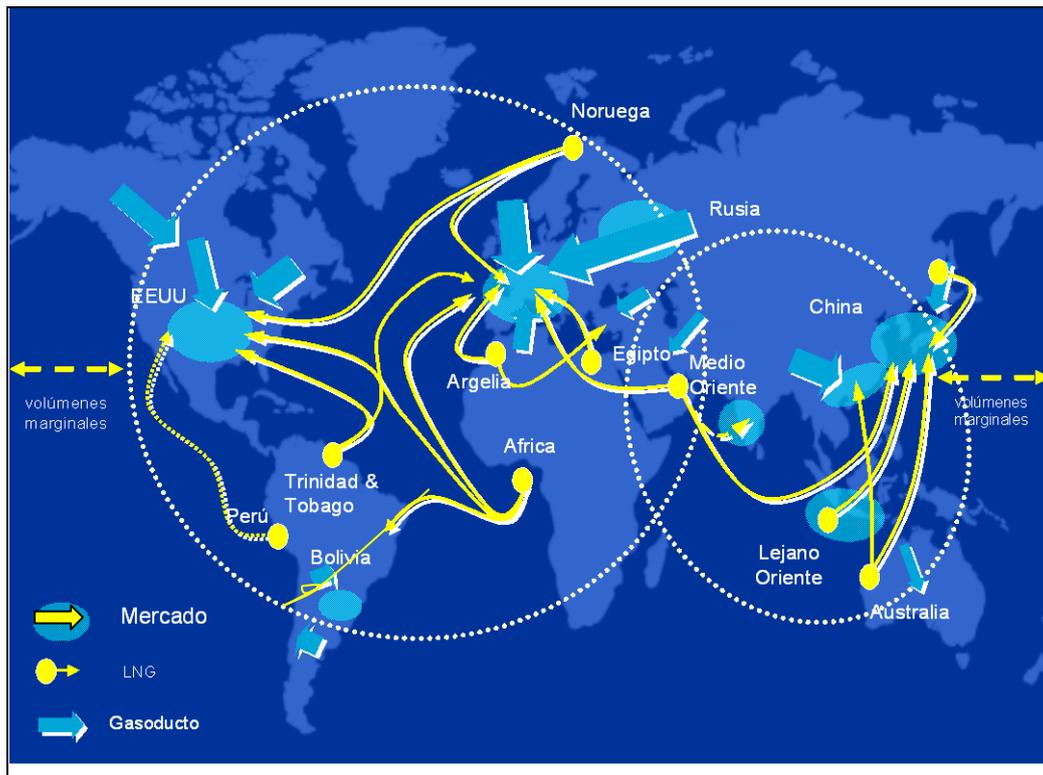
Nota: América del sur y el Caribe con México incluido. En 2005 y 2006 las importaciones por gasoducto de esta región eran superiores a las de 2010 situándose en 27 mil millones de m3 al año.

Se puede observar así que mientras que la participación de la región Asia Pacífico fue responsable del 50% del incremento de la demanda de GNL, lo fue sólo del 9% del incremento del comercio de gas por gasoductos ambas cifras para el período 1996-2010. En cambio el mayor incremento en el comercio por gasoductos se produjo en Europa occidental y oriental explicando el 66% del incremento en ese período.

De este modo, aunque las asimetrías espaciales entre la localización de la oferta y demanda de gas son importantes, tienen un carácter distinto al que presenta el mercado petrolero. En el caso europeo, los suministros desde la Ex-URSS son altamente estratégicos, siendo complementados por el abastecimiento de Noruega y Holanda. En el caso de los EUA, la dependencia mayor se da por intermedio de Canadá y en forma secundaria por las de México y suministros desde Trinad & Tobago y más recientemente Perú. Sin embargo en el caso de los mercados asiáticos la dependencia del GNL-y por lo tanto del gas de Medio Oriente y Norte de África- es mucho mayor, lo que hace a la percepción de una mayor dependencia relativa de esta región.

Aunque el mercado actual de GNL continua estando dividido en dos mercados (Costa Oeste y Este), la ampliación del Canal de Panamá puede modificar en el futuro la configuración del mercado (Figura 1.2.4.1).

Figura 1.2.4.1. Mercado mundial de gas (gasoductos y GNL)



Fuente: elaboración propia con datos de CEGIGAZ.

En el Cuadro siguiente (1.2.4.2) se muestra una imagen actualizada del liderazgo actual en materia de exportaciones de gas por gasoductos y de GNL.

Cuadro 1.2.4.2. Exportaciones de gas natural y GNL por países en 2010 (10⁹ m³/año)

País	Exportaciones por gasoductos	Exportaciones GNL	Total Gas natural
Federación Rusa	186.5	13.4	199.9
Noruega	95.9	4.7	100.6
Qatar	19.2	75.7	94.9
Canadá	92.4	0.0	92.4
Argelia	36.5	19.3	55.8
Holanda	53.3	0.0	53.3
Indonesia	9.9	31.4	41.2
Malasia	1.5	30.5	32.0
Estados Unidos	30.3	1.6	32.0
Australia	0.0	25.4	25.4
Nigeria	0.1	23.9	24.0
Trinidad & Tobago	0.0	20.4	20.4
Turkmenistan	19.7	0.0	19.7
Reino Unido	15.7	0.0	15.7
Egipto	5.5	9.7	15.2
Alemania	14.8	0.0	14.8
Uzbekistan	13.6	0.0	13.6
Kazakhstan	11.9	0.0	11.9
Bolivia	11.7	0.0	11.7
Oman	0.0	11.5	11.5
Libia	9.4	0.3	9.8
Brunei	0.0	8.8	8.8
Myanmar	8.8	0.0	8.8
Iran	8.4	0.0	8.4
EAU	0.0	7.9	7.9
Azerbaijan	6.5	0.0	6.5
Timor Oriental	5.8	0.0	5.8
Yemen	0.0	5.5	5.5
Guinea	0.0	5.2	5.2
China	3.8	0.0	3.8
Bélgica	3.1	0.6	3.6
Dinamarca	3.5	0.0	3.5
Mozambique	3.0	0.0	3.0
Colombia	2.2	0.0	2.2
Perú	0.0	1.8	1.8
Francia	1.5	0.0	1.5
España	1.2	0.0	1.2
México	0.9	0.0	0.9
Turquía	0.7	0.0	0.7
Argentina	0.4	0.0	0.4
Italia	0.1	0.0	0.1
Total Mundial	677.6	297.6	975.2

Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls

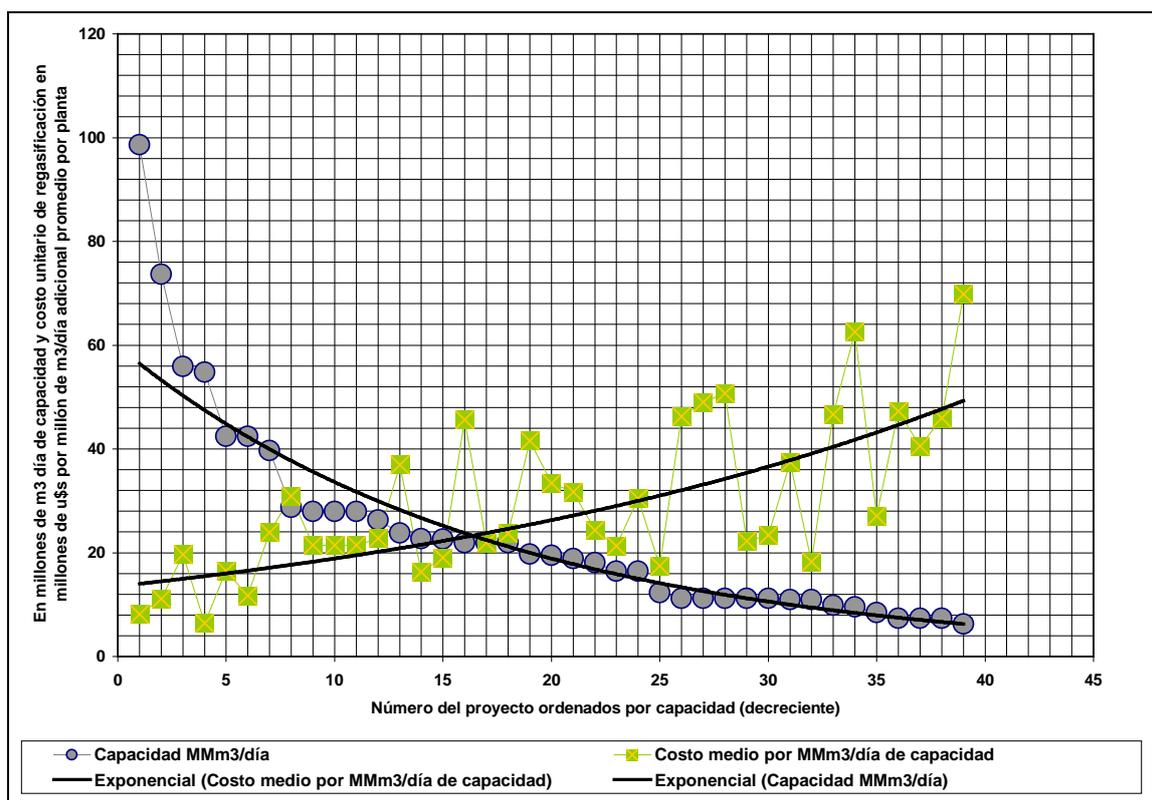
Durante la década pasada se ampliaron y construyeron numerosas plantas de regasificación con una capacidad próxima equivalente al volumen del comercio por GNL en 2010. Las inversiones totales superaron los 20 mil millones de dólares. La región asiática participó en alrededor de un 25% de estos nuevos proyectos (Cuadro 1.2.4.3)

Cuadro 1.2.4.3. Estimación del número de proyectos de plantas de regasificación período 2006-2010

Proyecto o Planta existente	Capacidad MMm3/día	Costo medio por MMm3/día de capacidad	Inversión estimada Millones de u\$s)
Indonesia (Badak GNL, 1977-2007, ampliación)	99	8	800
EEUU 2008	74	11	822
Reino Unido (Varios, 2007, 2008-2009)	56	19.7	1100
Reino Unido (Anglesey, 2009)	55	6.4	350
EEUU 2007	42	16	700
EEUU 2009 a	42	12	500
Reino Unido (Isle of Grain, 2006-2008)	40	23.9	950
España (Cartagena, ampliación 2005-2006 y existente 1989)	29	30.9	890
México (costa Azul, 2008)	28	21	600
EEUU 2009 b	28	21	600
EEUU 2009 c	28	21	600
EEUU 2009 d	26	23	600
China (Guangdong, 2006)	24	37	880
México (Port altamira, 2006)	23	16	370
Francia (Fos II, 2006)	23	19.0	430
Italia, (Isola di Porto Livante, 2007)	22	45.6	1000
Italia, (Brindisi, 2008)	22	21.9	480
Italia, (Siracusa, Sicilia, 2010)	22	23.7	520
China (Fugiang, 2006)	20	42	820
México (off-shore Tijuana, 2008)	19	33	650
India (Dahej, 2003)	19	32	600
España (Sagunto, 2006)	18	24.3	440
Reino Unido (Dragon, 2007)	16	21.3	350
México (Lázaro Cárdenas, 2009)	16	30	500
Bélgica (Zeebrugge, 1987, ampliación 2007)	12	17.4	215
China (Ningbo, 2008)	11	46	520
China (Quingdao, 2008)	11	49	550
China (Shangai, 2008)	11	51	570
Italia, (Vada, LNG, 2008)	11	22.3	250
Portugal (Sines, 2003)	11	23.4	263
España (Bilbao, 2003)	11	37.4	410
España (El Ferrol, 2006)	11	18.3	200
India (Kochi, 2009)	10	47	460
India (Hazira, 2005)	10	63	600
India (Dabhol, 2006)	8	27	230
Italia, (Livorno, off shore, 2008)	7	47.3	350
Indonesia (Cikgon, 2008)	7	41	300
Dominicana	7	46	340
Corea del Sur (Kwangyang, 2005)	6	70	440

Fuente: estimaciones propias con datos de 'Infrastructure Journal's IJ Research', varios números

Gráfico 1.2.4.4. Proyectos de plantas de regasificación a mediados de 2006 y tendencias en las economías de escala



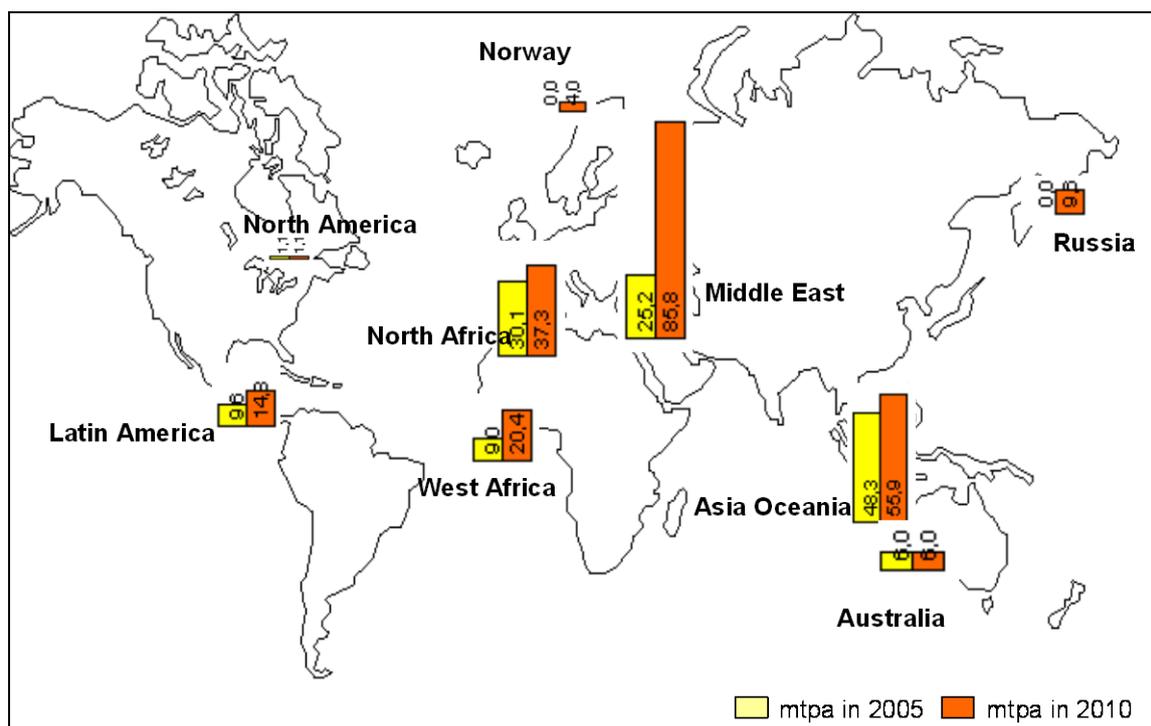
Fuente: estimaciones propias con datos de 'Infrastructure Journal's IJ Research', varios números.

El análisis, ordenando el tamaño de los proyectos de plantas de regasificación y su costo de inversión por millón de m3/día de capacidad, revela una tendencia esperada de economías de escala que pueden ser significativas. No obstante, no todos los costos relevados de los proyectos se ubican en un estricto alineamiento con dicha tendencia esperada.

Tal como ha sucedido con la industria de servicios petroleros y la de buques, las plantas de regasificación han sido objeto de fuertes incrementos en los costos hasta que se desatara la crisis de 2008-2009.

Desde el punto de vista de la expansión de la oferta de GNL se muestra con claridad la importancia de cada región en las variaciones entre 2005 y 2010.

Figura 1.2.4.2. Proyección de volúmenes disponibles en plantas de licuación desde 2005 a 2010 (mtpa)



Fuente: datos estimados en base a estudios previos de FB.

En el caso del GNL, se estima que a mediano plazo seguirán existiendo tres mercados diferentes (Asia – Europa – Estados Unidos) y sólo a largo plazo se alcanzaría una homogeneización de producto y precio.

América Latina dispone de sólo dos países con Plantas de Licuación de gas para la exportación en Trinidad & Tobago desde hace décadas y en Perú sólo desde fines de 2010. Venezuela plantea desde hace años la construcción de instalaciones para aprovechar las reservas costa afuera pero hasta ahora no lo ha concretado posponiéndose las fechas de 2013 (anuncios de 2007) a 2019 según se estima actualmente. Muchos analistas ven poco probable el desarrollo de los proyectos de gas en Venezuela. Las contradicciones entre las políticas orientadas a satisfacer la demanda interna, los aspectos vinculados a las políticas de precios, la incertidumbre acerca del volumen de reservas y la propia ecuación económica de exportar gas licuado se hallan entre los principales obstáculos a ser evaluados. Sobre el particular el tema es ampliado en los informes II y III.

Hasta hace poco el mercado de GNL a corto plazo prácticamente no existía. Las plantas de GNL no se construían hasta que no se firmaban los contratos para la venta de su capacidad total. Durante la década pasada, no obstante, algunos proyectos han arrancado sin tener la totalidad de su capacidad vendida. La existencia de capacidad ociosa y la mayor flexibilidad de los contratos debía llevar a un incremento de las transacciones spot (incluyendo todos los cargamentos con contratos de plazo menor a un año, así como también los cargamentos individuales de GNL).

Se cree no obstante, que la mayor flexibilidad de los contratos de suministro (de contratos de largo plazo basados en take or pay, grandes volúmenes y transporte dedicado, a contratos con menores restricciones de destino y crecientes oportunidades de arbitraje) se dará a un ritmo más lento que el esperado.

Por otra parte la experiencia indica que la instalación de una planta de regasificación lleva un tiempo prudencial no inferior a los 4 a 5 años (negociación y construcción), siendo las opciones de urgencia vía buque regasificador mas costosas y algo menos confiables en términos de seguridad de suministro, salvo cuando se trata de instalaciones redundantes.

Del mismo modo las tecnologías de transporte en buques GNC, pueden ser útiles para suministros en pequeña escala pero sus economías respecto al comercio vía GNL requieren de una evaluación muy precisa para cada caso particular.

En síntesis aún cuando las reservas de gas natural y la expansión de la oferta de gas ha sido una constante durante la década pasada -y se prevé será uno de los combustibles más dinámicos a escala mundial-, la afirmación difiere según las distintas regiones y su grado de dependencia de suministros externos o capacidad para desarrollar sus recursos internos.

En el caso concreto de América Latina, como se ha dicho, la creciente demanda de gas enfrentó problemas de abastecimiento originados en razones diversas, cuyo detalle es analizado en los informes I y II de este Estudio aunque seguidamente se avanza parcialmente sobre esta cuestión.

Mientras que Chile ya ha optado por el GNL y su planta de GNL Quintero se halla operativa a un nivel plenamente definido en función de su seguridad de suministro y en reemplazo de las gas de Argentina, este último y Uruguay se hallan aún definiendo programas de plantas de regasificación que necesitarían ser coordinadas en base al tamaño de sus mercados y necesidades recíprocas sin que la opción integradora haya podido funcionar aún. Argentina posee ya instalaciones receptoras de GNL pero recibe gas vía buques regasificadores Para países como México el GNL viene cumpliendo un papel desde hace años pero vinculado como todo su comercio de gas al de los Estados Unidos. República Dominicana también reposa en el GNL para su abastecimiento eléctrico una parte de Centroamérica y el Caribe ha desarrollado o piensa en desarrollar plantas de regasificación pequeñas en función de la oferta de Trinidad & Tobago. Los proyectos en Venezuela vienen siendo demorados pero sin duda complementarían un mercado regional de GNL. Esto será tratado en detalle en el Informe IV.

En el caso de Brasil posee por ahora solo dos grandes terminales de regasificación de GNL: Pecém, en el estado de Ceará y Baía de Guanabara, en el estado de Rio de Janeiro y el país viene importando este recurso desde 2009. Hasta el momento las importaciones no han sido relevantes, pero las termoeléctricas de Termopernambuco (Pernambuco), Termofortaleza, Termoceará (Ceará) y Termoaçú (Rio Grande do Norte), han operado prioritariamente con este insumo (CNI, 2010).

Sin embargo un desarrollo mayor del GNL se halla entre las posibles estrategias futuras. La figura 1.2.4.3 muestra la infraestructura de plantas de regasificación existentes en la región, como así también las de Liquefacción.

Figura 1.2.4.3. Infraestructura de plantas de regasificación y liquefacción existentes y proyectadas en América Latina y el Caribe



Fuente: California Energy Comisión, www.energy.ca.gov, junio de 2010

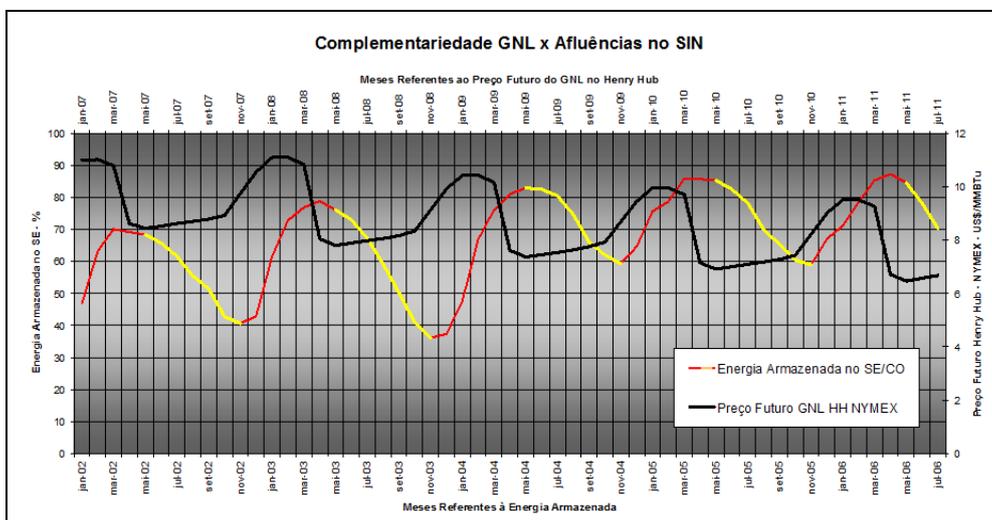
Nota: los proyectos requieren verificación.

La inserción del gas natural licuado en la matriz de oferta de Brasil fue pensada a mediados de los años 2000 en función de una serie de necesidades y oportunidades derivadas de la configuración del mercado nacional, las cuales todavía se mantienen, en tanto que el mercado de gas natural se encuentra en una etapa de desarrollo aún incipiente (Sauer, 2007):

- La comercialización del gas natural exige la entrega física del insumo, por lo tanto, la falta de infraestructura de suministro restringe la oferta.

- En Brasil aún existen pocos proveedores y consumidores, pues el mercado está por ser desarrollado y la política de precios, como se verá en el informe III, aún no favorece una clara penetración del gas natural.
- La demanda termoeléctrica coyuntural, no constituye una garantía de anclaje para el nivel de inversiones en gasoductos.
- Existe un gran potencial de complementariedad con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), ya que la demanda estacional, cíclica, en los mercados exportadores del hemisferio norte, en función de las condiciones climáticas, determinante en el precio del GNL, se ajusta casi perfectamente con la variación de disponibilidad de agua de los principales embalses brasileños – el periodo de baja de los embalses del SIN coincide con el periodo de baja demanda de gas del hemisferio norte (precios más bajos) (figura 1.2.4.4)
- Necesidad de suministro flexible en el mercado doméstico – GNL es flexible

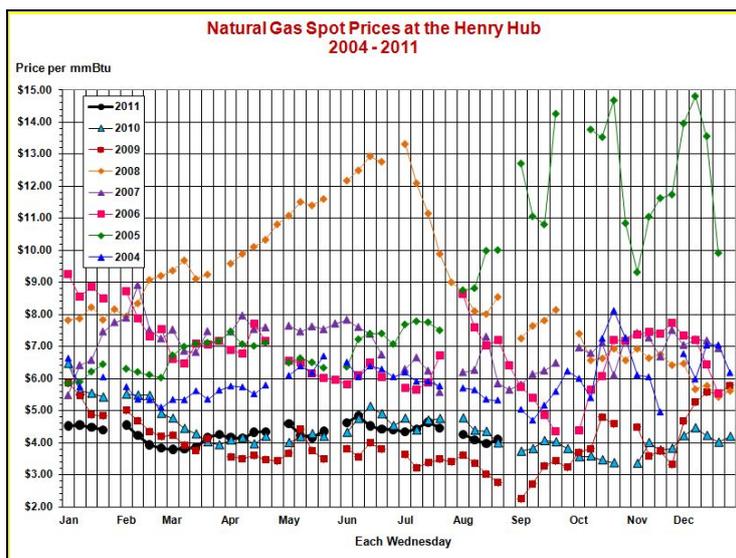
Figura 1.2.4.4. Complementariedad entre la disponibilidad de GNL importado y entradas del Sistema Interconectado Nacional de Brasil



Fuente: Sauer, 2007

Un fenómeno importante está sucediendo actualmente en relación a los precios del gas de los mercados liberalizados (EUA y Reino Unido): el desplazamiento de esos precios con relación al precio del petróleo, observado desde 2006. Esa tendencia deriva de varios factores: la creciente producción de gas no convencional a precios decrecientes, especialmente los expresivos recursos de *shale gas* descubiertos en los EUA, la caída en la demanda debido a la crisis económica, la competición con el carbón en el mercado de generación eléctrica (CNI, 2010). Como el precio del gas adquirido por Brasil es definido principalmente en el Henry Hub (EUA), sufrió una reducción significativa, tornándose mucho más rentable su importación (figura 1.2.4.5).

Figura 1.2.4.5. Precio spot del gas natural – Henry Hub – 2004-2010



Fuente: Oficial Nebraska Government website, updated on August 24, 2011.

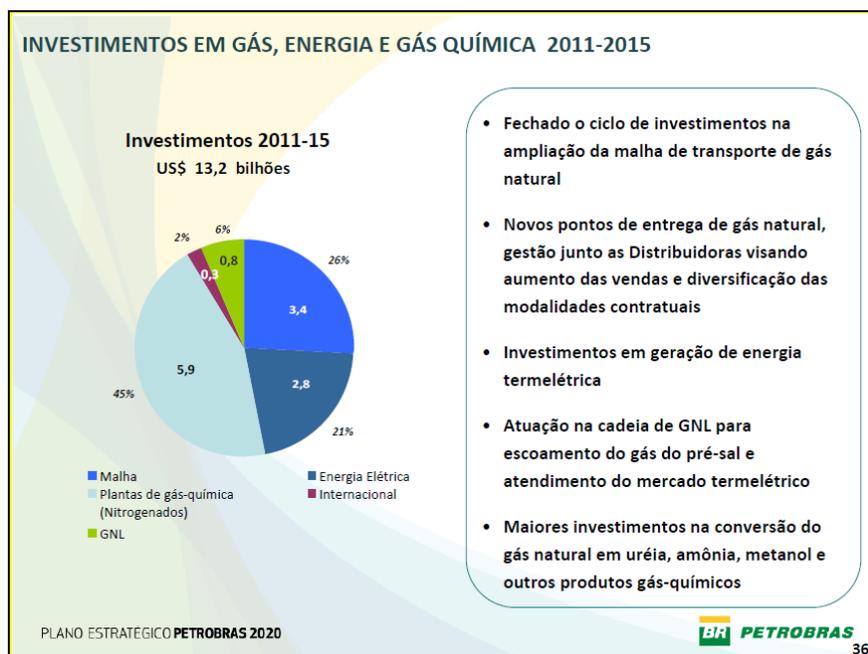
Sin embargo la reciente revisión de las reservas de shale gas en los EUA podrían introducir, de un modo súbito, un nuevo acoplamiento de los precios del Henry Hub con los del WTI, típico riesgo de estos mercados sujetos a factores de volatilidad ante cambios en el suministro y difusión de información también cada vez más sujeta a incertidumbre y vinculada a la especulación en los mercados de futuros.

Pero, al margen de la caída en el precio, que puede o no revelarse como coyuntural, la utilización del GNL y la inversión en terminales flexibles (regasificación) poseen ventajas estructurales capaces de ejercer impacto positivo sobre el mercado interno de energía, como:

- Posibilidad de contratos para suministro de GNL de corto plazo en el mercado internacional, abriendo oportunidad para suministrar con menores costos fijos
- Ajuste más fácil de la oferta a las características del mercado:
 - Oferta firme y regular para demanda industrial, residencial y automotriz
 - Oferta flexible (con garantía para las plantas termoeléctricas)
- Además de flexibilidad, otros beneficios como:
 - Menor plazo para implementación
 - Mitigación del riesgo de falla en el suministro debido a anomalías en la producción o a atrasos en nuevos desarrollos
 - Diversificación de las fuentes de gas importado (Petrobras, 2007)

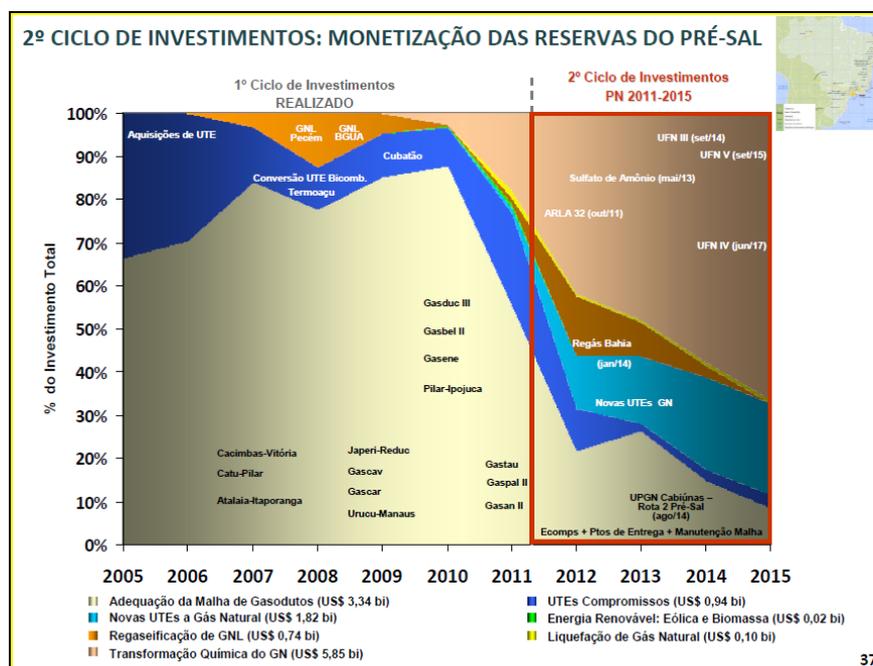
El plan de negocios 2011-2015 de Petrobras destina un gran volumen de recursos para monetización y desarrollar el petróleo del pré-sal. En el escenario de inversiones previsto por la compañía, el GNL figura como uno de los instrumentos para el aprovechamiento de nuevas reservas (Figura 1.2.4.6), pero no figura entre las prioridades de este periodo (Figura 1.2.4.7).

Figura 1.2.4.6. Inversión en gas, energía y gas química - Petrobras – 2010-2015



Fuente: Petrobras, 2011.

Figura 1.2.4.7. Segundo ciclo de inversiones: monetización del pré-sal - Petrobras - 2010-2



Fuente: Petrobras, 2011.

De este modo en la búsqueda de seguridad energética a largo plazo y ante la incertidumbre generada por situaciones de dependencia, muchos países han comenzado a evaluar tanto opciones de comercio vía GNL, como de desarrollo de recursos de shale gas.

En materia de seguridad energética a escala global vale sintetizar entonces que muy pocos países presentan grados de dependencia respecto del gas natural, inferiores a los del caso del petróleo.

Un número de 57 países en los que habitan cerca de 2 mil millones de personas utilizan gas natural para abastecer alrededor de un 20% o más de su consumo de energía de fuentes primarias. Entre este gran grupo, 16 países en cuyos territorios viven no menos de 350 millones de personas utilizan el gas con una proporción cercana o superior al 50% de la energía primaria consumida. El grado de dependencia de suministros externos se da en alrededor de 32 países que importan más del 75% del gas que consumen en territorios habitados por cerca de 650 millones de personas. La mayor parte de ellos se halla en Europa y Eurasia, principalmente vinculados al gas de Rusia, pero también países como Turquía, Jordán, Singapur, Corea y Japón. Más del 50% del gas importado proviene de unos 35 países en cuyos territorios habitan 750 millones de personas, pero cerca de 2.2 mil millones de personas viven en países que importan cerca de una cuarta parte de sus necesidades de suministro. Entre los que dependen de menos de un 50% de importaciones de gas porque en parte logran abastecerlo con reservas propias, se halla un grupo de países como los EUA, México, Reino Unido, Bangladesh, Tailandia, Brasil y Argentina (alrededor de 780 millones de habitantes).

El relevamiento de estas cifras sólo tiene por objeto mostrar las complejidades e interdependencias del mercado mundial de gas natural frente a una demanda creciente en los últimos años y de cara a las elevadas tasas de crecimiento de su demanda futura para reemplazar al petróleo y al carbón (sobre la base de la calidad de este recurso y su menor impacto ambiental).

Algunos sucesos como los cortes del gas desde Rusia u otros de la Ex-URSS a Europa, o los casos críticos mencionados en América Latina ocurridos desde 2004 a la fecha (Argentina, Chile, Uruguay, Brasil, Bolivia, Colombia, Venezuela y Perú), alertan sobre la necesidad de un monitoreo permanente del estado de situación de los mercados de gas, el cumplimiento o no de los programas de inversión anunciados, la puesta en marcha o no de proyectos de envergadura sobre los cuales descansan los fundamentos de la Planificación del Sector Energético. Este último se considera indispensable para asegurar el abastecimiento de un modo racional y en una permanente búsqueda de soluciones óptimas, en el sentido restringido del término, de hacer un aprovechamiento racional de los recursos disponibles y poder programar las inversiones requeridas. Estas muchas veces pueden hallarse vinculadas a otras obras de infraestructura lo que aumenta aún más la necesidad de programar y monitorear la marcha de los distintos proyectos nacionales y regionales.

1.2.5. Recursos de Gas no convencionales

Existen varios tipos de gas no convencional cuya evaluación y utilización es importante en países como los Estados Unidos y que se cree podrían tener un importante potencial también en otras regiones, en especial dentro de América Latina.

La aplicación del término “no convencional”, no es fija ni invariable a lo largo del tiempo. En general lo que determina esta clasificación es el nivel de costos y los desafíos tecnológicos que se hallan vinculados a su extracción y puesta en los mercados de consumo.

Entre estos recursos se tiene a los siguientes: a) Deep gas (o gas a elevadas profundidades); b) tight gas; c) Shale gas; d) Gas metano en mantos de carbón; e) Gas en zonas geopresurizadas y f) Hidratos en áreas submarinas en el Ártico.

El gas en depósitos de profundidad elevada no se diferencia en más que en la necesidad de realizar perforaciones mucho más profundas y es algo que es cada vez más usual si la ecuación económica lo permite.

El Tight gas es el que se halla en rocas poco permeables y que deben ser fracturadas para lograr su extracción. Varias técnicas pueden ser utilizadas en este proceso de fractura pero son costosas y aunque los recursos pueden representar una porción significativa respecto a las reservas de gas convencional se requieren condiciones económicas para su desarrollo¹³.

El Shale gas es el gas contenido en rocas de granulado fino pero no se desintegra en condiciones de humedad por lo cual el proceso de extracción requiere de otros insumos para lograr su captura en el subsuelo. Es en general más costoso que el gas convencional y constituye un gran potencial. Según la FERC en los Estados Unidos en 2008 las reservas técnicamente recuperables de shale gas eran de 742 Tcf (Natural Gas.org, 2011).

En el caso del gas metano contenido en mantos de carbón, éste se halla a profundidades no muy grandes, pero la productividad por pozo suele ser muy baja. Esto significa que para capturar iguales cantidades de metano las inversiones son mucho mayores respecto al gas convencional. Una de las ventajas de su captura es evitar el venteo, ya que la acumulación de gas en las minas de carbón constituye un peligro y su emisión a la atmósfera una contribución al incremento de emisiones. Este recurso es explotado en los Estados Unidos¹⁴ y en América Latina sólo Colombia ha considerado, a través de la empresa Drumond, la posibilidad de su explotación comercial.

El gas “geopresurizado”, se halla tanto a muy elevadas profundidades, como sometido a elevadísimas presiones, contenido en arcillas o sedimentos marinos todo lo cual hace extremadamente compleja la posibilidad de su extracción. El potencial sin embargo es muy alto, siendo la zona del Golfo de México en los EUA la de mayor prospectividad geológica. Se cree que de los 49000 TCF que pudieran existir, 1100 TCF podrían ser recuperables con técnicas hoy existentes.

Por último los hidratos de metano constituyen una de las formas más recientes de recursos potenciales y se hallarían en el Ártico. Se desconocen los impactos que su

¹³ Por ejemplo, el USGS estima que los Estados Unidos poseen una cantidad de Tight gas superior al 21% de las reservas de gas convencional de ese país.

¹⁴ Se estima que las reservas técnicamente explotables de gas de mantos de carbón (coalbed methane) en los EUA eran en 2009 de 163 Tcf.

intento de explotación podrían acarrear al medioambiente y por ahora es sólo un área de investigación en sus etapas muy tempranas.

1.2.5.1. Shale gas

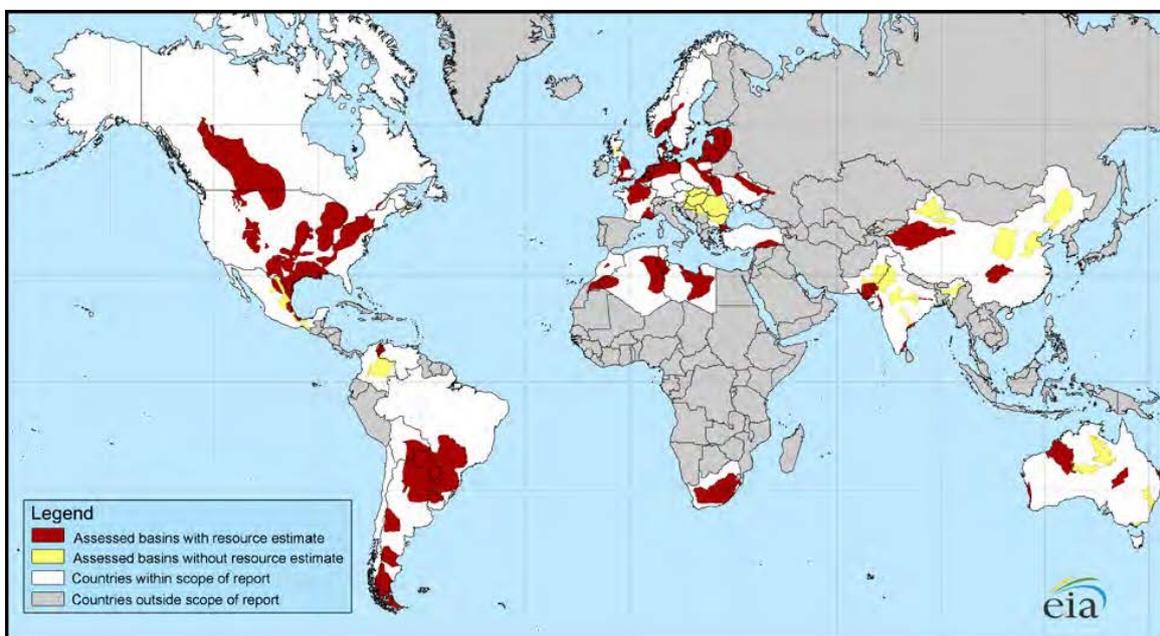
En los últimos años la atención se ha centrado en el shale gas, cuyas recientes estimaciones acerca de las cantidades de recursos técnicamente recuperables muestran su potencial a nivel mundial y podrían ser relevantes en América del Sur.

En la Figura 1.2.5.1.1 se presentan las 32 cuencas sedimentarias que han sido evaluadas por la Agencia e Información Energética de los Estados Unidos recientemente.

El Cuadro 1.2.5.1.1 muestra este potencial técnicamente recuperable *vis a vis* con las reservas comprobadas y la posición neta exportadora o importadora de cada uno de los países y regiones donde estas cuencas sedimentarias se hallan, indicando también la relación reservas comprobadas producción.

De este modo es posible ordenar dicho potencial como elemento de estrategia para la seguridad de suministro, aunque no se dispone de una evaluación económica para conocer qué parte de los recursos técnicamente recuperables podrían serlo en un escenario de precios del gas que se ubicara en torno al precio medio por regiones vigente o proyectado.

Figura 1.2.5.1.1. Evaluación de recursos de Shale Gas a escala mundial en 32 cuencas sedimentarias en regiones fuera de los Estados Unidos



Fuente: EIA, 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.

Aunque las técnicas de perforación horizontal habían sido desarrolladas hacia fines de los ochenta y las de fractura hidráulica son de muy larga data, las mejoras

continuas han logrado convertir al shale gas en un importante factor dentro del mercado de gas en los EUA y Canadá. La producción de shale gas en Estados Unidos pasó de 0.39 Tcf en 2000 a 4.8 Tcf en 2010 (un 23% del total de la producción de gas natural en ese país).

Como se muestra en el Gráfico 1.2.5.1.1, los mayores potenciales parecieran hallarse concentrados en países que a su vez presentan una baja relación de reservas producción referida a gas convencional.

Muchos de estos países como Estados Unidos, Canadá y Argentina tiene mercados de gas altamente diversificados. Otros como México juegan un papel importante para el suministro a los EUA, pero les resta completar el desarrollo del mercado interno. La evaluación hecha por la AIE de los EUA para China revela un potencial que va mucho más allá del desarrollo actual del mercado de gas y sería un elemento adicional para la diversificación de su matriz energética altamente dominada por el uso del carbón mineral.

Cuadro 1.2.5.1.1. Estimación de recursos técnicamente recuperables de shale gas para cuencas seleccionadas en 32 países y comparadas con las reservas comprobadas y tamaño de sus mercados en 2009

País y Región	Mercado de gas natural en 2009 (1)			Reservas Comprobadas de Gas Natural (2)		(Técnicamente recuperables)
	Producción	Consumo	Importaciones (Exportaciones)	R/P	Tcf	Tcf
Europa	10.81	14.62		17.2	186.21	639
Francia	0.03	1.73	98%	6.7	0.2	180
Alemania	0.51	3.27	84%	12.2	6.2	8
Holanda	2.79	1.72	-62%	17.6	49	17
Noruega	3.65	0.16	(2,156%)	19.7	72	83
Reino Unido	2.09	3.11	33%	4.3	9	20
Dinamarca	0.3	0.16	-91%	7.0	2.1	23
Suecia	-	0.04	100%			41
Polonia	0.21	0.58	64%	27.6	5.8	187
Turquía	0.03	1.24	98%	6.7	0.2	15
Ucrania	0.72	1.56	54%	54.2	39	42
Lituania	-	0.1	100%			4
Otros (3)	0.48	0.95	50%	5.6	2.71	19
América del Norte	26.23	25.81		12.8	334.5	1250
Estados Unidos (4)	20.6	22.8	10%	13.2	272.5	862
Canadá	5.63	3.01	-87%	11.0	62	388
Asia	5.72	6.31		30.5	174.6	1389
China	2.93	3.08	5%	36.5	107	1275
India	1.43	1.87	24%	26.5	37.9	63
Paquistán	1.36	1.36	-	21.8	29.7	51
Australia	1.67	1.09	-52%	65.9	110	396
África	3.64	1.61		59.6	217.1	1042
Sud África	0.07	0.19	63%		-	485
Libia	0.56	0.21	-165%	97.7	54.7	290
Tunez	0.13	0.17	26%	17.7	2.3	18
Argelia	2.88	1.02	-183%	55.2	159	231
Marruecos	0	0.02	90%		0.1	11
Sahara Occidental	-	-			-	7
Mauritania	-	-			1	0
América del Sur y Mesoamérica	5.11	5.55		49.2	251.2	1906
México	1.77	2.15	18%	6.8	12	681
Venezuela	0.65	0.71	9%	275.2	178.9	11
Colombia	0.37	0.31	-21%	10.8	4	19
Argentina	1.46	1.52	4%	9.2	13.4	774
Brazil	0.36	0.66	45%	35.8	12.9	226
Chile	0.05	0.1	52%	70.0	3.5	64
Uruguay	-	0	100%			21
Paraguay	-	-				62
Bolivia	0.45	0.1	-346%	58.9	26.5	48
Total áreas evaluadas por la EIA-EUA	53.1	55	-3%	24.0	1274	6,622
Total Mundial	106.5	106.7	0%	62.1	6609	sd

Fuente: EIA, 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.

(1) EIA, International Energy Statistics, as of March 8, 2011.

(2) Oil and Gas Journal, Dec., 6, 2010, P. 46-49.

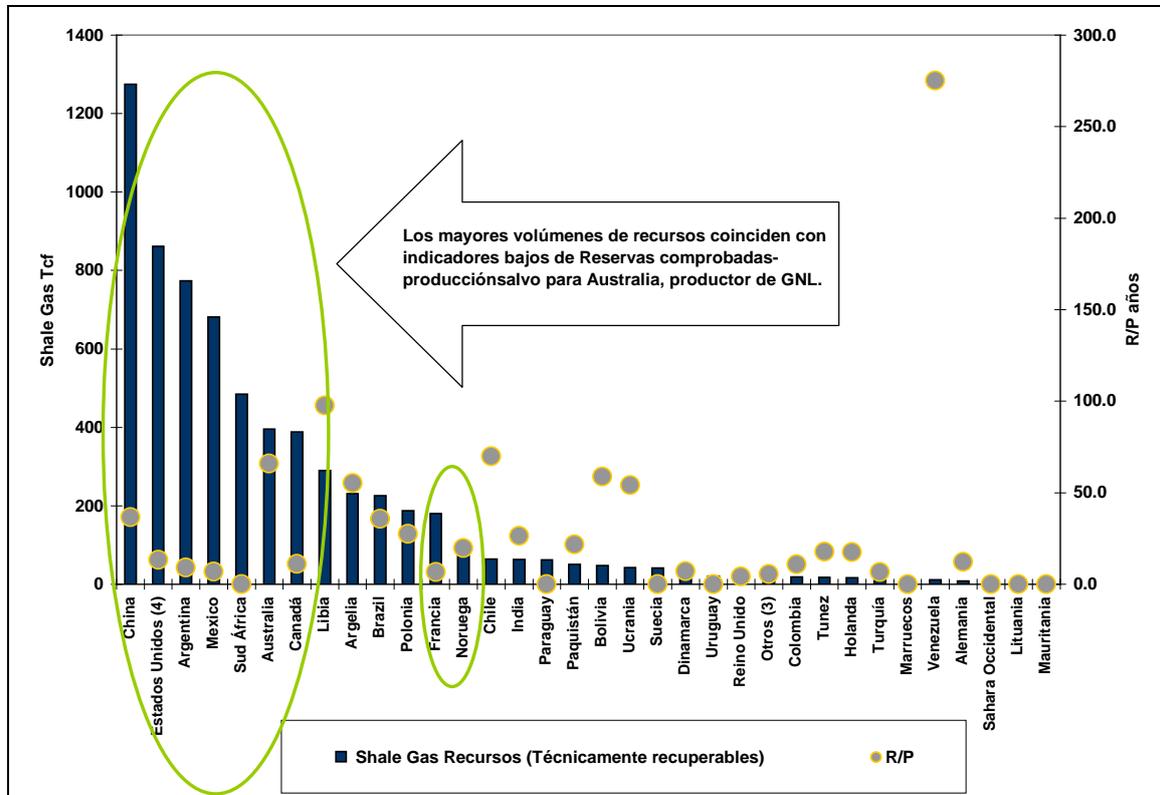
(3) Rumania, Hungría y Bulgaria.

(4) Para EUA, EIA varias fuentes. El valor de las reservas comprobadas de gas de los EUA en este cuadro se extrae de U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2009 report, donde los 245 Tcf son los utilizados en el Annual Energy Outlook 2011 report.

En el caso de Argentina sólo muy recientemente se han realizado evaluaciones en la cuenca neuquina y se cree que en Loma la Lata, el mayor yacimiento del país, la explotación no sería a costos fuera de rango de viabilidad económica en tanto las instalaciones de superficie a utilizar son las mismas que las utilizadas para la explotación de gas convencional y que por distintos motivos ha venido declinando.

Esta opción podría, de ser exitosa, suplir las actuales importaciones de GNL que el país por ahora realiza mediante buques regasificadores.

Gráfico 1.2.5.1.1. Recursos de shale gas (en Tcf) y relación reserva producción (años promedio según datos 2009)



Fuente: estimaciones propias (datos Cuadro 1.2.5.1.1).

América Latina y Mesoamérica representarían, según estas estimaciones el 29% del potencial analizado, una cifra que se compara en una relación 7.6 veces las reservas comprobadas, mientras que esta relación es de 5.2 a nivel de las cuencas incluidas en el análisis de la AIE (EIA, Analysis & Projections, 2011).

Como se puede observar el total de recursos de shale oil incluidos en este análisis equivaldría al conjunto de reservas comprobadas de gas convencional.

Sin embargo aunque la fuente estima que se trata de una estimación conservadora, se está consciente de que es necesario que cada país continúe evaluando estos potenciales y realice estudios de factibilidad técnico-económica y ambiental¹⁵.

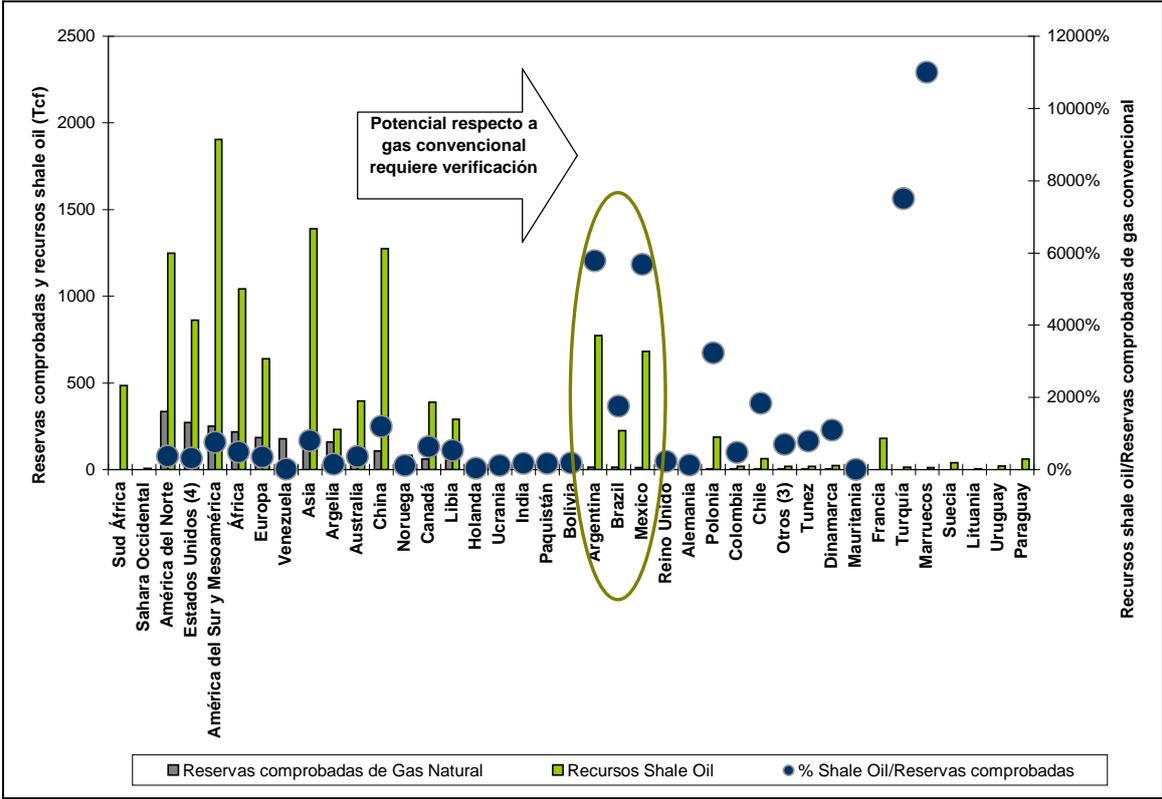
En tal sentido la relación entre recursos de shale oil técnicamente recuperables y de reservas comprobadas en Argentina, México y Brasil es llamativa (Gráfico 1.2.5.1.2) y, de ser confirmadas, cambiarían de un modo drástico el panorama de autosuficiencia regional.

¹⁵ Distintas agencias de los Estados Unidos se hallan auspiciando este tipo de investigaciones bajo el programa: The Global Shale Gas Initiative (GSGI) que fue iniciado en abril de 2010, ver <http://www.state.gov/s/ciea/gsgii/index.htm>

El uso intensivo de agua y su posibilidad de elevada contaminación en aguas subterráneas requieren de respuestas que aún no han sido desarrolladas en América Latina, como tampoco una determinación de los costos de producción de estos recursos.

En general existe consenso respecto a que los costos para explotar shale oil son altamente sensibles a la existencia o no de instalaciones de superficie, preexistentes y vinculadas a la explotación de recursos convencionales.

Gráfico 1.2.5.1.2. Recursos de shale gas (en Tcf) y relación reserva producción (años promedio según datos 2009)



Fuente: estimaciones propias (datos Cuadro 1.2.5.1.1).

1.2.5.2. Otros tipos de gas no convencional

A diferencia del caso del shale gas, no se han hallado referencias claras para cuantificar el potencial existente de los mismos en otros países fuera de los Estados Unidos, aunque se dispone de referencias a nivel de grandes regiones (Cuadro 1.2.5.2.1).

De la simple lectura de estas estimaciones es posible concluir que las reservas totales de gas no convencional exceden ampliamente a las del gas convencional cuando se considera el conjunto de los posibles aportes.

Sin embargo el foco de atención y las tecnologías para desarrollar estos recursos no se hallan repartidos por igual entre las distintas regiones.

En el caso de los EUA y Canadá, existen no sólo estimaciones más precisas de estos recursos, sino también aportes a la producción y comercialización que se estima llegan a representar un 30% del total de la producción del primero.

En América Latina el interés por el desarrollo de estos recursos de gas no convencional ha sido más reciente y ha ido de la mano con las dificultades de algunos países como Argentina, Brasil y Colombia en obtener garantías de abastecimiento durante el período 2003-2010, a causa de distintas razones.

Del mismo modo poco se sabe de lo que ha sucedido en otras regiones como Asia (en particular China), donde este recurso potencial aparece como enorme, pero que posiblemente se haya visto impedido en su desarrollo por los costos de explotación frente a la existencia de abundante carbón.

Como se verá en el aparte correspondiente a este último recurso, el desarrollo de tecnologías para uso limpio y captura de carbono parece ser una alternativa cuyo estudio ha sido priorizado.

Por otra parte, es posible que existan trabajos sobre el tema que aún no se hallen disponibles de manera pública.

Las cifras del Cuadro 1.2.5.2.1, elaboradas en base a estudios desarrollados en el marco del NATIONAL PETROLEUM COUNCIL (NPC)¹⁶, no son necesariamente coincidentes con las del apartado anterior en el caso del shale gas, lo que puede deberse al distinto grado de profundidad de cada trabajo y a las fechas en que ambos fueron realizados.

¹⁶UNCONVENTIONAL GAS SUBGROUP OF THE TECHNOLOGY TASK GROUP OF THE NPC COMMITTEE ON GLOBAL OIL AND GAS, 2007.

Cuadro 1.2.5.2.1. Estimación de recursos de gas no convencional a escala mundial y por regiones en Tcf

Región	Metano en mantos de carbón	Shale gas	Tight gas	Total
América del Norte	3017	3842	1371	8230
América Latina	39	2117	1293	3449
Europa Occidental	157	510	353	1020
Europa oriental y centro	118	39	78	235
Ex URSS	3957	627	901	5485
Medio Oriente y Norte de África	0	2548	823	3371
África Sub-Sahara	39	274	784	1097
China y otros países asiáticos con economías planificadas	1215	3528	353	5096
Asia-OCDE	470		705	1175
OCDE		2313		2313
Asia Pacífico- Resto	0	314	549	863
Sur de Asia	39	0	196	235
Mundo	9051	16112	7406	32569
Región	Metano en mantos de carbón %	Shale gas %	Tight gas %	Total %
América del Norte	33%	24%	19%	25%
América Latina	0%	13%	17%	11%
Europa Occidental	2%	3%	5%	3%
Europa oriental y centro	1%	0%	1%	1%
Ex URSS	44%	4%	12%	17%
Medio Oriente y Norte de África	0%	16%	11%	10%
África Sub-Sahara	0%	2%	11%	3%
China y otros países asiáticos con economías planificadas	13%	22%	5%	16%
Asia-OCDE	5%	0%	10%	4%
OCDE	0%	14%	0%	7%
Asia Pacífico- Resto	0%	2%	7%	3%
Sur de Asia	0%	0%	3%	1%
Mundo	100%	100%	100%	100%
Región	Metano en mantos de carbón %	Shale gas %	Tight gas %	Total %
América del Norte	37%	47%	17%	100%
América Latina	1%	61%	37%	100%
Europa Occidental	15%	50%	35%	100%
Europa oriental y centro	50%	17%	33%	100%
Ex URSS	72%	11%	16%	100%
Medio Oriente y Norte de África	0%	76%	24%	100%
África Sub-Sahara	4%	25%	71%	100%
China y otros países asiáticos con economías planificadas	24%	69%	7%	100%
Asia-OCDE	40%	0%	60%	100%
OCDE	0%	100%	0%	100%
Asia Pacífico- Resto	0%	36%	64%	100%
Sur de Asia	17%	0%	83%	100%
Mundo	28%	49%	23%	100%

Fuente: elaboración propia con datos de Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, TOPIC PAPER #29 UNCONVENTIONAL GAS, July 18, 2007

Desde el punto de vista de América Latina, estas figuras estarían mostrando un potencial que es prioritario estudiar en detalle por cuanto podrían dar respuesta

parcial en temas de seguridad energética y también con respecto a la futura formación de cadenas productivas más integradas, lo que podría contribuir al desarrollo económico si se lograra dominar la tecnología y producirla en parte en forma local aprovechando alguna ventajas competitivas en un marco de cooperación Norte –Sur y Sur-Sur.

Sin embargo dadas las continuas modificaciones en los métodos de estimación de estos potenciales y el desacuerdo entre las agencias gubernamentales y la industria respecto a las cifras, el panorama para basar escenarios futuros no tiene aún bases sólidas. Este incremento en la percepción del riesgo de incursionar o no en la exploración y explotación de gas no convencional no sólo afecta la evaluación de la suficiencia o insuficiencia real de recursos sino que es un factor de perturbación en la formación de precios, también objeto de especulación financiera.

Ciertamente este tipo de impactos repercute sobre la región ya sea para los países exportadores o importadores, tanto en materia de precios como en la selección de los “mapas energéticos” (mix deseado de fuentes, tecnologías con la cual obtenerlos, políticas de precios y regulación, etc.) que deben guiar decisiones de inversión por parte de los agentes públicos y privados.

1.2.6. Resumen acerca de los recursos no convencionales de petróleo y gas en la región

En tanto la ecuación para poner en marcha el conjunto posible de opciones según la disponibilidad relativa de recursos (Figura 1.2.6.1) depende tanto de la percepción de los agentes acerca de la evolución de los precios del petróleo y gas convencionales en el largo plazo, la disponibilidad de capital y tecnología y las políticas nacionales de seguridad de suministro y medioambiente, la región deberá analizar la viabilidad de incursionar en los desarrollos para los cuales posee recursos potenciales, que sin embargo deben ser aún cuidadosamente evaluados.

Figura 1.2.6.1. Triángulo de recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos



Fuente: Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, 2007.

En particular, la existencia de crudos extrapesados, pesados y shale oil estimados en más de 2500 mil millones de barriles; de shale gas (entre 1900 y 2200 Tcf) y tight gas (estimados en cerca de 1300 Tcf), aparecen entre los recursos potenciales aún no plenamente aprovechados y que parecieran tener relevancia tanto para el corto, mediano y largo plazo. Son, al mismo tiempo, los que presentan mayores incertidumbres, necesidades de capital y tecnología e implican fuertes riesgos de impacto ambiental.

En algunos países puede que la mera existencia de estos recursos no sea estímulo suficiente para incluirlos en una Agenda de Prioridades. Otros ya lo han hecho o están en camino incipiente de hacerlo.

En el pasado y aún hoy, la existencia de recursos más abundantes explotados muchas veces con objetivos de corto plazo, han retrasado el interés por una evaluación más profunda de las posibilidades de incluir estos recursos como prioridad sea de investigación o ya de desarrollo. En otros, en cambio se ha logrado incluirlos dentro de las reservas comprobadas (caso de crudos extrapesados y pesados).

Aún cuando una imagen completa de las particularidades de cada país y subregión dentro de América Latina y el Caribe permitirá tener una opinión más acabada de la situación respecto a los temas de la regulación y los de oferta y demanda de cada cadena energética, parece conveniente que la región pudiera adoptar una postura

con respecto a las posibles sinergias que se derivarían del desarrollo de los recursos potenciales y delinearía el tipo de acuerdos que sería necesario lograr con base en una evaluación más precisa del tipo de riesgos a enfrentar.

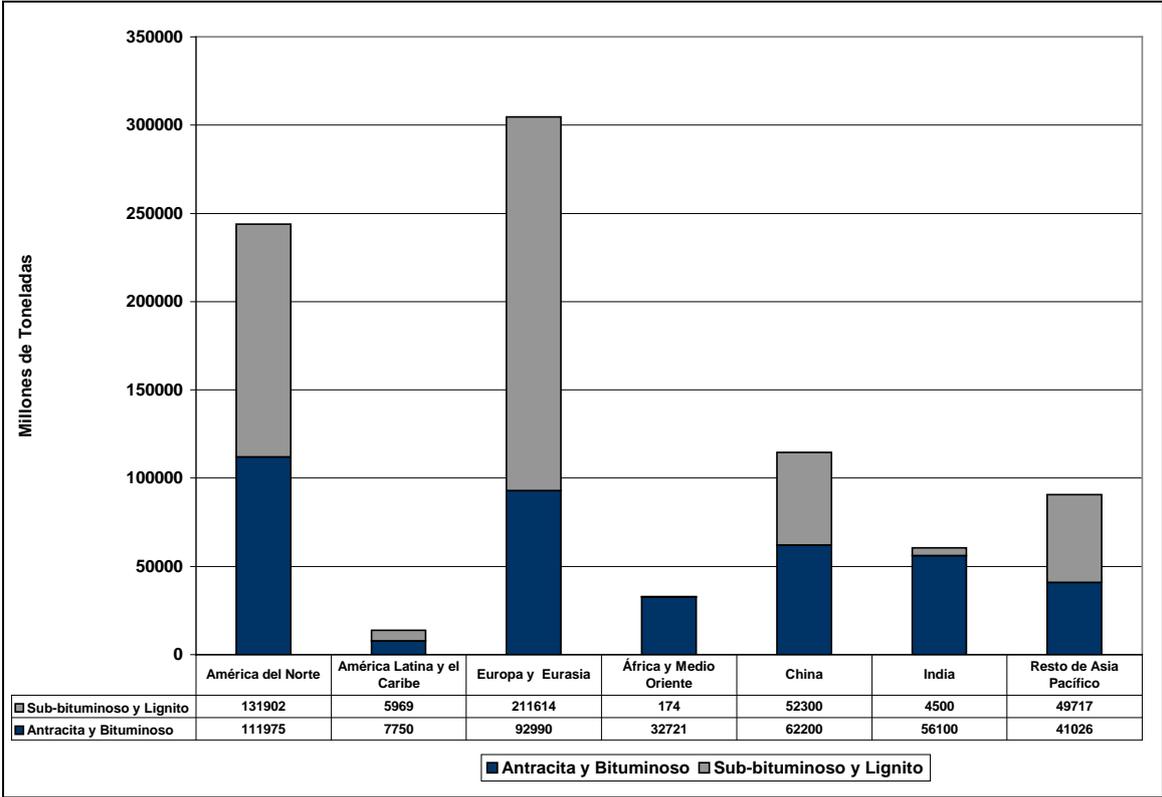
1.2.7. Carbón Mineral

Las reservas de carbón mineral bituminoso y sub-bituminoso se hallan repartidas en casi todas las regiones del mundo con elevadas tasas de reservas - producción.

Dado el elevado nivel actual de consumo de carbón de China (48% del total mundial) su relación reservas-producción resulta ser una de las más bajas del mundo con una media de 35 años frente a un valor de 118 años para el total mundial.

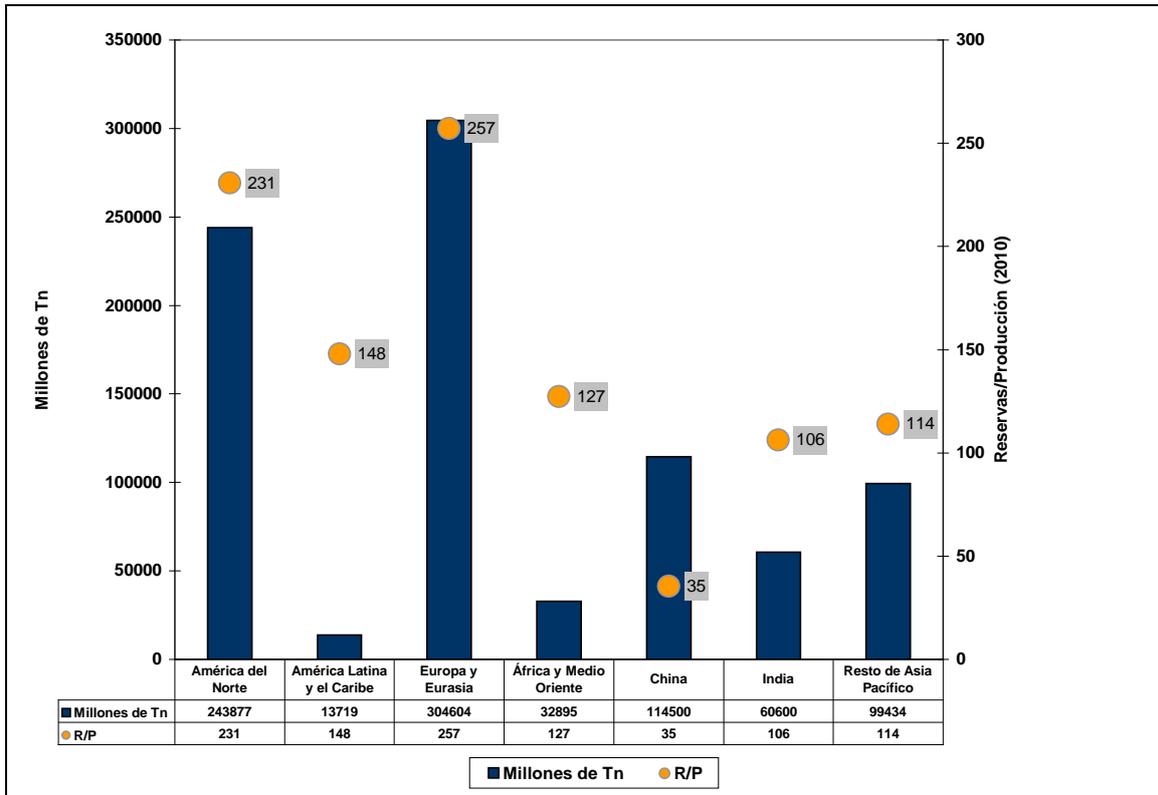
Los Gráficos 1.2.7.1 y 1.2.7.2 muestran por una parte la composición de las reservas de carbón según tipo y región o grandes países y, por otra, la cantidad total respecto a la relación media reservas producción.

Gráfico 1.2.7.1. Reservas de carbón mineral según tipo año 2010. Millones de toneladas



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.2.7.2. Reservas de carbón mineral año 2010 y relación reservas comprobadas-producción. Millones de toneladas y años promedio de duración de las reservas a la tasa de consumo vigente

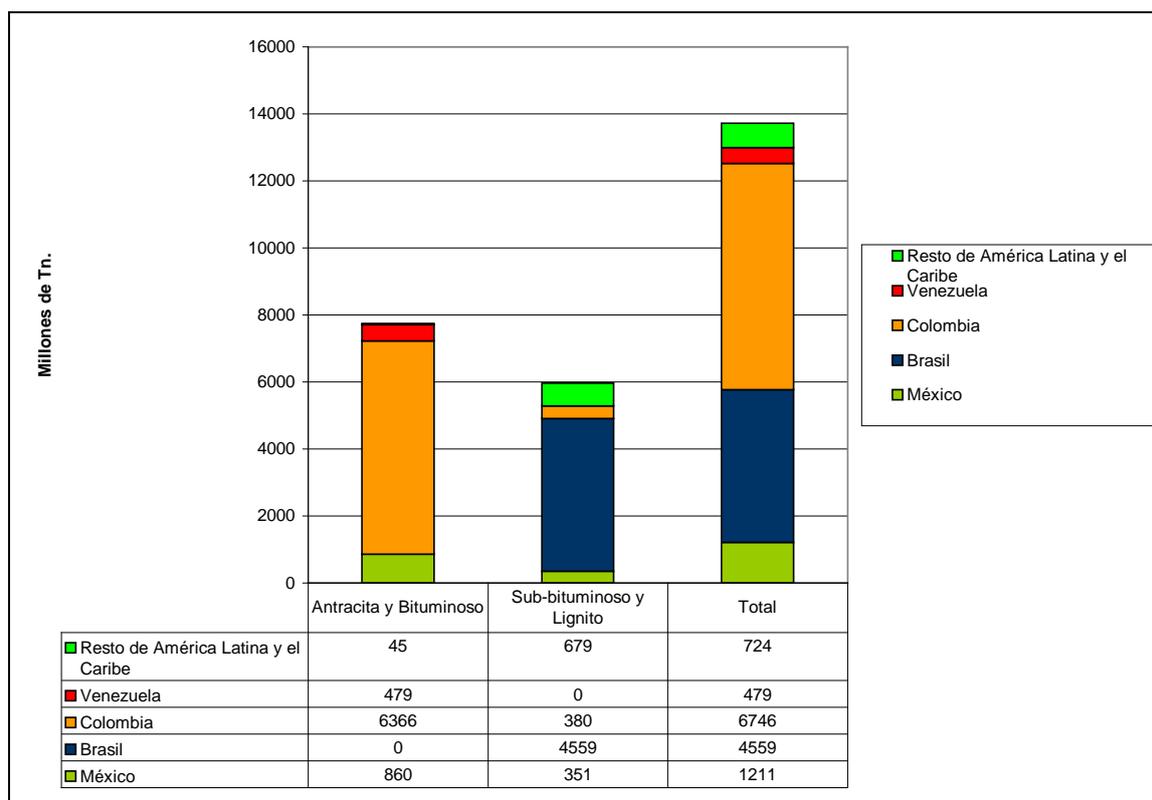


Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

En tanto el carbón mineral es uno de los combustibles que mayor coeficiente de emisiones de carbono presenta, el incremento en su uso, causado por la reconfiguración espacial de la producción a la que se hiciera referencia en la parte I y al comienzo de esta sección, ha traído como una de sus consecuencias el incremento gradual de emisiones de GEI. Se debe considerar que muchas industrias de los países desarrollados trasladaron a China sus plantas para aprovechar las ventajas competitivas derivadas de la abundancia de mano de obra barata y menores restricciones ambientales, a la vez que son los principales consumidores de buena parte de los productos manufacturados en China cuyo recurso energético más abundante es el carbón mineral.

En el caso de América Latina, Colombia posee el 50% del total de las reservas regionales de carbón, pero el 82% del carbón bituminoso. Es el único país en la región donde su importancia en la economía es significativa en tanto es un exportador neto. Del mismo modo Colombia presenta el mayor índice de consumo interno para los sectores de industria y en proporciones menores para generación eléctrica.

Gráfico 1.2.7.3. Reservas de carbón mineral en América Latina y el Caribe según tipo año 2010.
Millones de toneladas



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Aún cuando las presiones medioambientales del uso del carbón han sido crecientes y se vinculan con el mencionado impacto de los países emergentes de Asia (China e India consumían el 56% del total mundial), los Estados Unidos y Europa aún representaban 28% del consumo total de carbón en 2010.

Por otra parte se estima que a pesar de la mejora en la eficiencia en el uso del carbón en generación eléctrica en estos países emergentes, las vías para la reducción de emisiones seguirá un camino complejo.

Se estima que el carbón continuará siendo un combustible de importancia por varias razones: el 39% de la generación eléctrica aún es a carbón; cerca del 70% de la producción mundial de acero depende de carbón. El incremento en su uso está previsto en los escenarios a futuro en tanto la prioridad para las economías emergentes es obtener en una primera fase una mayor industrialización.

El desarrollo de tecnologías limpias de carbón está intentando dar respuesta al dilema que plantea la necesidad de su utilización -aún por varias décadas- y el elevado impacto que tiene sobre las emisiones de CO₂ y por lo tanto sobre la cuestión del calentamiento global que se halla, junto a otros ejes, en el centro de la agenda energética, política y económica a escala global también como parte de disputas geopolíticas. Por consiguiente buena parte del desafío consiste y consistirá en desarrollar y comercializar tecnologías que alcancen un nivel de emisiones cero o próximas a esta meta y, simultáneamente lograr que el uso del carbón continúe

siendo económico. El retiro de instalaciones de generación eléctrica y plantas industriales obsoletas abre un interesante campo tanto para el ingreso de renovables, como de otras energías limpias, pero también para el desarrollo de tecnologías de captura y secuestro de carbono en escalas mucho más amplias y complejas que las actualmente desarrolladas.

Desde el punto de vista de la seguridad energética mundial, la distribución espacial de las reservas ofrece menos situaciones de riesgo y dependencia que las que ofrecen, en primer lugar, las de Petróleo y en segundo lugar las de Gas Natural.

A pesar de que existen países vulnerables por su dependencia de carbón importado, estos representan una parte menor. Téngase en cuenta que 4.2 mil millones de personas que habitan la tierra viven en 45 países donde el carbón representa más del 10% del suministro de energía primaria. De ellos 3.4 mil millones se ubican en 28 países donde el carbón representa más del 20% del consumo de energía y 1.4 mil millones donde la dependencia del carbón supera el 50% del consumo de fuentes primarias.

Cabe destacar no obstante que es mayor la disponibilidad de carbón vapor que de carbón coquificable. Su demanda estará ligada a la producción de acero vía altos hornos (las 2/3 partes del acero son por esta vía) y, en este sentido, Australia es la principal proveedora de este tipo de carbón (casi el 54% del Carbón coquificable que se comercia proviene de Australia, siendo Japón el principal demandante). El comercio mundial de Carbón coquificable es el 37% del de carbón vapor. Este será el tipo de carbón más demandado en el futuro (para producir acero) pues, por razones ambientales, quizá salvo en China, el destinado a generar electricidad irá declinando o crecerá a tasas mucho menores que el otro

Sin embargo, al analizar el grado de vulnerabilidad externa sólo 28 países que tienen una población de 300 millones de habitantes presentan un grado de dependencia del carbón que consumen, entre ellos Japón que importa el 100% en sus acerías. De este modo la mayor parte de los países tiene respaldo en sus reservas domésticas.

Esto no significa, sin embargo, que la seguridad de suministro de carbón no se vea también amenazada por distintos tipos de factores.

- Exigencias internacionales respecto a que el uso de carbón vaya asociado a tecnologías de captura y secuestro de carbono [Carbon Capture & Sequestration o (CCS)].
- En tal sentido y ya desde el punto de vista ambiental, para lograr elevadas reducciones de CO₂ las tecnologías de captura que son requeridas deben ser integradas. Entre estas tecnologías se tienen las llamadas de post-combustión, las de captura pre-combustión y las oxy-combustión. Esto implica que el CO₂ capturado debe ser comprimido a líquidos para su transporte a sitios de almacenamiento. Todas estas tecnologías han sido probadas y demostradas por separado, algunas se utilizan para la producción de subproductos que son insumos industriales, pero en escalas muy pequeñas. No obstante existe muy poca experiencia para integrar y optimizar su uso con plantas de generación de

electricidad y en usos industriales. La mineralización como cuarta opción tendría la ventaja porque el producto final es un sólido que evitaría la necesidad de almacenar grandes cantidades de CO₂, pero esta opción, además de ser la menos experimentada, requeriría de grandes cantidades de minerales para proveer magnesio y en términos de consumo de energía sería al parecer mucho más costoso. Además si no se consiguieran usos para los desechos de las rocas, la producción de desperdicios acarrearía más problemas. Las técnicas hoy conocidas de secuestro de carbono mediante tecnologías de compresión requieren entre 15 y 30% del combustible sobre el que se aplique (algunos ejemplos para el caso del carbón se presentan en el Cuadro 1.2.7.1). Todo ello incrementa el costo de la captura, incrementa el uso de los recursos energéticos y produce mayores impactos aguas arriba en la producción de energía. Aunque se han realizado progresos en la reducción de los requerimientos de energía en estas tecnologías de captura, el progreso necesario debería ser aún mucho mayor.

Cuadro 1.2.7.1. Eficiencia actual y con tecnologías de captura y secuestro de carbono (CCS) de algunas plantas de generación a carbón según tecnologías

País	Tecnología	Eficiencia	Eficiencia proyectada con CCS
Australia	Black ultra-supercritical WC	43%	33%
	Black supercritical WC	41%	
	Black supercritical AC	39%	
	own ultra-supercritical WC	35%	
	own supercritical WC	33%	
	own supercritical AC	31%	
Bélgica	Black supercritical	45%	
China	Black supercritical	46%	
República Checa	own PCC	43%	38%
	own ICGG	45%	43%
Alemania	Black PCC	46%	38%
	own PCC	45%	37%
Japón y Corea	Black PCC	41%	
Rusia	Black ultra-supercritical PCC	47%	37%
	Black supercritical PCC	42%	
Sud Africa	Black supercritical PCC	39%	
Estados Unidos	Black PCC & IGCC	39%	39%
Estados Unidos (EPRI)	Black supercritical PCC	41%	

Fuente: OECD Projected Costs of Generating Electricity 2010, Tables 3.3. PCC= pulverised coal combustion, AC= air-cooled, WC= water-cooled.

- También desde el punto de vista de la volatilidad de los precios, el carbón ha experimentado fluctuaciones mayores o similares a las del petróleo entre 2003 y 2009.
- En muchos países los mayores depósitos de carbón no se hallan próximos a las zonas industriales y urbanas donde se consumen. Por ejemplo en China que depende de este energético en una proporción mucho mayor a la de otros

países, los mayores yacimientos de carbón se hallan sobre el lado oeste, mientras que la mayor demanda se da en la zona de la costa del este. El rápido crecimiento de la demanda de carbón impone fuertes requerimientos a la construcción y mantenimiento de infraestructura de transporte además de que su transporte y almacenamiento acarrea otro tipo de impactos ambientales.

1.2.8. Energía Nuclear

A diferencia de los combustibles fósiles, el uranio, necesario para el funcionamiento de la energía nuclear ofrece una multiplicidad de fuentes de aprovisionamiento, no está sujeto a las fluctuaciones de los precios del crudo como en parte lo están el carbón y el gas y es fácil de almacenar. Del mismo modo, las reservas se hallan distribuidas más uniformemente respecto a los centros de consumo. Los países de la OCDE poseen un tercio de las reservas de uranio y se cree que aún si se enfrentara una gran expansión de la demanda las reservas serían suficientes para no menos de un siglo.

Por consiguiente la vulnerabilidad de la energía nuclear no se deriva de un problema de escasez de recursos naturales agotables sino de su aceptabilidad pública y de los problemas geopolíticos que acarrea el desarrollo de esta industria que es considerada esencialmente dual¹⁷.

Como es sabido el desarrollo de la industria nuclear a gran escala comenzó en la pos guerra multiplicándose el número de proyectos y la capacidad instalada.

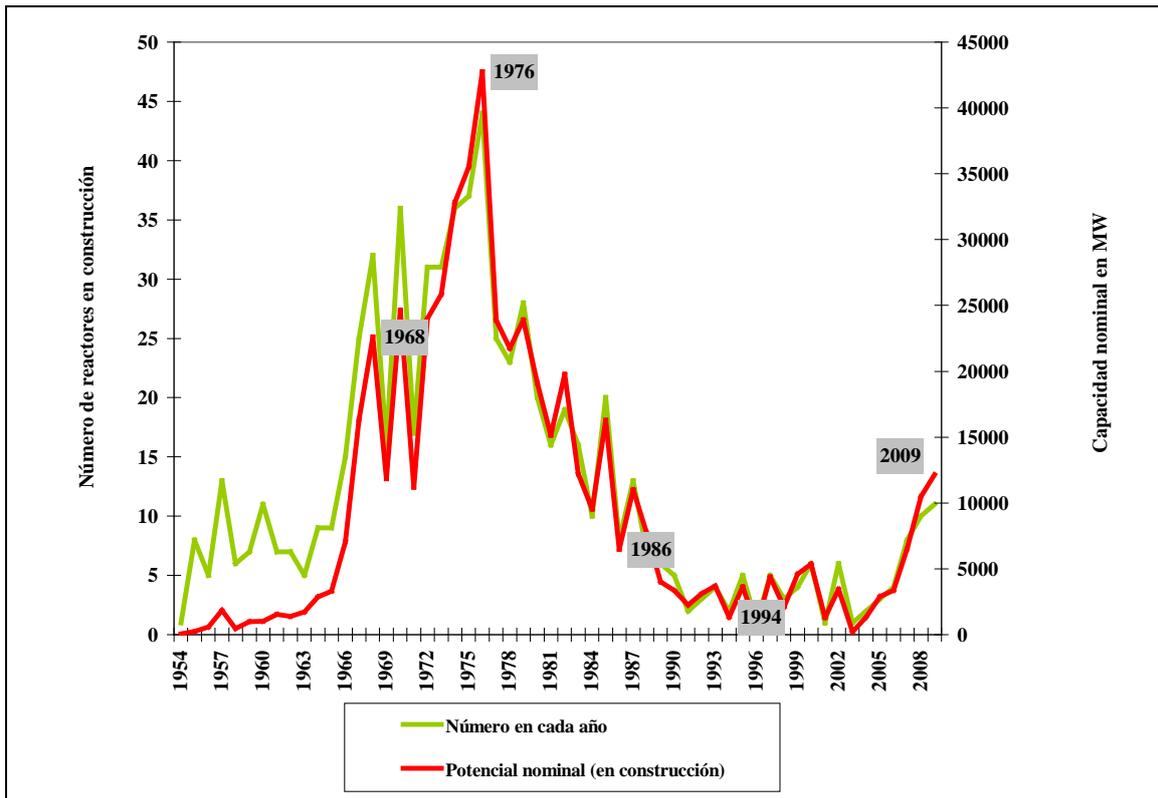
Su desarrollo fue concomitante con las dos crisis petroleras de 1974 y 1979 pero también con el período de la Guerra Fría.

Aunque entre 1952 y 1962 se produjeron varios accidentes nucleares, el de Three Mile Island en 1979, ocurrido en Harrisburg, Pensilvania, y el de Chernóbil (Ucrania) en 1986, marcaron hitos que afectaron las decisiones de varios países respecto a la continuación de la expansión de la industria nuclear.

Dentro del contexto del auge económico a escala global entre 2003 y 2008 con el consiguiente incremento de la demanda de energía, la opción nuclear volvió a ser valorizada tanto desde el punto de vista de su contribución a la seguridad energética como debido a su grado cero de emisiones. Como se observa en el Gráfico 1.2.8.1 a partir de 2003 el número de proyectos comienza a elevarse alcanzando un número similar al que presentaba en el ciclo descendente de 1986.

¹⁷ El término dual alude en este contexto a su utilización para fines bélicos o industria de la defensa y su utilización con fines pacíficos entre otros la producción de electricidad.

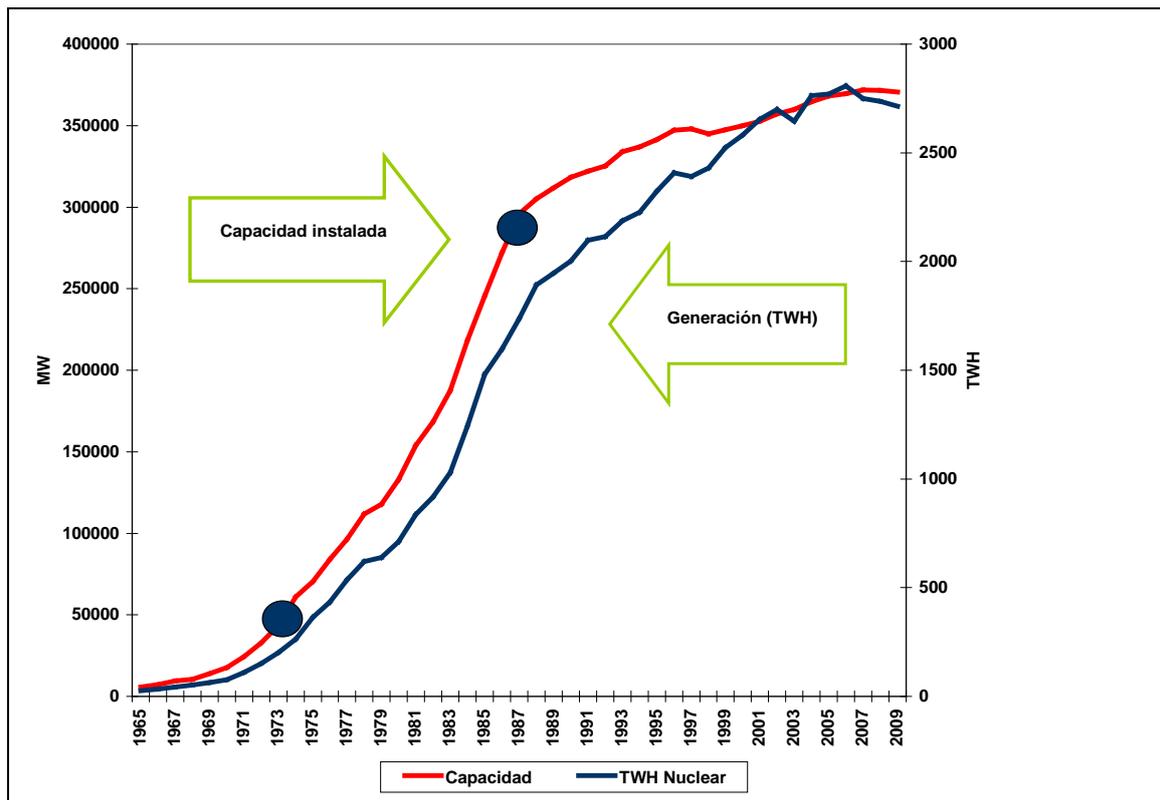
Gráfico 1.2.8.1. Número de proyectos y potencia nominal



Fuente: elaborado con datos de la Agencia Internacional de Energía Nuclear, IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2010.

En términos de capacidad instalada y generación de energía eléctrica la industria nuclear presentó un período dinámico y un posterior amesetamiento con una estabilización del factor de utilización medio cercano al 85% a lo largo de la última década.

Gráfico 1.2.8.2. Potencia Instalada a escala mundial y generación eléctrica 1965-2009



Fuente: elaborado con datos de la Agencia Internacional de Energía Nuclear, IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2010 y BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

A pesar de que la vulnerabilidad de la expansión de la energía nuclear proviene en la actualidad -y más aún luego del reciente terremoto en Japón- de una adversa opinión pública y plantea por lo tanto problemas para lograr aceptabilidad por parte de los gobiernos, existen otros temas que también obstaculizan su expansión. Uno de ellos se vincula con su papel en mercados de energía liberalizados, la necesidad de financiamiento estatal y los costos de la energía nuclear frente a otras alternativas. Estos obstáculos, no obstante, son percibidos de un modo distinto según la orientación política predominante en distintos países, la disponibilidad o no de financiamiento, la capacidad de los gobiernos de manejar la opinión pública y la importancia que la energía nuclear pueda tener en términos de seguridad de suministro frente a otras opciones tecnológicas.

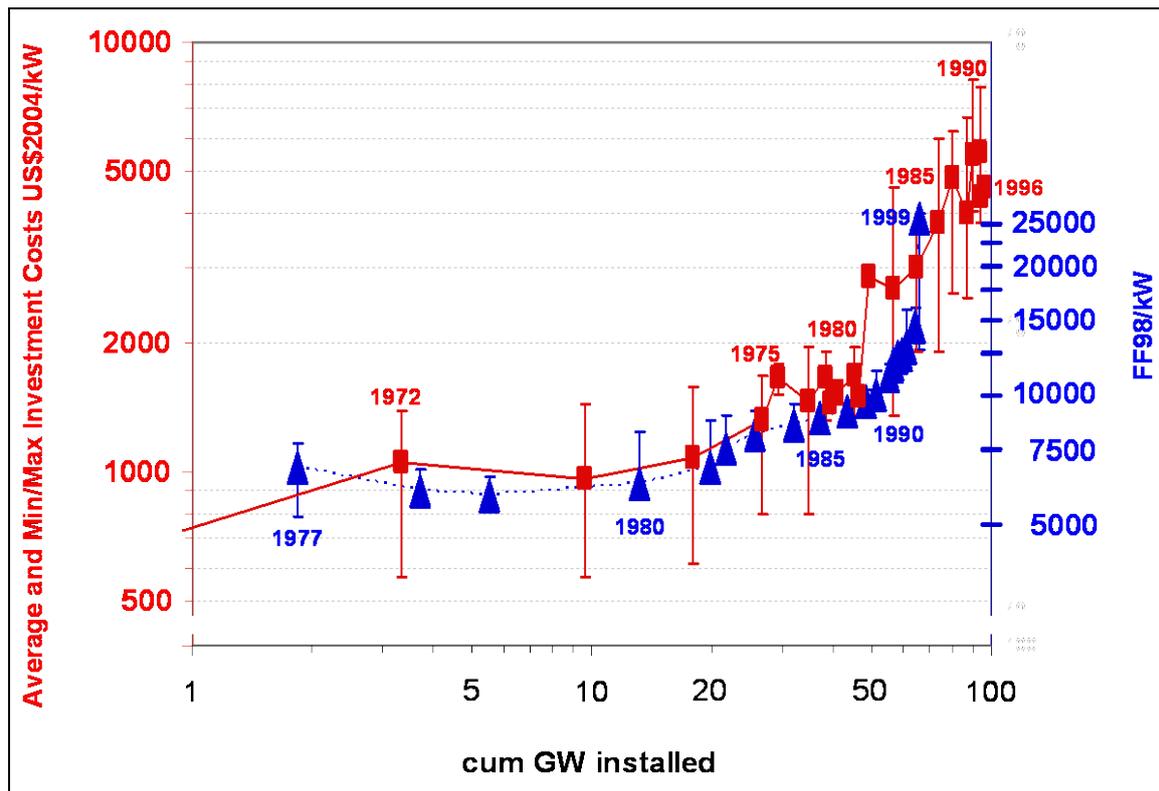
La elevada dependencia de los proveedores y constructores de plantas nucleares, la mayor parte de ellos concentrados en los países desarrollados, es otro factor a ser considerado. Sin embargo tanto Argentina como Brasil, en la región, han desarrollado importantes avances en materia de dominio de la tecnología nuclear.

Otros países como los Emiratos Árabes Unidos han firmado convenios con empresas estatales como la Korean Electric Power Corporation, para la construcción de una nueva planta nuclear.

Si bien el aporte de la energía nuclear a la generación de electricidad ha bajado en años recientes respecto a una participación media del 14% respecto del total

generado, las proyecciones futuras incluyen a este recurso tecnológico. En la actualidad se tienen 441 reactores nucleares en el mundo y otros 62 se hallan en construcción, 43 de ellos en los últimos cinco años, 27 de ellos en China. Muchas plantas en el mundo van cumpliendo su vida útil y necesitarían ser reemplazadas. La Agencia Internacional de Energía Atómica ha proyectado el incremento de la potencia total de plantas nucleares entre 590 y 1415 GW hasta el 2050 según distintos escenarios tomados de los distintos países, lo que pone límites de entre un 7 a un 17% a la participación de la energía nuclear en la generación eléctrica.

Gráfico 1.2.8.3. Costos de capital de la energía nuclear en dólares de 2004 y Francos Franceses de 1998 por kW



Fuente: Gubler, A. (2009) *The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing*, Energy Policy, Volume 38, Issue 9, September 2010, Pages 5174-5188. Ver también Cooper, M. (2010) Policy challenges of nuclear reactor construction, cost escalation and crowding out alternatives, Institute for Energy and the Environment, Vermont Law School, septiembre de 2010.

Mientras que el futuro de la energía nuclear en los países desarrollados puede verse más afectado por las corrientes de opinión negativas a su uso, también el costo por MW se ha incrementado considerablemente como consecuencia de los mayores estándares de seguridad que han ido siendo consecuencia de los sucesivos accidentes nucleares. En el Gráfico 1.2.8.3 se puede observar el alto impacto que han tenido dichos costos en términos constantes después de los 80.

Es de esperar que el accidente de la planta de Fukushima pueda contribuir con un nuevo mayor impacto sobre los costos futuros en los países desarrollados.

Los costos en los países de Asia y en Rusia pueden ser menores y también se cree lo son en el caso de China, en el cual, tras el accidente de Japón y ante la supuesta

menor experiencia del personal especializado las inspecciones por parte de la AIEA seguramente aumentarán por presiones internacionales.

En tanto en la búsqueda de la seguridad energética muchos países con economías emergentes desean poseer energía nuclear, el mercado para el desarrollo de centrales más pequeñas también podría ser una alternativa.

Tanto en el caso de Argentina, como en de Brasil los desarrollos han sido discontinuos en sus distintas etapas históricas y frenados cuando se introdujeron reformas y liberalización de los mercados eléctricos. Sin embargo, en ambos casos, las perspectivas de un rápido crecimiento de la demanda eléctrica y la búsqueda de una mayor seguridad energética reavivaron el interés en el impulso a la energía nuclear.

En el caso de Argentina el desarrollo del prototipo Carem lleva años de desarrollo y existe una significativa capacidad tecnológica derivada de la incursión temprana de este país en la industria nuclear y su exitoso desarrollo hasta fines de los setenta con una continuidad centrada en la empresa INVAP SE y en la CNEA . El prototipo CAREM-25 es un tipo de reactor cuya construcción, operación y mantenimiento son relativamente sencillas en relación a sus antecesores.

A diferencia de otros proyectos cuyos diseños buscan la generación de potencias superiores a los 600 o 700 megavatios, con este reactor de baja potencia la Argentina apunta a un nicho específico y más acorde a sus capacidades: su primer prototipo (que actualmente se encuentra en la etapa previa a su construcción) será de aproximadamente 25 MW de potencia eléctrica, capaces de abastecer a una población de hasta 100 mil habitantes. Además este tipo de reactor permitirá también prestar otro tipo de prestaciones como el suministro eléctrico específicamente a polos industriales con alto consumo de energía en zonas alejadas; desalinización de agua; suministro en regiones aisladas; o el simple aporte de energía a las grandes redes de interconexión eléctrica.

Por otra parte, se ha estimado en estudios preliminares que dicha potencia, con ciertas modificaciones en la ingeniería del reactor, podría ser llevada en una etapa posterior hasta más de 300 MW.

También es un rasgo destacable del CAREM que, de acuerdo con las estimaciones iniciales, no menos del 70% de esta central podrá ser provisto por empresas nacionales calificadas.

El Programa Nuclear Brasileño, comenzó durante el gobierno militar, al final de los años 1960s, con metas ambiciosas, basadas en previsiones que consideraban que el potencial hidroeléctrico nacional estaría agotado cerca de los años 1990s. La energía nuclear asumiría un papel crucial en el abastecimiento de electricidad.

El inicio efectivo ocurrió sin embargo en 1985, cuando Angra I (640 MW), cuya construcción tuvo inicio en 1972, comenzó a operar comercialmente. Su costo fue de de R\$ 1300 millones¹⁸. Angra II (1350 MW) llevó en cambio más de 20 años para

¹⁸ Hasta 31 de diciembre de 2009.

llegar a ser operable (desde 1976 hasta su operación comercial en 2001) y su costo alcanzó R\$ 3800 millones. Esta planta está en funcionamiento desde hace diez años, aunque la licencia definitiva de operación fue concedida solo en julio de 2011.

Retomar la construcción de Angra III (1405 MW) (paralizada en 1986, luego de ser iniciada, en 1984) fue decidida por el gobierno en el 2007. El reinicio de las obras ocurrió en mayo de 2010 y en julio del mismo año, fue nuevamente recomendada la suspensión, debido a la exigencia, del Ministerio Público, de presentar un informe final de análisis de seguridad probabilística cuyo proceso de obtención de licencias aún no se haya cumplido. Las obras prosiguen y su costo de construcción está previsto, hasta el momento, cerca de R\$ 9950 millones.

La historia del desarrollo nuclear en Argentina y Brasil sin ser idénticos, han presentado rasgos similares, con la diferencia de que la Argentina parece haber apostado recientemente más a su desarrollo en el largo plazo, mientras que Brasil estaría optando más por una complementariedad hidro-eólica sin descartar el desarrollo nuclear.

En el caso de Brasil, actualmente constituyen esta estructura la empresa de ingeniería Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), la fábrica de componentes pesados (Nuclebrás), Equipamientos pesados (NUCLEP), una planta de producción de combustible nuclear (Fábrica de Combustible Nuclear – FCN) y una planta de producción de yellow cake (Caitité), pertenecientes a las Industrias Nucleares del Brasil (INB). Adicionalmente, existen empresas privadas de ingeniería y de investigación y desarrollo, institutos y universidades involucrados en el desarrollo de energía nuclear. El ente regulador sectorial es la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN). Con relación a los recursos, Brasil se mantiene hace algún tiempo en el sexto lugar en reservas mundiales de mena de uranio, lo que equivale a aproximadamente a 310 mil toneladas de U_3O_8 *in situ*, recuperables a bajo costo. El país también domina la tecnología para la conversión y enriquecimiento de uranio (CNEN *et al.*, 2010).

Estudios publicados en el Plan Decenal de Energía (PDE) 2007-2016 y en el Plan Nacional de Energía (PNE) 2030, llevaron a la decisión de comenzar a trabajar en la selección del lugar y construcción de nuevas plantas nucleares (BRASIL/MME/SPDE, 2007; BRASIL/EPE, 2007).

En julio de 2008, fue creado el Comité para el Desarrollo del Programa Nuclear Brasileño (CDPBN), con la participación de 12 ministerios. Esta Comisión aprobó propuestas en las áreas de energía eléctrica. El programa propuesta preveía, además de la inclusión de Angra III, la construcción de dos nuevos reactores de cerca de 1000 MW en el nordeste de Brasil, hasta el final de la primera década del siglo XXI y otros dos posibles reactores del mismo porte en la región Sudeste. Estudios preliminares de localización y de viabilidad fueron iniciados y se hallan en marcha.

Las propuestas para generación de energía eléctrica incluyeron también la autosuficiencia en el ciclo de combustible hasta 2014, la construcción de un “repositorio de residuos” para los residuos de nivel medio y bajo en 2018, el proyecto de un repositorio de largo plazo para combustible irradiado y la creación de una Agencia reguladora independiente separando las actividades de regulación y

promoción del CNEN. El valor *overnight* de la inversión es de aproximadamente US\$ 5000 millones para una unidad de 1000 MW, es decir, US\$ 5000/KWe instalado (CNEN *et al.*, 2010; Eletrobrás/Eletronuclear, 2011).

La previsión total es del orden de R\$ 40000 millones para la instalación de 6800 MW (R\$ 8000 millones por unidad). El escenario macroeconómico más optimista empleado por la EPE en la elaboración del PDE 2007-2016 preveía que la economía nacional crecería más que la media mundial (en torno de 5% a.a.), sustentado en la resolución de barreras internas, la superación de desigualdades y la redistribución del ingreso junto al crecimiento de las corporaciones nacionales. Sin embargo, las premisas sobre las cuales estuvieron basadas las previsiones del PDE y del PNE 2030 fueron frustradas por eventos de gran impacto sobre la demanda de energía, especialmente de origen nuclear.

En 2008 se desencadenó la crisis económica en los EUA, alastrada para el resto del planeta, lo cual redujo la actividad económica y consecuentemente la demanda energética como un todo. En 2011 el terremoto ocurrido en Fukushima, en Japón, hizo recrudecer las críticas sobre la generación nucleoelectrica, las cuales venían cediendo internacionalmente, haciendo que esta opción volviera a ser considerada por varios países, incluyendo los EUA, sobre todo para enfrentar un futuro agotamiento de los recursos petrolíferos.

En Brasil, en 2009, tanto las previsiones de carga del Sistema Interconectado Nacional como las proyecciones de demanda fueron modificadas hacia la baja, reflejando los efectos de la reducción de la actividad económica. En este contexto la subasta de energía proveniente de nuevas inversiones autorizada en septiembre de 2009 fue cancelada en diciembre del mismo año. Los valores de aumento de generación de energía eléctrica en el PNE también fueron revisados con decrecimientos significativos respecto a las presiones previas. Sin embargo, el retorno al Programa Nuclear Brasileño no sufrió ninguna alteración estratégica.

En relación a Fukushima, el accidente de graves proporciones impuso internacionalmente la necesidad de evaluar y fortalecer la regulación y las practicas dirigidas para garantía de la seguridad en la construcción y operación de plantas nucleares. El efecto presenciado previamente en el accidente del Golfo de México con el petróleo, se repitió para la generación nucleoelectrica y una onda de postergación o de cancelación de nuevas plantas, así como el cierre de plantas se diseminó, especialmente en Europa. Asociado a los impactos de la crisis económica, intensificados a lo largo de 2009, esto representó un duro golpe para la industria nuclear.

Existe todavía un problema estructural a ser enfrentado por el área nuclear en Brasil, que es la laguna de especialistas, técnicos, operadores, gestores, científicos con capacitación suficiente para asumir los puestos dejados por la generación que hoy en día se encuentra en final de su carrera.

Programas de estímulo a la graduación y a la post-graduación han sido desarrollados en varios países, con fin de captar nuevos profesionales para el sector. Las expectativas de la industria atómica se orientan por la necesidad de sustituir progresivamente el petróleo y derivados, sea por la escasez inminente que era prevista por algunos, o por los problemas geopolíticos que involucran su

producción y comercio. Los avances tecnológicos en términos de rendimiento termodinámico y la ventaja comparativa con relación a la ausencia de emisiones de gases invernadero y menores requerimientos de terreno (cuestión cada vez más problemática), sumados al aumento de los requisitos de seguridad de operación y tratamiento y disposición de desechos, además de los costos de reducción de energía, aumentaron la confianza del sector en ganancias de imagen junto a la opinión pública, aún un grave obstáculo para su crecimiento (Eletrobrás/Eletronuclear 2009, 2010 e 2011). A pesar de que estas perspectivas de desarrollo nuclear continúan en la Agenda, existen fuertes críticas dentro del propio campo de especialistas en energía en Brasil.

En tal sentido los argumentos que expresa esta otra corriente son de diversa índole destacando el escaso aporte a la estabilización del sistema eléctrico, los riesgos para la población, sus desventajas económicas y la escasa importancia económica de la disponibilidad de uranio.

Cabe destacar que Brasil dispone de capacidad tecnológica, de recursos humanos y de un conjunto de recursos naturales para expandir la oferta de energía eléctrica. Tomando datos aproximados: 150000 MW de potencial hidráulico remanente, en adición a los 100000 MW ya desarrollados y en proceso de desarrollo.; 143000 MW eólicos; 15000 MW de biomasa, principalmente bagazo de caña; 17000 MW en pequeñas centrales hidroeléctricas; 10000 MW en cogeneración y generación descentralizada por gas natural, fuera las posibilidades derivadas de la repotenciación y modernización de plantas antiguas y de los programas de racionalización del uso de energía.

Adicionalmente, la energía eólica viene presentando una curva de aprendizaje notable, en el mundo y en Brasil, de acuerdo a las contrataciones realizadas recientemente, con costos decrecientes, ya competitivos frente a la opción nuclear.

En la última subasta para la contratación de energía de reserva, realizada en agosto de 2011, el precio de la eólica, que anteriormente ya alcanzó R\$ 148,53/MWh (subasta exclusiva de energía eólica de diciembre de 2009) y R\$ 122,69/MWh (subasta de energía renovable de agosto de 2010), llegó a un valor medio de R\$ 99,54/MWh, por debajo del precio de la biomasa (R\$ 100,40/MWh), mientras que el precio de energía de Angra III fue establecido en R\$ 148,65/MWh por la portaría 980 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía (MME, 2010), para la contratación bilateral CCEE/Eletronuclear (contrato de energía de reserva), al final del mismo mes (2011).

La propia opción fotovoltaica, conectada a la red de distribución, tiende a repetir los logros de la eólica. Varias combinaciones entre estos recursos son posibles para suplir la energía dispuesta por la alternativa nuclear propuesta, todas ellas con costos que se estima son más o menos la mitad de los representados por la opción nuclear, economizando más de R\$ 20000 millones en inversiones para el mismo beneficio energético.

Desde este punto de vista, mientras que se considera natural que países desprovistos de recursos energéticos, como Japón, Corea, Francia, y hasta India o China acojan la opción nuclear como principal alternativa, para Brasil la dotación de recursos energéticos permitiría otra estrategia.

Así se sostiene que la construcción de plantas nucleares *per se*, no garantizaría avances significativos en el dominio de la tecnología nuclear. La consolidación de la capacidad nuclear brasilera, inclusive para generación eléctrica, dependería del planeamiento, proyecto, desarrollo y construcción de reactores, y especialmente de investigación, en el país. Existen dos proyectos para cumplir este papel. El primero es el reactor experimental de 50 MW, de iniciativa de la Marina, proyectado y cuyos equipos fueron construidos y están almacenados desde hace 20 años. Este debería, finalmente ser montado y operado, pudiendo así probar tecnología de convección natural, base de la seguridad pasiva, capaz de garantizar el enfriamiento del núcleo, inclusive en la ausencia de energía eléctrica. Otro es el reactor de alto flujo neutrones, para prueba de materiales, apoyo a la investigación en agricultura, biología y medicina, y para producir radioisótopos, actualmente caros y en falta en el país. La inversión estimada para los dos proyectos es de cerca de R\$ 1000 millones, que serían equivalentes al 5% de los costos economizados si se cancelara el plan actual de generación nuclear y su sustitución por otras fuentes, renovables, sostenibles, sin dejar como herencia una carga radioactiva que exigiría cuidados de las generaciones futuras.

Se sostiene así que en un escenario en que estuviesen resueltas las barreras tecnológicas, económicas, ambientales y de seguridad acerca de la radiación y de los residuos, sería posible considerar algunas posibilidades para la generación de energía nucleoelectrónica en el Brasil. Considerando las reservas de uranio consolidadas de las que dispone el país, esa condición permitiría por un lado, operar 40 reactores equivalentes a Angra II (uranio enriquecido y agua leve convencional) durante 30 años, generando cerca de 1000 MW medios x 8760, o 9 TWh, aproximadamente. Otras tecnologías de reactores regeneradores avanzados podrían multiplicar de forma extraordinaria la energía a ser extraída de ese uranio. Otra posibilidad sería que el país se convirtiera en exportador líquido de uranio (Sauer *et al.*, 2011).

A diferencia del caso de Brasil, en Argentina este tipo de cuestionamientos proviene más del campo de las organizaciones anti nucleares, que de un serio debate abierto sobre las ventajas y desventajas de recurrir a la energía nuclear para garantizar la seguridad de abastecimiento aún cuando los argumentos serían parcialmente replicables.

En el caso de China también existe un programa para producir reactores nucleares pequeños (0.105 GW) cuyos prototipos estarían siendo desarrollados con miras a reducir los costos sobre la base de una producción estandarizada.

Sin embargo la vinculación de la industria nuclear con su potencial uso dual a través del dominio de la tecnología para el enriquecimiento de uranio, la cuestión de la disposición final de los residuos, los costos de decomiso y una opinión pública adversa son factores ineludibles, junto a la percepción por parte de los países desarrollados de la cuestión de la no proliferación nuclear, que deben ser considerados en la Agenda Regional.

Aún cuando las reservas de Uranio y otras alternativas como el Torio asegurarían a la opción nuclear como una de las más convenientes para obtener una seguridad de suministro a largo plazo por razones de uso del espacio y emisiones cero, las

cuestiones antes mencionadas hacen que sus perspectivas de desarrollo futuro sean francamente inciertas a nivel de la región.

En el caso de Argentina la continuidad de la industria dependería, en gran medida de la sostenibilidad fiscal a largo plazo, mientras que la voluntad política de impulsar esta industria continúa debido a la menor disponibilidad de opciones para reducir la dependencia del gas natural para generar electricidad, panorama que podría ser distinto de disponer de posibilidades para concretar grandes obras hidroeléctricas de envergadura binacionales o bien de la concreción de opciones de suministro de gas en firme. De cualquier modo las propias opciones de cada país en materia del grado de autarquía deseable es algo que parece escapar al mero análisis técnico, económico y financiero.

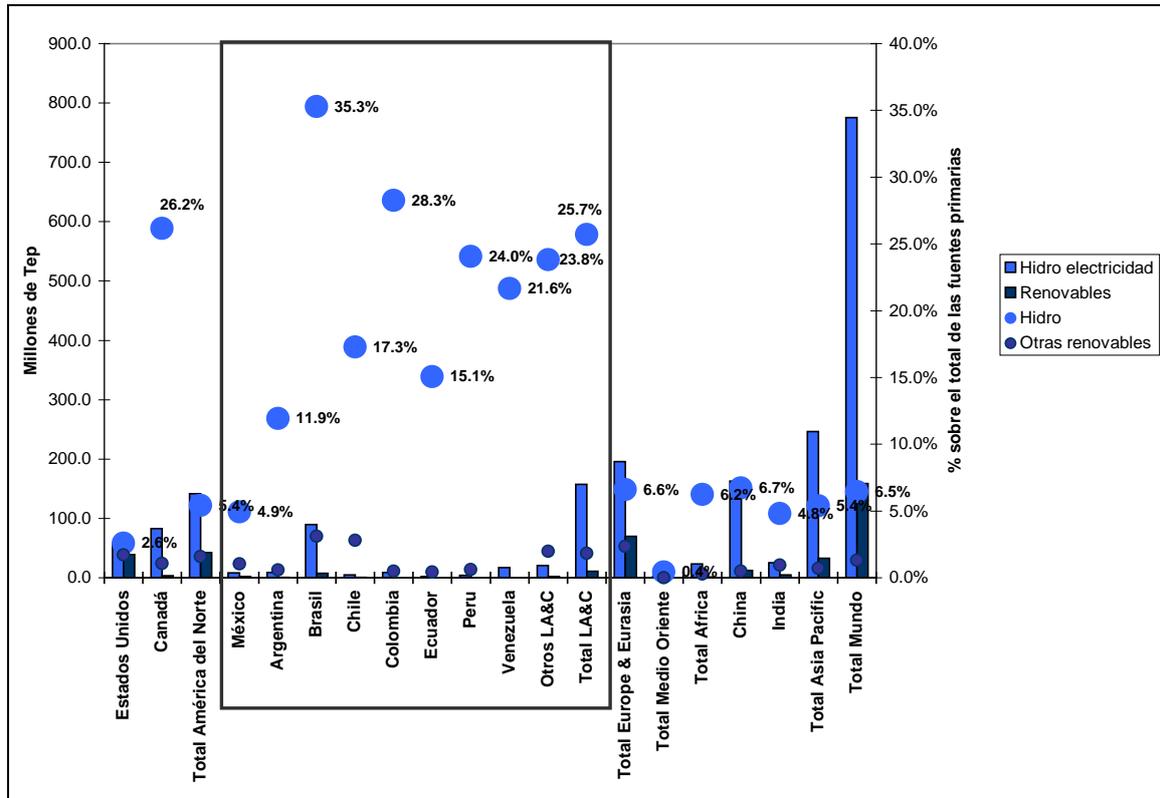
1.2.9. Hidroelectricidad

La hidroelectricidad representa una de las fuentes renovables de energía de mayor difusión en el mundo siendo en 2010 su aporte a la oferta de energía primaria casi 5 veces el del conjunto de las restantes fuentes renovables.

Aún cuando, dependiendo de la distinta dotación de recursos, es una fuente aprovechada en casi todos los países y regiones, en América Latina y El Caribe su participación es notoriamente superior a la de cualquier otra región del mundo.

En 2010 cerca del 25% de la oferta primaria de energía fue generada con hidroelectricidad. América Latina participó así, con más del 20% del conjunto de la energía hidroeléctrica generada a escala mundial lo que de por sí indica la importancia del recurso si se considera que esta región sólo participó del 6.5% del consumo mundial de energía.

Gráfico 1.2.9.1. Generación de energía de fuentes primarias: hidroelectricidad y otras renovables. En millones de tep y en porcentaje sobre el total de consumo de energía de fuentes primarias en 2010

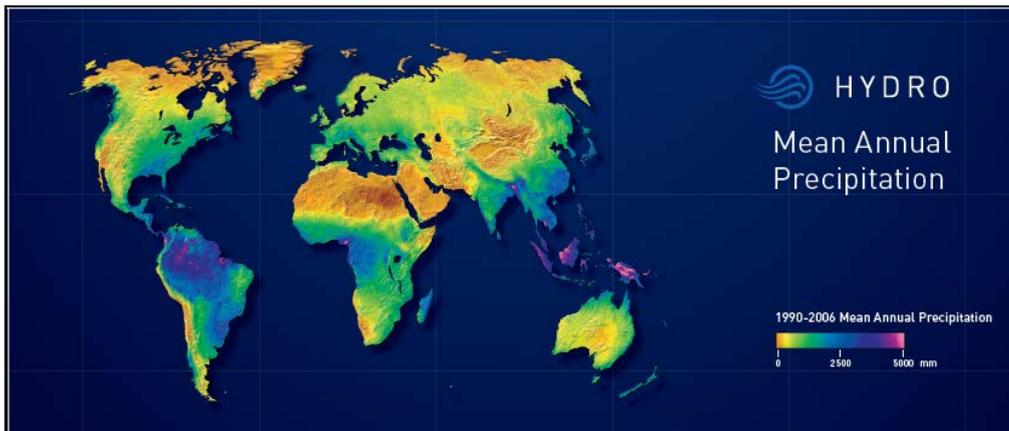


Fuente: elaborado con datos de BP Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

América Latina y el Caribe poseen cerca del 16% del total de la potencia instalada en energía hidráulica, cifra altamente significativa si se considera que América del Norte participa con un 20% y Asia y Oceanía con un 23%.

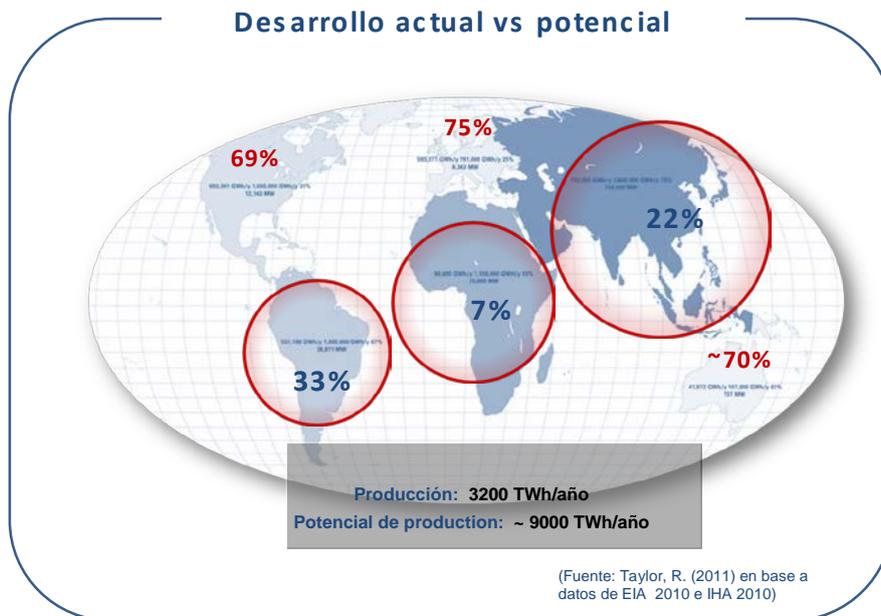
Como se puede observar en la Figura 1.2.9.1, sobre la base de las precipitaciones medias anuales, una vasta región de América del Sur y Centroamérica se halla con los mayores niveles del mundo. Dos de los mayores proyectos existentes a nivel mundial, Itaipú y el Guri, se hallan en Latinoamérica y nuevos proyectos como Belo Monte se agregan a esta lista.

Figura 1.2.9.1. Mapa mundial de precipitaciones medias 1990-2006



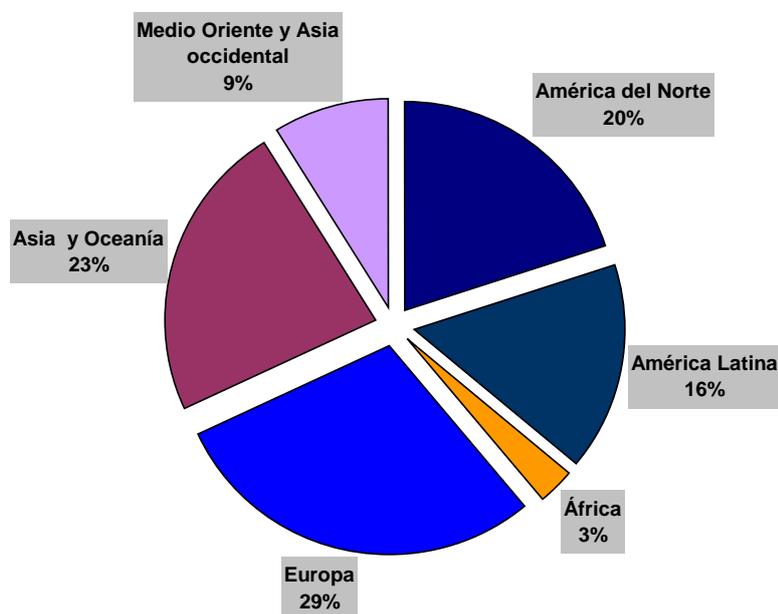
Fuente: 3TIER, Renewable Energy Information Services, 2010. tomados de <http://www.3tier.com/en/>.

Figura 1.2.9.2. Desarrollo actual Vs. Potencial de generación hidroeléctrica



Fuente: Richard M. Taylor (2011), Global Hydropower Development, FIE, International Hydropower Association.

Gráfico 1.2.9.2. Estimación de la Potencia Instalada para generación de energía de hidroelectricidad



Fuente: Richard M. Taylor (2011), Global Hydropower Development, FIE, International Hydropower Association.

El desarrollo de grandes obras hidroeléctricas para el futuro está previsto se concentre en Asia y América Latina para acompañar las altas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica y el desarrollo económico sostenible de las principales economías emergentes en estas grandes regiones del planeta.

Los riesgos de exposición al cambio climático sobre el nivel de las precipitaciones- e hidraulicidad media de las centrales- están siendo estudiados en diversos países y a escala internacional, siendo recomendable que la región refuerce sus propios estudios. Aún así, por el momento, este posible impacto no es considerado por los expertos como de gran envergadura. En todo caso la complementariedad hidro-térmica y con otras fuentes renovables debe ser objeto de un fino análisis en cada uno de los países de la región sobre la base de algunas fallas detectadas a lo largo de la pasada década, las cuales son también atribuibles a problemas de tipo regulatorio (ver Informes II y III).

Los mayores desafíos percibidos respecto al futuro desarrollo de la hidroelectricidad se refieren al licenciamiento ambiental y al financiamiento.

Como es sabido, los grandes proyectos hidroeléctricos suelen presentar un flujo de caja cuyas características son un elevado nivel de desembolso de fondos durante un largo período de construcción y una recuperación de los mismos en la etapa de funcionamiento, que depende del nivel de la remuneración en los mercados eléctricos. Estas características conducen, por lo general, a la necesidad de financiamiento estatal o proveniente de organismos internacionales, lo que puede o

no presionar sobre el manejo de las cuentas públicas y la evolución de la macroeconomía según las particularidades de cada caso.

Si bien las modalidades de las subastas pueden asegurar un precio a la energía hidroeléctrica futura de modo tal de garantizar la inversión privada, dicha modalidad puede ser más apta para emprendimientos pequeños y medianos, que para las obras de gran envergadura. Por otra parte puede presentar también desafíos a la regulación y conflictos entre actores dentro del sector, o bien presiones sobre el nivel de las tarifas lo que implica analizar impactos sobre la gobernabilidad según las decisiones de cada país y su particular contexto.

Con respecto al tema ambiental vale recordar algunos hitos históricos, dado que otro de los desafíos se halla en este ámbito de discusión, tanto a nivel de la región como en el extraregional. Mientras que durante los sesenta y setenta los organismos apoyaron fuertemente el desarrollo hidroeléctrico, a partir de mediados de los ochenta, pero con mayor fuerza durante los noventa, los cuestionamientos medioambientales comenzaron a emerger tanto del seno de algunos de dichos organismos financieros, como de la creciente presencia de organizaciones no gubernamentales opuestas a las grandes obras hidroeléctricas.

Entre dichos impactos han sido señalados como críticos los siguientes:

1. Desplazamiento de población con impactos culturales e identitarios negativos.
2. Pérdida directa de hectáreas de bosques o tierras cultivables.
3. Efectos del anegamiento de dichas zonas como por ej. enfermedades y emisión de gases de efecto invernadero derivados de descomposición y de la putrefacción de la biomasa.
4. Problemas sociales durante la construcción de las represas.
5. Pérdida de biodiversidad
6. Eventual riesgo de ruptura de diques.
7. Riesgos frente a movimientos sísmicos.
8. Vulnerabilidad frente a eventos climáticos extremos
9. Vulnerabilidad frente a escenarios bélicos

Aunque el tema de la Amazonia ha sido central en las discusiones debido a la magnitud de las deforestaciones, el desplazamiento de comunidades indígenas no ha sido un tema menor. Por ejemplo en el caso de Chile, la central de Pangué (realizada entre 1993 y 1996) y financiada por el organismo financiero del Banco Mundial (CFI) fue criticada por el propio organismo. La legislación ambiental estaba en aquel entonces en proceso y la Ley Indígena, aprobada por el Congreso en octubre de 1993, recién entró en vigencia en 1994. La situación de las familias pehuenches afectadas por la represa Pangué estaba caracterizada por la ausencia de una legislación ambientalmente protectora. Para mitigar los efectos de esta obra, se creó la Fundación Pehuén que tuvo por finalidad hacerse cargo de los impactos respectivos. Sin embargo para los grupos ambientalistas el desempeño de esta entidad estuvo condicionada por actores privados. Los informes negativos recibidos

por la propia CFI y el Banco Mundial condujeron a drásticas decisiones que condujeron a la misma a desistir de otorgar nuevos préstamos. La empresa Pangué S.A., por su parte, resolvió entonces, en marzo de 1997, prepagar sus créditos directos con la CFI.

La multiplicación de conflictos sociales y un discurso adverso a la construcción de represas ha dominado así el ambiente que deben enfrentar las nuevas obras hidroeléctricas.

Los conflictos socio ambientales frente a las consecuencias de las represas ya construidas, como ante la amenaza de las represas por construir, se enfrentan por lo general a un discurso polifacético en tanto el mismo sostiene que “este nuevo pensamiento valora la diversidad cultural y se preocupa para evitar la extinción de las culturas originarias”. En tanto muchos proyectos para generación eléctrica se vinculan a proyectos mineros, el mensaje contra el estilo de desarrollo adoptado en la región respecto al uso de los recursos naturales excede la oposición a tal o cual emprendimiento en particular y adquiere la forma de un mensaje político extendido regionalmente donde los ejes identidad cultural-biodiversidad-equidad son generalmente opuestos a modelos de desarrollo basados en un uso intensivo de los recursos naturales sean agroforestales, mineros o energéticos.

Desde el punto de vista de los numerosos movimientos indigenistas que habitan las regiones remotas donde se hallan recursos mineros y energéticos de la región, la construcción de centrales hidroeléctricas constituye un tema de controversia fundamental.

Ello por cuanto la construcción de represas exige la inundación de vastas superficies que, en muchos casos, están habitadas por distintas comunidades. Este es un conflicto que en la actualidad afrontan el gobierno colombiano, chileno, paraguayo y brasileño. Este último, por ejemplo, cuenta con la oposición de cientos de comunidades quienes se niegan a la construcción de represas destinadas a contrarrestar el déficit energético que enfrenta Brasil. La modificación de los cauces de los ríos (acción fundamental para poder construir las represas) generalmente afecta a las comunidades indígenas debido a su impacto sobre el ecosistema. Una intervención de este tipo significa, dentro la mentalidad indígena, la alteración de la madre naturaleza y, por lo tanto, del ciclo vital de los peces. Se amenaza así la supervivencia de las comunidades, sobre todo si consideramos que la actividad pesquera es base de su dieta alimenticia. Los mismos conflictos se han dado en Bolivia, Perú y Guatemala.

En ciertos casos la acción de oposición puede conducir a bloqueos de las obras o de los accesos a las mismas. En otros se ha constituido en una legislación ambiental restrictiva, en tanto la obtención de las respectivas licencias ambientales puede no ser un costo previsto ex-ante por los inversores privados (caso de la central El Quimbo en Colombia) o bien, cuando los inversores son públicos conducir a extensas negociaciones entre los gobiernos en torno al tema de los costos necesarios para trasladar poblaciones y/o pobladores de la zonas que serían anegadas (caso elevación de la cota de Yaciretá entre Argentina y Paraguay)

A esta complejidad se ha sumado el tema del acceso al agua potable. Tal y como subraya la Declaración Europea por una Nueva Cultura del Agua, firmada por cien científicos de los diversos países de la Unión Europea a principios del 2005, “los problemas de acceso al agua potable para 1200 millones de personas y la crisis de biodiversidad en los hábitats de aguas dulces son las dos caras de la crisis de insostenibilidad de los ecosistemas acuáticos continentales y de los acuíferos subterráneos. De hecho, el problema no es tanto de escasez de aguas, como de contaminación y degradación ecológica”. Si bien el tema puede o no tener relación con las represas en algún caso particular, esta nueva situación genera dos grandes frentes:

- Crisis de sostenibilidad: encabezada por movimientos en defensa del territorio frente a grandes proyectos hidráulicos y problemas de contaminación.
- Crisis de gobernabilidad: con un fuerte movimiento en defensa de derechos humanos y de ciudadanía, frente a la privatización de los servicios básicos de agua y saneamiento.

Aunque es habitual que las autoridades intenten convencer de que se trata del mayor bien común, en tanto la carencia de energía pondría en peligro la continuidad del moderno estilo de vida, la confrontación asume a veces el carácter de neta oposición de paradigmas socioculturales, donde la defensa del derecho de las minorías étnicas asume un fuerte peso en la opinión pública.

Para algunos analistas (Martinez Alier, J. (2006), se trata de una suerte de “conflicto ecológico distributivo”. En tal sentido, sostiene que “es necesario considerar que se observa el uso de lenguajes diversos. Puede ser que los poderes públicos y las empresas quieran imponer el lenguaje económico, prometiendo un análisis costo-beneficio con todas las externalidades traducidas a dinero, y además harán una evaluación de impacto ambiental, y que así se va a decidir si se construye una represa conflictiva. Pero puede ocurrir que los afectados, aunque entiendan ese lenguaje económico y piensen que es mejor recibir alguna compensación económica que ninguna, sin embargo acudan a otros lenguajes disponibles en sus culturas. Pueden declarar que la tierra y el subsuelo son sagrados y que “la cultura propia no tiene precio”. Es que en un conflicto ambiental de esta naturaleza se despliegan valores muy distintos, ecológicos, culturales, valores que se basan en el derecho a la subsistencia de las poblaciones, y también valores económicos en el sentido crematístico. Son valores que se expresan en distintas escalas y ellas no son conmensurables”.

Un claro ejemplo del avance de esta postura, aún en instancias judiciales-gubernamentales, lo constituye el caso de paralización de algunas centrales en Brasil. De este modo, la justicia federal del estado de Pará en el norte de Brasil, decidió retirar la ‘licencia ambiental’ y suspender la puesta en marcha del concurso de licitación, previsto para el 20 de abril, para la construcción de la central hidroeléctrica Belo Monte que fue concebida en el centro del Amazonas para convertirse en la tercera en el mundo con una potencia de 11.233 megavatios y contra la que se opuso un gran número de organizaciones de la sociedad civil. Seis ministerios públicos de Pará paralizaron el otorgamiento de la Licencia Ambiental por “peligro de daños irreparables” para el ambiente y la población local. La justicia

estableció una multa de un millón de reales (418.000 euros) contra el Instituto Brasileño del Ambiente y de Recursos Naturales Renovables (IBAMA) y contra la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) en caso de que no respeten la orden. El dinero sería destinado a los pueblos indígenas que sufrirían las consecuencias del mega proyecto, cuyo valor se estima en unos 8.000.000.000 de euros. Cabe señalar que el Ministerio del Ambiente había dado su autorización para la construcción en febrero de 2010, poniendo como condición –entre otras- que la empresa ganadora de la licitación se comprometiera a gastar el equivalente a 590 millones de euros para “mitigar” los daños. La construcción de la central de Belo Monte sobre el río Xingu, proyecto surgido en los años '70 pero hasta ahora bloqueado por la resistencia de muchos movimientos de la sociedad civil, acarrearía la inundación de 500 kilómetros cuadrados de selva amazónica que afectaría directa o indirectamente a 66 comunas y a 11 tierras indígenas, amparadas por la Constitución, en un área en la que viven 19.000 personas que deberían ser evacuadas y ‘reubicadas’ en otro lugar. En este caso además el tema tiende a internacionalizarse en tanto organizaciones eclesiásticas y otras ONG, suelen buscar apoyo en centros internacionales con cierto grado de poder e injerencia sobre decisiones de los gobiernos nacionales. Sin embargo el consorcio brasileño Norte Energia, con fuerte presencia de empresas estatales, ganó la licitación para construir la polémica represa Belo Monte. Aunque el resultado de la subasta fue anunciado en medio de protestas de grupos indígenas, ambientalistas y de pobladores locales, las decisiones judiciales tuvieron vaivenes y finalmente se volcaron a favor de las decisiones del gobierno nacional.

Aunque hasta el presente en general estos conflictos se han traducido en mayores compensaciones económicas y mayores costos para la entrada de grandes centrales hidroeléctricas, de primar posturas no negociadoras, dichas situaciones pueden conducir a episodios de violencia con graves consecuencias para la legitimidad de los gobiernos y del propio estilo de desarrollo.

En este contexto los gobiernos de la región se hallan en un serio dilema. Como es sabido, la dinámica de las inversiones en generación eléctrica ha sufrido un serio atraso respecto a la evolución del consumo. Así entre 1970 y 2008 el consumo ha crecido a una tasa cercana al 5.8% a.a., mientras que la capacidad sólo lo ha hecho a un 5.4% a.a.. Pero entre 1990 y 2008, el consumo creció a más del 4.2% a.a y la potencia sólo lo hizo al 3.3% a.a. En el lapso posterior a 2000, el consumo se incrementó al 3.4% a.a y la potencia lo hizo al 2.8%.

Esta dinámica regional conjunta para LAC, ha sido muy diversa según los países que conforman la región.

El tema del licenciamiento ambiental es así uno de los temas claves para los cuales la región debería presentar una postura definida en el ámbito internacional y de ser posible trabajar en hallar fórmulas homogéneas para la resolución de los conflictos potenciales.

Este tipo de problemas se presenta también en algunos de los grandes proyectos asiáticos.

De los mayores 24 proyectos hidroeléctricos iniciados en la pasada década y que deberían entrar en operación antes del año 2020 (cerca de 100 GW), 15 correspondían a China. La mayor de ellas, la represa Xiluodu Dam de 12600 MW, fue paralizada por la falta de estudio de impacto ambiental satisfactorio, mientras que otras hallaron distintos tipos de desafíos fronterizos y con comunidades a ser relocalizadas.

Sin embargo el énfasis de la Agenda Energética Mundial, puesto entre otros ejes en el tema de la reducción de las emisiones de GEI junto a la creciente búsqueda de seguridad de suministro a escala global, ha generado un cambio a favor de la hidroelectricidad.

Sobre un total de 2786 proyectos registrados hacia comienzos de 2011 ante el Comité Ejecutivo que administra los Mecanismos de Desarrollo Limpio en el Contexto de la Convención Acerca del Cambio Climático de las Naciones Unidas, el 30% (822 proyectos) se hallaban referidos a proyectos de obras hidroeléctricas.

Los proyectos hidroeléctricos representan por otra parte el 51% de los créditos otorgados para el desarrollo de renovables (Taylor, 2011). La comercialización a escala global de los MDL para obras hidroeléctricas ha sido aprobada. Por último, también la complementariedad entre sistemas hidroeléctricos y parques eólicos es cada vez más considerada como una oportunidad de lograr sinergias en el ámbito de las renovables. Si bien existen dudas de la efectividad de los MDL para promover el desarrollo de renovables, este factor puede ser aprovechado parcialmente para mitigar en parte los problemas de inversión intensiva que presentan las hidroeléctricas.

Por otra parte a escala de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), la región también se halla posicionada favorablemente lo cual puede traer beneficios si su desarrollo es inducido desde la Agenda Regional con miras a dar respuesta a varios objetivos de la política energética, entre ellos la electrificación en zonas aisladas

Desde el punto de vista de la seguridad energética a nivel mundial la hidroelectricidad da cuenta de por lo menos el 20% de la generación eléctrica en 48 países que tienen una población cercana a 1.5 mil millones de personas. En América Latina el porcentaje es aún mayor y para países como Brasil representa el 85% de la potencia instalada.

El crecimiento de la demanda de turbinas hidroeléctricas y represas de gran escala es también una excelente oportunidad de negocios para los productores de equipos y vendedores de obras civiles para lo cual América Latina presenta ventajas y experiencia.

La renovación de centrales de antigua data junto a las mejoras tecnológicas puede ser un impulsor de industrias en la región con miras a un mayor aprovechamiento del ciclo de expansión asiática y de otras economías emergentes.

Como se verá en el Informe IV, el papel potencial de la hidroelectricidad en los procesos de integración energética en función de la seguridad de suministro,

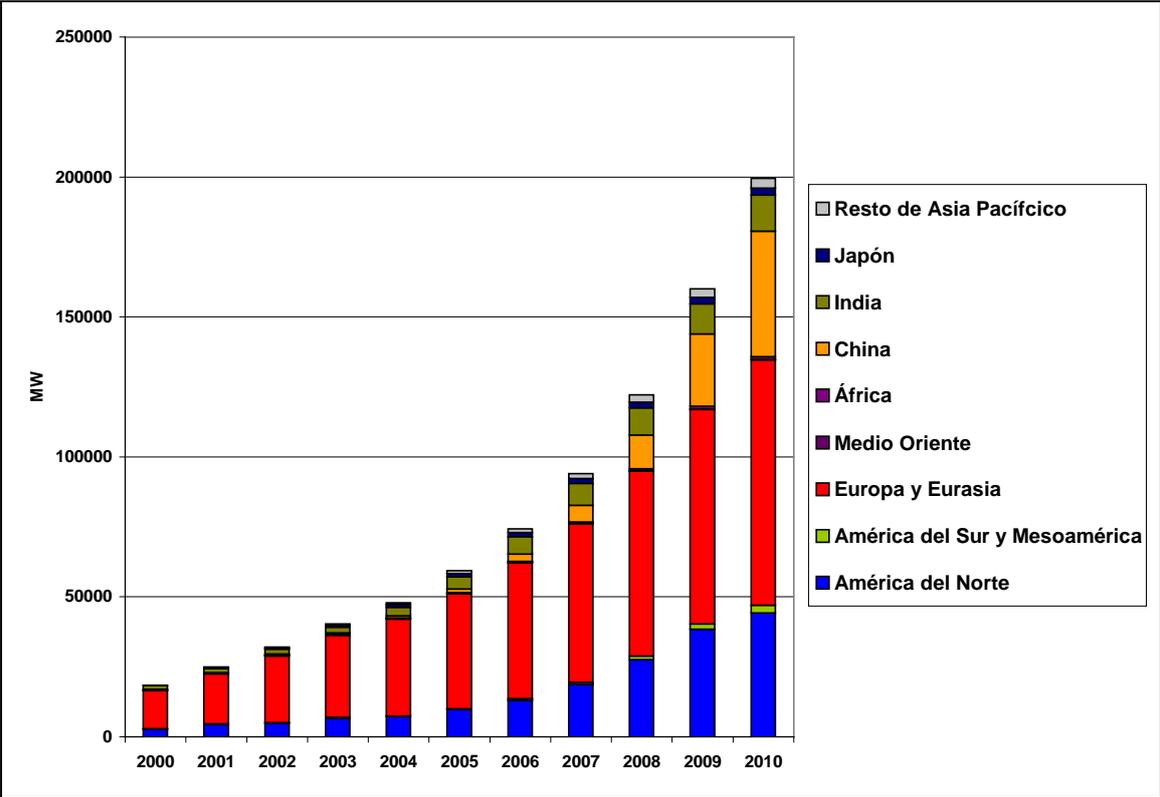
medioambiente y acceso es de por sí relevante como lo ha sido también en el pasado.

El aprovechamiento del bajo costo de la energía hidroeléctrica en obras ya amortizadas puede ser un incentivo a la radicación de industrias energo intensivas como la del aluminio- altamente impulsada a escala global por el crecimiento de la demanda asiática- si de estos proyectos se derivaran otras ventajas para algún país en cuestión o permite potenciar el financiamiento de nuevos proyectos de infraestructura. Aunque el estudio de las ventajas que ofrece la región para impulsar un desarrollo equitativo y sostenible a partir de la energía escapa al presente análisis, es un factor que merece ser tenido en cuenta en el marco del necesario incremento de transacciones Sur-Sur y los modos bajo los cuales sería recomendable se den estas potenciales futuras vinculaciones.

1.2.10. Energía Eólica

El incremento de la participación de la energía eólica a escala mundial ha convertido a esta fuente en una de las más dinámicas de la última década llegando a pasar de 18.5 GW en el año 2000 a casi 200 GW en 2010.

Gráfico 1.2.10.1. Evolución de la capacidad instalada en energía eólica a escala mundial. Mw



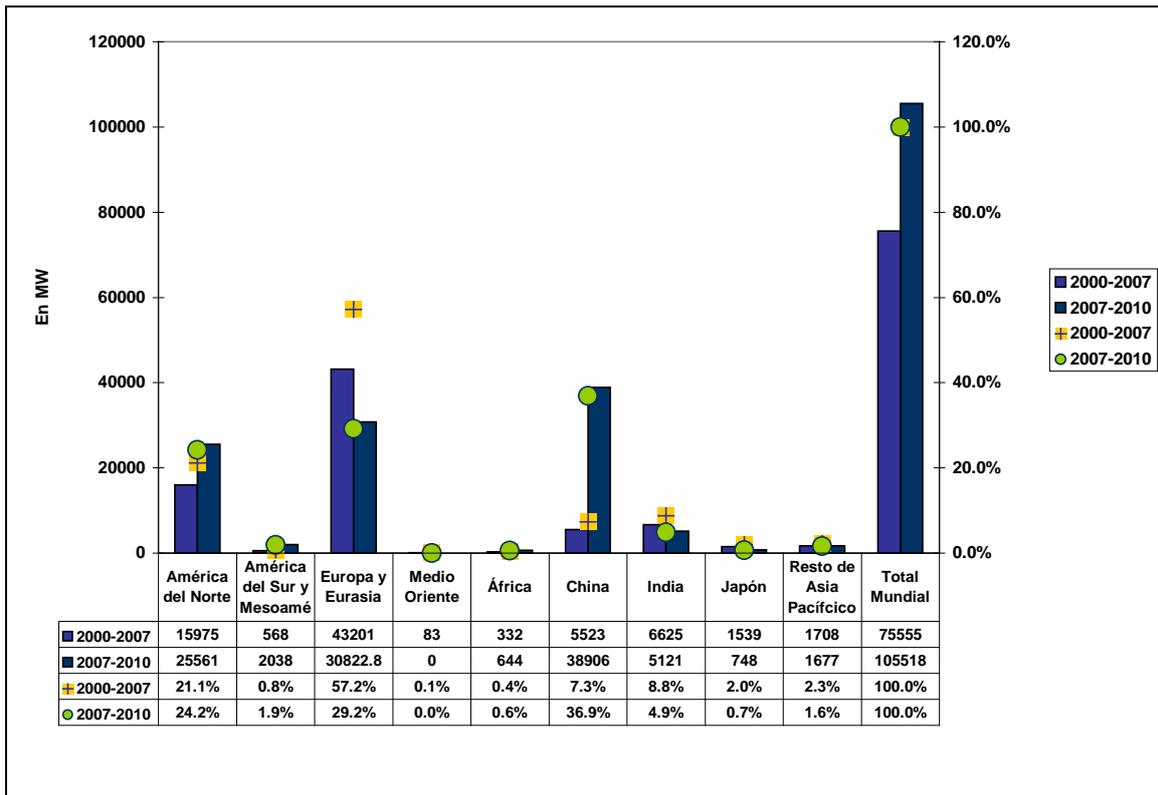
Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Mientras que los mayores incrementos en la capacidad instalada ocurridos entre 2000 y 2007 se dieron en Europa (57% del total) y en segundo lugar en los EUA

(21%), la pauta 2007-2010 se concentró en Asia Pacífico con 44% del total (China 36%; India 5%) y en los EUA con 24% del total.

No sólo las proporciones en la participación por regiones ha variado drásticamente, sino que entre 2007 y 2010 el total de incremento ha representado el 53% del total acumulado de la capacidad instalada para generación de energía eólica a escala global.

Gráfico 1.2.10.2. Incremento de la capacidad instalada en energía eólica a escala mundial según grandes regiones y países



Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Las razones de este dinamismo se explican por una serie de factores concomitantes. En primer lugar los avances tecnológicos en los aerogeneradores han sido muy significativos: 1-mientras que las instalaciones de parques eólicos anteriores a 1998 funcionaban con un factor de capacidad del 20%, en 2006 superaban el 30% en promedio llegando a factores próximos al 50% (Berkeley lab database, 2008); 2-la potencia media de los aerogeneradores se incrementó notablemente (en el 2000 el 98% tenía una potencia media de entre 0.5 a 1 Mw, en 2008 más del 50% se ubicaba en el rango 1- 1.5 Mw , 23% en el rango de más de 1.5 Mw y 18% en el rango 2-2.5 Mw); 3- los costos por Mw instalado tuvieron una tendencia decreciente hasta 2006-2007; 4- China comenzó a fabricar equipos eólicos; 5-Mayores proyectos Off-Shore mostraron ser viables.

En segundo lugar, otras fuentes de energía incrementaron sus costos tanto debido a los costos variables (ej. gas natural), como por los costos de capital (incremento en los precios del acero, cobre y otros componentes) con lo cual el costo de generación

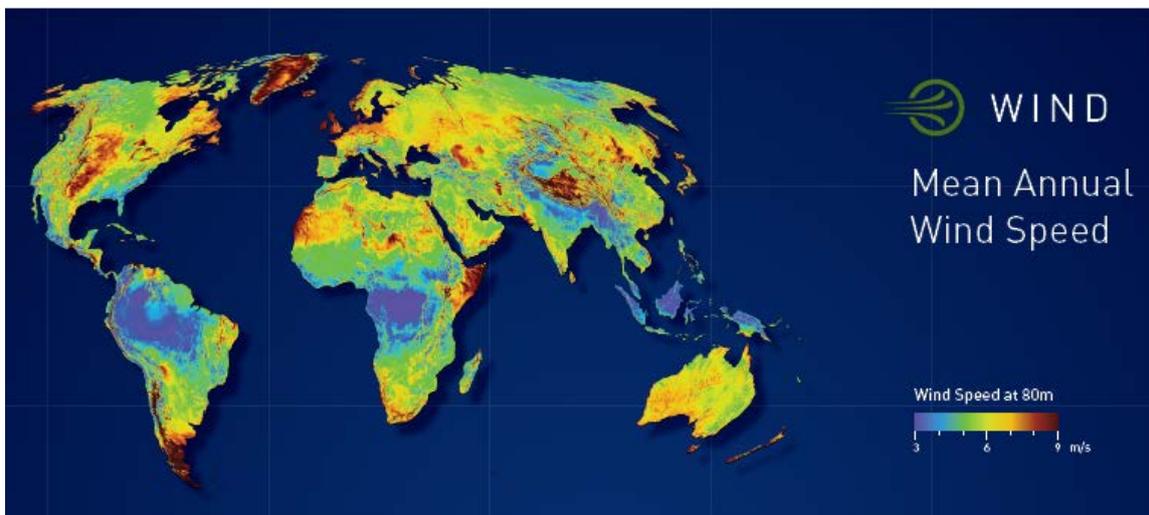
de la energía eólica comenzó a entrar en la banda de competitividad. Por ejemplo en los EUA el costo estimado de la energía eólica varió entre 40 y 70 dólares porMwh, frente a precios del mercado mayorista situados en este nivel (Berkeley lab database, 2008)

En tercer lugar los ejes seguridad energética y cambio climático jugaron un papel central en la promoción de la energía eólica la que comenzó siendo subsidiada o desarrollada sobre bases de MDL o mecanismos tarifarios Feed-in.

Los avances en el monitoreo de los vientos, la utilización de sensores y otras mejoras tecnológicas permitieron superar barreras de operación de redes sincronizadas.

Aunque el mapa de potencial eólico basado en las velocidades de los vientos muestra que existen zonas de mayor aptitud potencial, los avances técnicos permiten aprovechamientos en una mayor diversidad de zonas climáticas.

Figura 1.2.10.1. Mapa mundial de velocidades del viento a 80 metros de altura



Fuente: 3TIER, Renewable Energy Information Services, 2010. tomados de <http://www.3tier.com/en/>.

Como se puede observar, América Latina y Mesoamérica presentan vastas zonas con potencial eólico. El desarrollo de proyectos eólicos en la región ha sido tardío con respecto a otras regiones del mundo emergente y de mucha menor magnitud (sólo un 1.3% del total de la potencia instalada mundial en 2010). Las razones de ello han sido, por una parte la preexistencia de renovables en gran escala junto a una creciente utilización del gas natural para generación eléctrica, razón por la cual ni los ejes seguridad de suministro ni el eje cambio climático-reducción de emisiones, han presentado la importancia que le ha sido asignado en otras latitudes. Sin embargo como se verá en el informe II varios países han incluido en su agenda y en sus planes futuros el desarrollo de energía eólica.

La otra razón, no menor, es que en muchos países de la región los costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista han sido menores a los de la generación eólica. Esto se ha debido tanto al papel de la hidroelectricidad y del gas natural en la

formación de precios, como a los distintos esquemas regulatorios y de políticas de precios aplicados.

Sin embargo el mercado retraso de inversiones respecto al incremento de la demanda eléctrica, la consiguiente pérdida del margen de reserva en distintos países, el incremento del costo de nuevas obras hidroeléctricas, del precio del gas y de otras alternativas como la nuclear, abren un campo futuro al desarrollo de la energía eólica que ha sido siendo evaluado en años recientes.

En tal sentido se han identificado barreras y oportunidades para el futuro desarrollo de la energía eólica que aparece como una de las fuentes renovables con mayor potencial entre el conjunto de las tecnologías de este tipo de fuentes de emisiones cero. Entre las barreras la mayor que se halla en la región, es que requieren de esquemas de tarifas *feed in* que deben ser incluidas en el costo medio de generación produciendo fuertes debates en torno a la naturaleza del marco regulatorio requerido en relación a los actuales y a la validez del criterio de inducción de selección tecnológica por mecanismos distintos a los de la competencia en el mercado.

Mientras que las principales razones para su desarrollo no se hallen vinculadas al tema ambiental o al desarrollo de una industria local que potencie el desarrollo económico a través de nuevas cadenas productivas, la existencia de otras opciones para lograr la seguridad de suministro y criterios de costos mínimos no parecen permitir una mayor penetración de esta fuente. En tal sentido existe una contradicción que la región debería superar para hallar un equilibrio entre la sostenibilidad y diversificación de la matriz energética, el acceso a la energía y las metas ambientales vinculadas también al comercio internacional por el requerimiento de certificados de huellas de carbono.

En tanto se halla previsto que la curva de aprendizaje continúe en progreso, produciendo así una adicional reducción de costos, se estima que hacia 2020 los costos de capital lleguen a ser en un 27.5% inferiores a los actuales. Sin embargo aún así esta opción seguiría siendo más costosa que la hidráulica y posiblemente que la térmica dependiendo en este último caso del costo de los combustibles, en especial el gas natural.

Un desafío para la región es hallar en cada país el grado de complementariedad hidro-térmico-eólico deseable y alcanzable según las particularidades de cada matriz energética, sus marcos institucionales y regulatorios. Brasil y Argentina entre otros, han introducido programas para la promoción de energías renovables donde la eólica está siendo desarrollada incluso con miras a la producción de equipos exportables. En tal sentido el recurso eólico es muy bueno en diversos países de la región, como lo reflejan los factores de capacidad (ejemplo Patagonia en torno al 35 - 40%). Existe también potencial para interconectar importantes cantidades de potencia a los sistemas eléctricos. Los costos de producción son competitivos en términos de MW instalados. En Brasil los precios ofertados en la última subasta (agosto 2011) estarían por debajo de la generación térmica a gas e incluso que algunas plantas térmicas que emplean bagazo de caña, esta situación también se dio en la última licitación en Uruguay (agosto 2011).

Volviendo al caso de Brasil, la energía eólica despunta como una de las energías con mayores posibilidades de aprovechamiento inmediato, mostrando una serie de ventajas entre el conjunto de las renovables no convencionales, cuyos potenciales aún no han sido plenamente analizados.

La complementariedad hidroeólica, que significa la compensación de la caída de la energía afluente hidráulica por el aumento en la disponibilidad de vientos de mayor productividad, especialmente en las cuencas del noreste, es una de ellas.

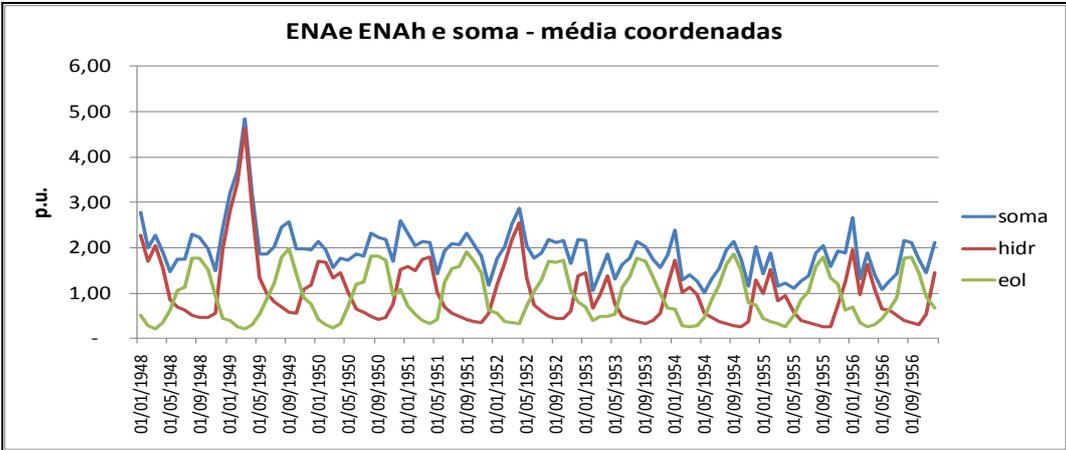
Dadas las dimensiones del sistema de transmisión nacional, sería fácil inyectar esta energía en cualquiera de sus puntos. En una investigación recientemente desarrollada en la USP, fue simulado el impacto económico de sustituir toda la generación termoeléctrica (nuclear, carbón y gas natural) prevista por la EPE (Empresa de Planejamento Energético) para la implantación entre 2015 y 2030, por eólica. Para ello se utilizaron costos de capital, O&M y combustible típicos de estas plantas, así como ganancias de aprendizaje de la energía eólica del orden de 15%, 17% y 23%, obteniendo resultados extremadamente favorables.

Fue demostrado que el valor presente neto de construir entre 2015-2030, y operar hasta 2050 este tipo de generación (eólica) sería inferior a lo previsto con el parque térmico, en todas las situaciones estudiadas.

El desarrollo de una estrategia de implantación de este tipo de generación, basada en la contratación de paquetes tecnológicos de contratación y nacionalización de tecnología, a través de la política pública, permitiría viabilizar estas ganancias.

El resultado aún más interesante, fue que desarrollando el 70% del potencial hidráulico remanente y 50% del potencial eólico conocido en Brasil, y con la población estabilizada en el año 2040, sería posible duplicar el consumo de energía *per cápita* (de 2,5 MWh/año a 5 MWh/año), apenas con el empleo de este tipo de generación y alguna complementación térmica y de biomasa para atender toda la demanda brasilera de electricidad, sobrando aún energía para sustituir los combustibles líquidos en el abastecimiento del parque automotriz del país.

Gráfico 1.2.10.3. Complementariedad eólica e hídrica en el Nordeste de Brasil – Datos del período 1948 a 1956



Fuente: Ricosti, 2011.

Para muchos países de la región, las limitaciones de infraestructura carretera pueden jugar un papel restrictivo respecto al tamaño de las torres de soporte y por consiguiente respecto a la potencia media de cada aerogenerador.

Eventualmente este tipo de factores podría ser una limitación para incrementar el uso con tecnologías de última generación que implican economías de escala y reducción de costos. El desarrollo de prototipos locales podría en cambio ser beneficioso en tanto se adaptaría a estas particularidades del mercado regional. Se debe considerar que la capacidad instalada de fabricación componentes industria eólica es creciente en Brasil, Argentina, con casos puntuales en Chile, Uruguay. Existe capacidad tecnológica local/regional, tanto en la fabricación de turbinas como torres, incluso con desarrollos propios. Esto redundaría en menores costos de instalación, contribuyendo al desarrollo local.

Entre las barreras se tienen, no obstante, algunas como las siguientes:

- Destruir los cuellos de botella del sistema de transporte eléctrico. Por ejemplo, las líneas de 500 kilovoltios (Kv) que vienen desde el sur de Argentina están saturadas.
- Se necesitan fuertes cambios en la infraestructura de redes para integrar energía renovable fluctuante a gran escala, haciendo coincidir la oferta con la demanda.
- También se precisa reestructurar los sistemas eléctricos basados en energía fósil, incorporar renovables e implementar acuerdos para la compra de energía renovable.
- La disponibilidad de tierras puede ser una traba ya que los parques eólicos requieren superficies relativamente extensas (en comparación con plantas térmicas). Valido para grandes parques solares fotovoltaicos conectados a la red.

Sin embargo entre las oportunidades se hallan la posibilidad de impulsar la integración regional: en general el incremento del tamaño del sistema eléctrico, permite diluir las desventajas de intermitencia del viento o la necesidad de contar con importantes reservas.

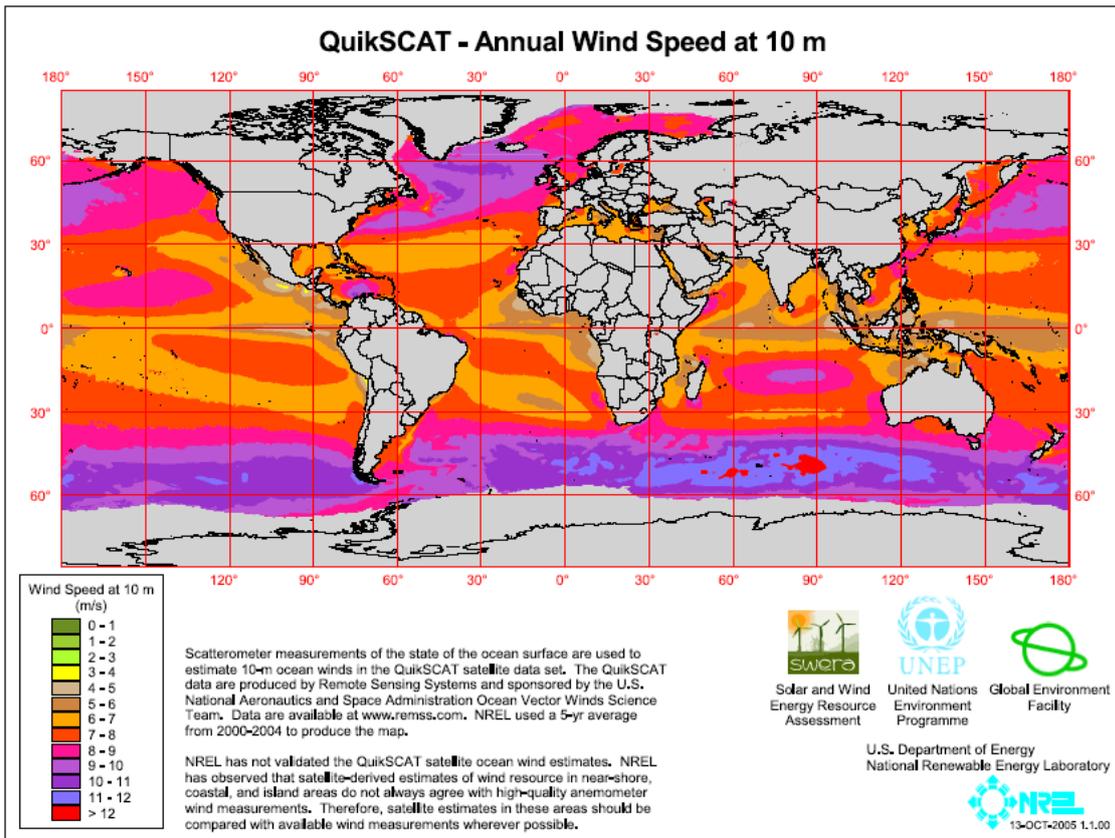
De este modo la combinación de parques eólicos distribuidos geográficamente en función de la producción hidroeléctrica dependiente de distintos ciclos de lluvia, puede complementar las fluctuaciones, brindando generación más confiable. Esto es común a casi todas las renovables, el crecimiento de los sistemas e infraestructura de transmisión es imprescindible para las renovables y requiere planificación.

En años recientes el desarrollo de parques eólicos off-shore, especialmente en el mar del norte, ha logrado incrementar la potencia media de los aerogeneradores.

La región, especialmente en su zona Austral presenta condiciones excepcionales para el desarrollo de parques Off-Shore pero requeriría de fuertes inversiones en líneas de transmisión.

La complementariedad de infraestructura marítima y terrestre es un tema a investigar aún pero es una de las necesidades de la Agenda futura con miras a establecer una planificación de las mismas.

Figura 1.2.10.2. Mapa mundial de velocidades del viento promedio anual a 10 metros de altura



Fuente: SWERA-UNEP (acceso <http://swera.unep.net>, agosto de 2011)

Los impactos ambientales de los parques eólicos también deben ser evaluados no sólo por los sonoros y estéticos-visuales, sino porque pueden implicar alteraciones en los ciclos de alimentación y reproducción de aves y peces. En todos los casos se requiere de estudios de ciclo de vida e impactos ambientales, sociales y económicos para los cuales la región aún no está totalmente preparada utilizando referencias de otras experiencias y en otras latitudes.

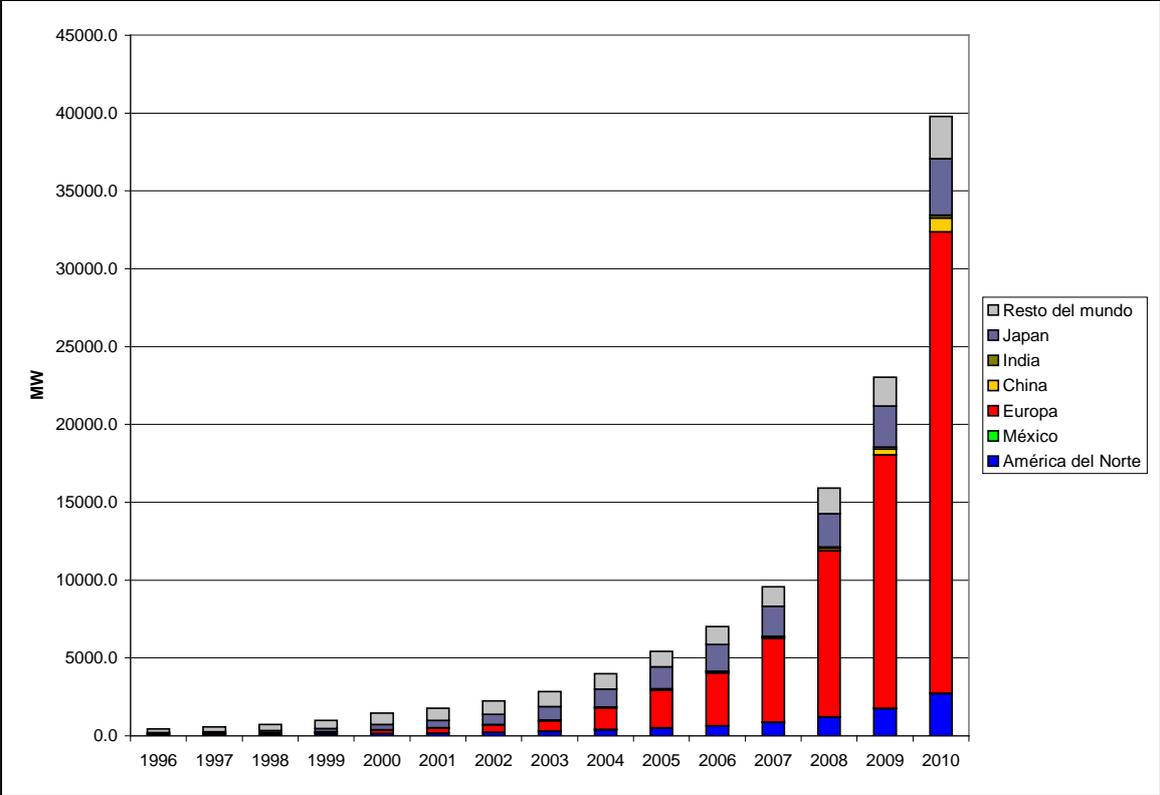
1.2.11. Energía Solar

El desarrollo de energía solar ha sido particularmente impresionante entre 2007 y 2010 y su principal incremento se ha dado en Europa. Del total del aumento en la capacidad instalada en energía solar entre 1996 y 2010, el 76.8% ha correspondido a la capacidad creada en estos últimos tres años (BP, 2011).

En ellos, Europa ha participado con el 80%, pero concentrado en unos pocos países: Alemania con el 43.5%; Italia con el 11%; España con el 10.6%, mientras que los restantes países europeos (más de 20) que desarrollaron el uso de la energía solar han correspondido con un 35% en conjunto destacándose la República Checa (6%) y Francia (3%).

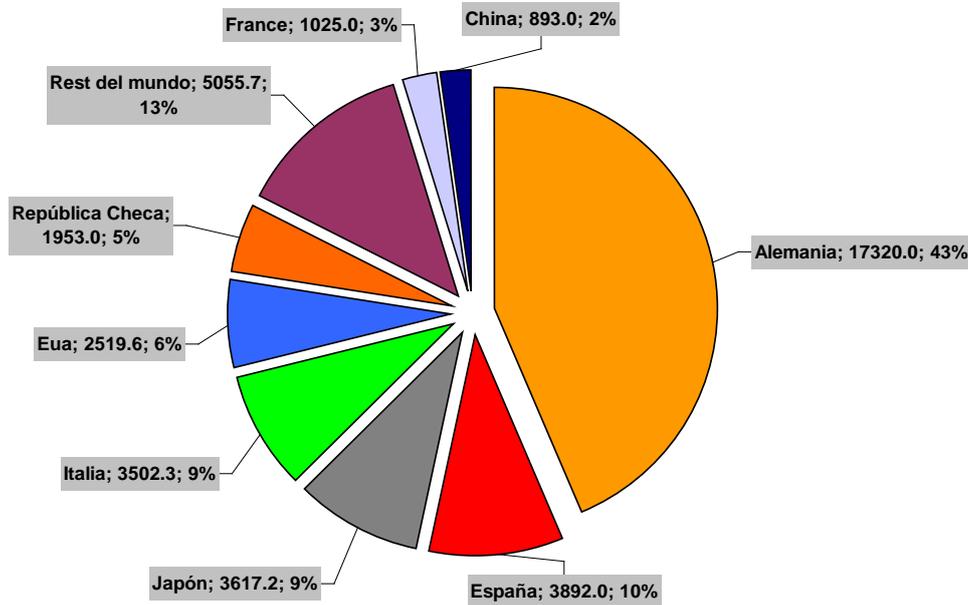
En las restantes regiones del mundo Estados Unidos y Japón han sido los líderes, pero en niveles muy lejanos a los de Alemania (5.6% cada uno).

Gráfico 1.2.11.1. Evolución de la capacidad instalada en energía solar a escala mundial. Mw



Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Gráfico 1.2.11.2. Capacidad instalada en energía solar a escala mundial en 2010. Mw



Fuente: elaborado con datos de BP, *statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls*.

El fuerte impulso a la energía solar, provino del desarrollo de proyectos conectados a la red. A diferencia de los proyectos característicos de uso en América Latina, Asia y África, donde la energía producida con paneles fotovoltaicos se consideró prioritaria para proveer de servicios eléctricos básicos a zonas rurales aisladas, los nuevos proyectos europeos se concentraron en áreas urbanas bajo el impulso de fuerte intervención estatal y de apoyo a la difusión de esta tecnología.

Todos los países han utilizado alguna combinación de los siguientes mecanismos:

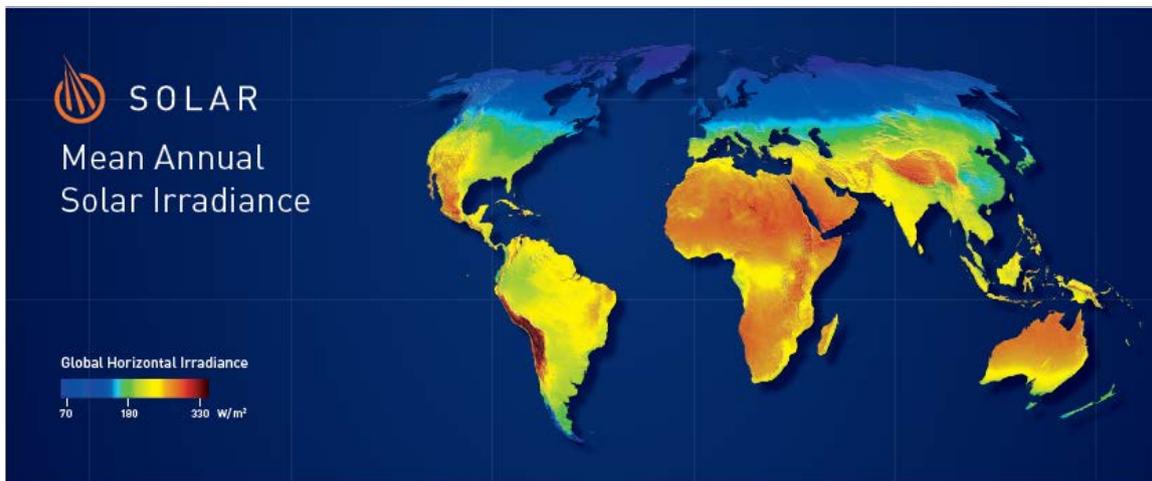
- Mecanismos Feed-In para la absorción de costos en tarifas.
- Subsidios directos al capital
- Esquemas “verdes” de suministro eléctrico
- Fondos de Inversión para FV
- Actividad Comercial de los Bancos
- Desarrollo de redes
- Especificaciones técnicas obligatorias en construcción de viviendas
- Vinculación directa con Empresas Distribuidoras
- Otros como laboratorios especializados y fondos para I&D

El soporte e integración del conjunto de estas actividades y las mejoras tecnológicas han sido las claves para el desarrollo de estos sistemas y se prevé que serán comercialmente autosostenidos en el mediano plazo.

Así el tema con respecto al desarrollo de mercados de energía solar FV es, como en el caso de la energía eólica, no un tema de recursos naturales y disponibilidad, tanto como de desarrollo tecnológico y mecanismos de soporte estatal e institucional para el desarrollo de una industria privada bajo varios ejes simultáneos: 1- Desarrollo industrial; 2- seguridad de suministro; 3- Medioambiente.

Nótese que el recurso solar no se ha desarrollado en las zonas donde la irradiación (expresada en W/m^2) es necesariamente la máxima- a excepción de los concentradores-, sino en aquellos países que han buscado una menor dependencia de combustibles fósiles y la oportunidad de crear liderazgo en una nueva industria creando esquemas para futuras oportunidades de mercado (Figura 1.2.11.1).

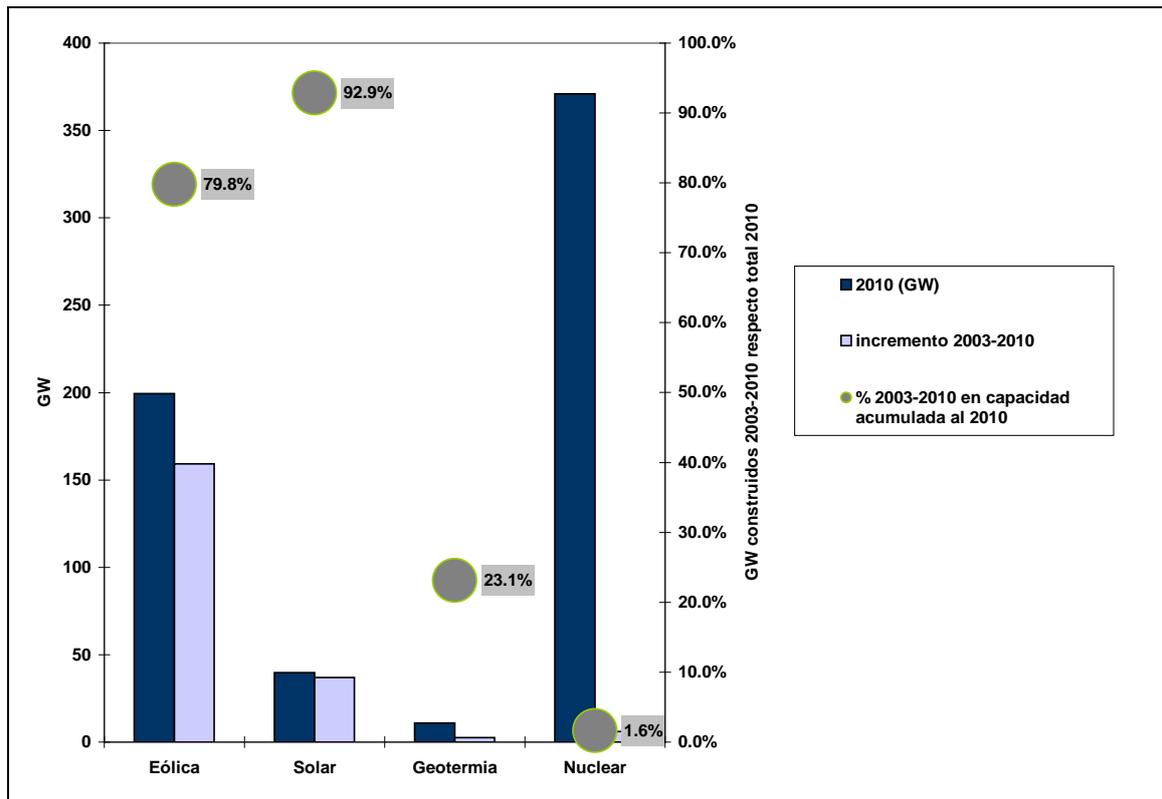
Figura 1.2.11.1. Mapa mundial de Irradiación Solar W/m^2



Fuente: 3TIER, Renewable Energy Information Services, 2010. tomados de <http://www.3tier.com/en/>.

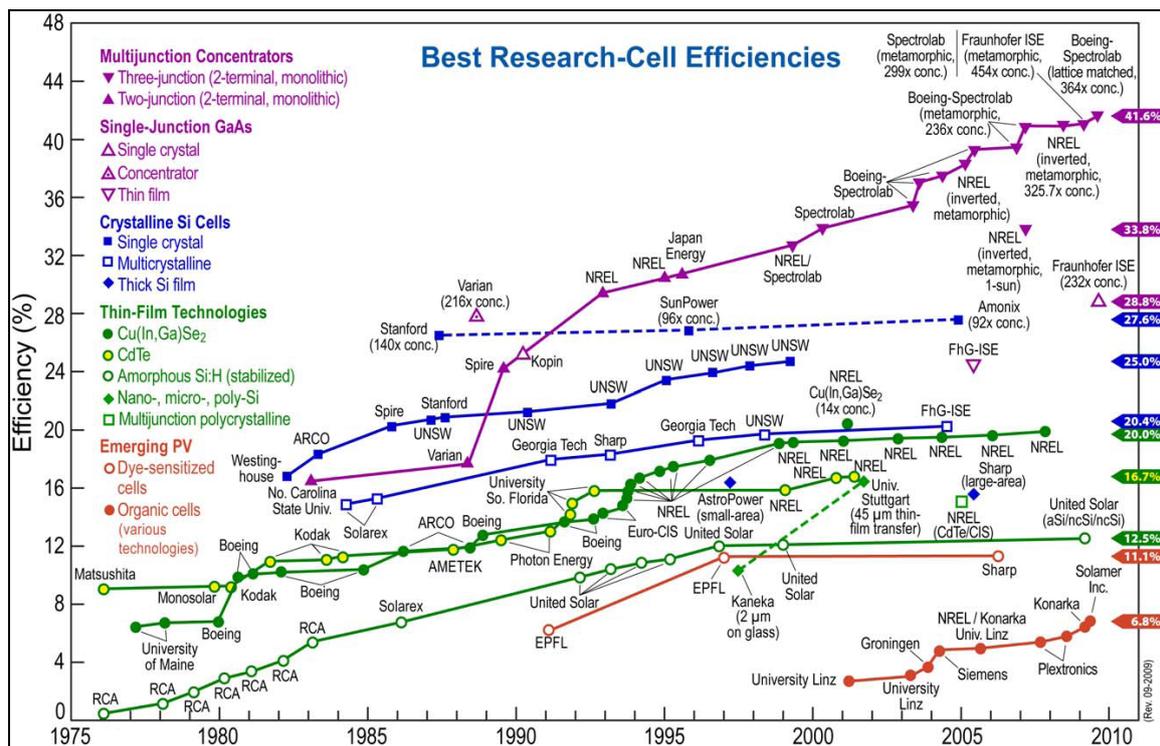
Aún cuando la capacidad de la energía solar desarrollada hasta 2010 representa sólo el 20% del desarrollo alcanzado por la energía eólica, la velocidad de su crecimiento a partir de la continua mejora en la eficiencia de concentradores y paneles lograda a partir de fuertes inversiones en I&D la sitúa como la fuente más dinámica de la década (Gráfico 1.2.11.3).

Gráfico 1.2.11.3. Capacidad instalada en energías renovables distintas a la hidroelectricidad respecto a la energía nuclear 2003-2010 y capacidad en el 2010 en Gw



Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Figura 1.2.11.2. Eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas según opciones y trayectorias históricas- Resultados de Laboratorio



Fuente: tomado de Russ Jones, New Frontiers in Solar Cell Conversion Spectrolab, Inc., Boeing Company Efficiency, 11/12/2009 Ref.: R. R. King et al., 24th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Hamburg, Germany, Sep. 21-25, 2009. Original Larry Kazmerski, NREL

Cabe decir, sin embargo que las eficiencias logradas en laboratorio no se hallan aún totalmente probadas en escalas comerciales en todos los casos.

En principio se estima que las que han sido comercializadas hasta el presente presentaban eficiencias medias del orden del 15 a 23%.

Los estudios de ciclo de vida que implican el conjunto de emisiones causadas en la fabricación, instalación y transporte de distintas opciones de energía solar no se hallan aún tampoco en una fase definitiva para evaluar su carácter de “tecnología de cero emisiones”.

Aunque los costos de los paneles solares han venido disminuyendo significativamente entre 1979 y 2009, y en algunos casos entre 2007 y 2009, no es aún una tecnología que pueda competir con otras formas de suministro eléctrico sin un fuerte apoyo estatal. Por otra parte la proyección de disminución de costos a partir de curvas de aprendizaje no supone tecnologías disruptivas sino la continuidad sobre la línea de la gama de opciones ya estudiadas entre las cuales la de concentradores solares puede ser una opción particular.

Las estimaciones de penetración de la energía fotovoltaica dependen mucho del límite en el cual requieran de nuevas inversiones de conexión a la red o de la facilidad que presenten las disponibles.

Existe un campo de potencialidad en exploración muy fuerte respecto a la captura de energía solar mediante satélites, los que evitarían la dependencia de la intensidad de la luz y de oscilaciones entre día y noche. El desarrollo de esta opción supone el uso de antenas (rectenas) receptoras de las ondas de radio frecuencia transmitidas desde el espacio y que requieren de convertidores de dichas frecuencias en energía eléctrica. En el pasado dicha tecnología fue evaluada como de elevada vulnerabilidad por temas bélicos. También se desconocen plenamente los impactos causados por estas ondas sobre las comunicaciones y la salud en la biosfera, mientras que requiere de fuertes inversiones en la industria aero-espacial y el uso de combustibles para el lanzamiento al espacio desde instalaciones preexistentes.

Las proyecciones que consideran a la energía solar como sistemas sostenibles de largo plazo- y que aún deben superar estudios, pruebas de laboratorio y ser sometidas a más estudios integrales de costos totales y ciclos de vida- estiman que alrededor de un 10% o más de la generación eléctrica a escala mundial podría ser producida con distintas tecnologías fotovoltaicas, dependiendo este potencial del costo de la energía eléctrica generada con combustibles fósiles.

Hasta el presente el mayor uso de la energía FV en América Latina se ha dado en áreas aisladas y no existen grandes proyectos de conexión a la red. La literatura sobre las dificultades de esta fuente y su mantenimiento a partir de un conjunto de casos se refiere precisamente a este tipo de aplicaciones en áreas rurales.

La combinación de energía solar conectada a la red mediante sistemas inteligentes (smart grids) es una de las innovaciones que más han sido impulsadas en Europa y que pueden tener algún impacto en la región habida cuenta del mapa de actores internacionales que desarrollaron esta tecnología y que operan una gran cantidad de distribuidoras y generadoras en América Latina y el Caribe.

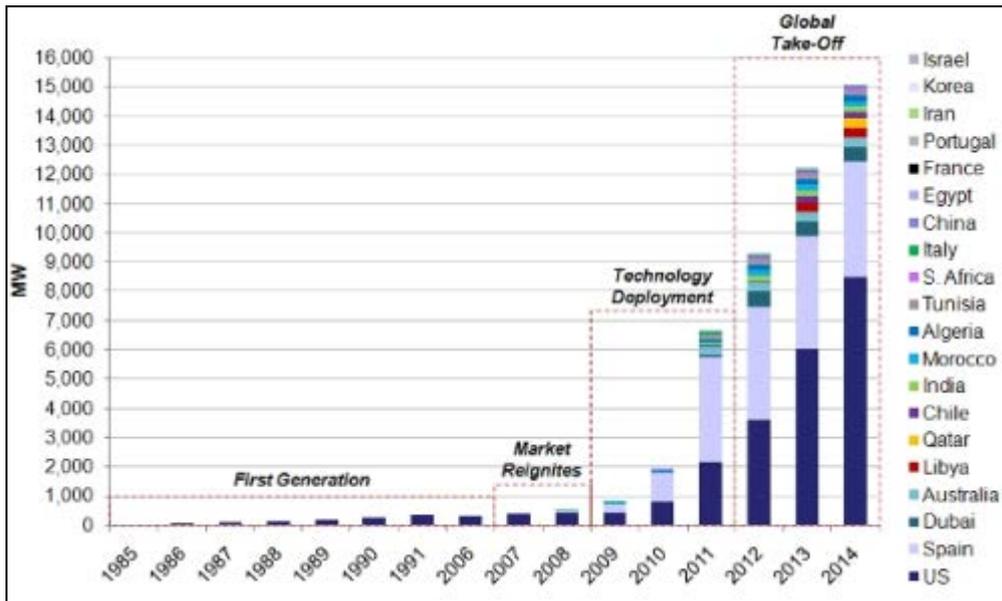
Por consiguiente una evaluación de su conveniencia para la región debe ser parte de las preocupaciones de la Agenda Energética Regional junto a la definición de su papel en la electrificación rural frente a otras opciones tecnológicas.

Por último cabe señalar que la tecnología de los concentradores solares contiene importantes proyecciones aunque su instalación requiere de una elevada irradiación solar, la que no se halla igualmente distribuida según zonas geográficas.

Se espera que para 2014 entren en funcionamiento alrededor de 15 GW de potencia a partir de esta fuente, cuyo desarrollo ha sido sorprendente entre 2007 y 2010, especialmente bajo el liderazgo de España y los EUA. En la actualidad existen más de diez empresas que se preparan para proveer la tecnología para ser producidos en plantas a escala comercial (en 2008 sólo existían dos de ellas)

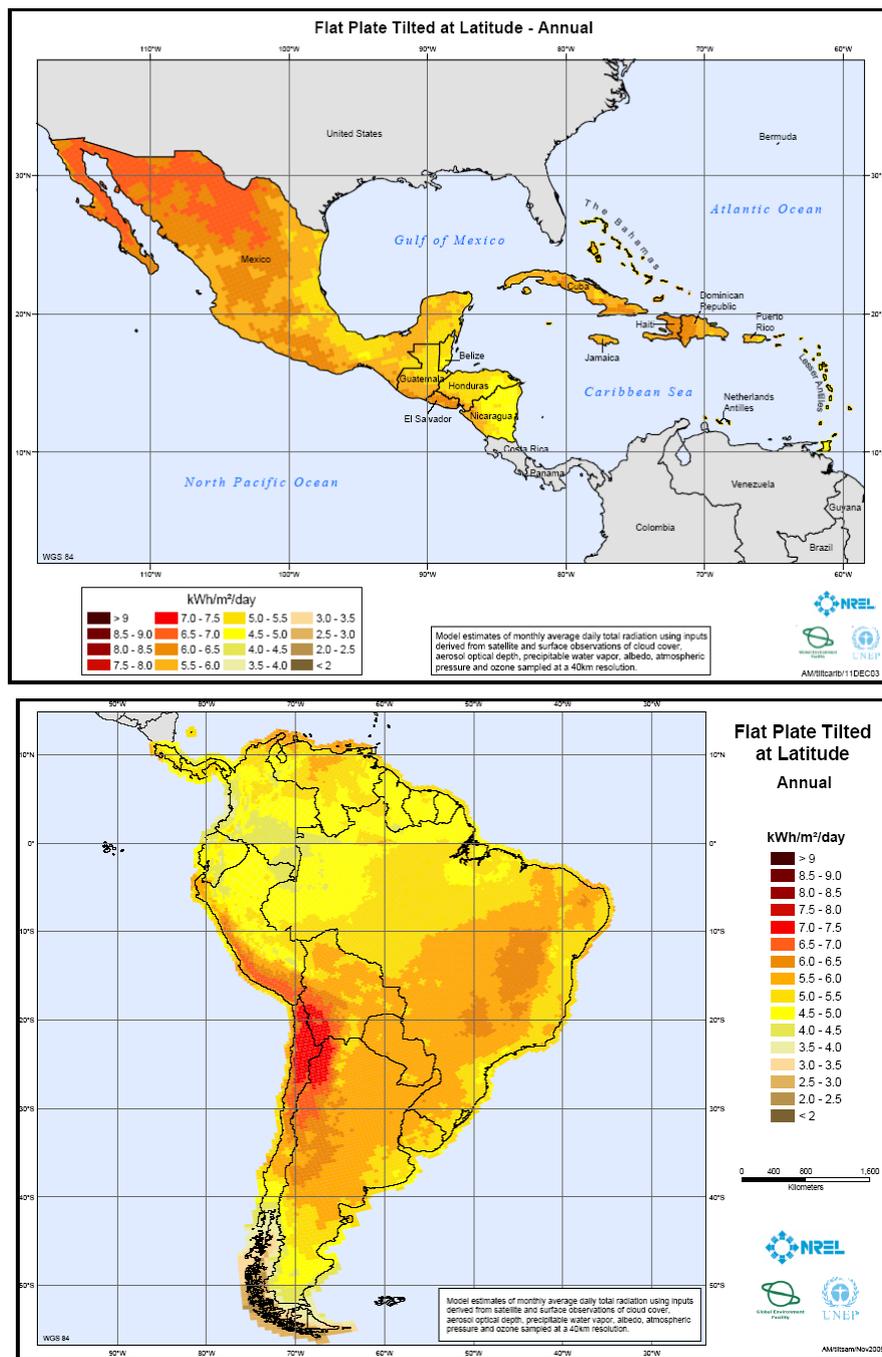
En los proyectos futuros figuran megaproyectos de 1000 Mw en China y en otros países que no pertenecen al mundo desarrollado (Gráfico 1.2.14.4). En la región su desarrollo puede estar más limitado debido a la relativa escasez de zonas aptas (ver mapas en Figura 1.2.11.3). Sin embargo Chile se halla entre aquellos países que podrían desarrollar estos proyectos hacia 2014 según estudios del 2009.

Gráfico 1.2.11.4. Proyectos existentes y proyectados de concentradores solares



Fuente: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/1747/global-csp-market-to-reach-25-gw-by-2020/>

Figura 1.2.11.3. Irradiación solar estimaciones según KE/m2/día en Mesoamérica y América del Sur



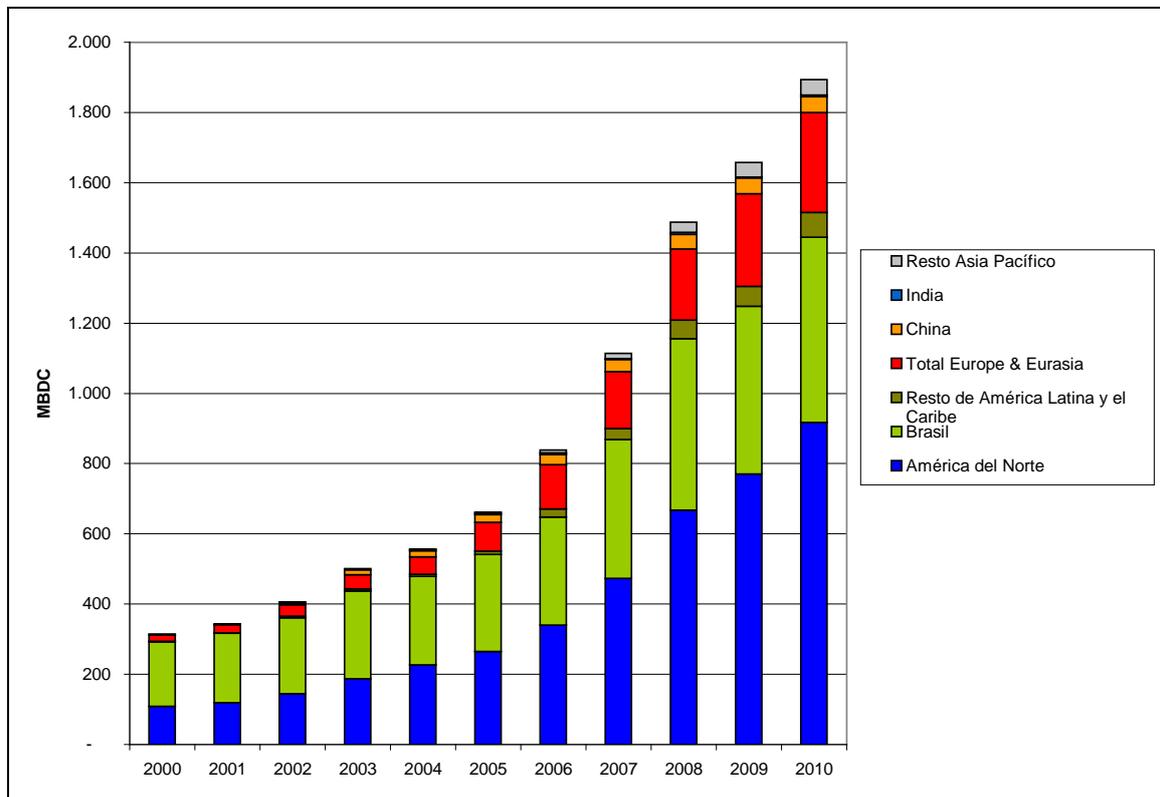
Fuente: SWERA-UNEP (acceso <http://swera.unep.net>, agosto de 2011)

En la medida en que entre las compañías productoras de concentradores solares se hallan desde grandes multinacionales especializadas y proveedoras de equipos y montaje hasta empresas de países que han comenzado sus propios desarrollos tecnológicos es difícil prever su impacto global a más largo plazo y el papel potencial que podrían tener en Mesoamérica y países como Chile y Bolivia que poseen territorios con elevados potenciales para la instalación de este tipo de energía.

1.2.12. Biocombustibles

La producción de biocombustibles se incrementó de manera acelerada entre 2003 y 2010, pasando de representar un equivalente del 2.3% respecto a la producción de crudo en términos de barriles por día en 2010. Dicha proporción era de sólo 0.4% en el 2000 y de 0.7% en 2007.

Gráfico 1.2.12.1. Producción de Biocombustibles 2000-2010 en MBDC

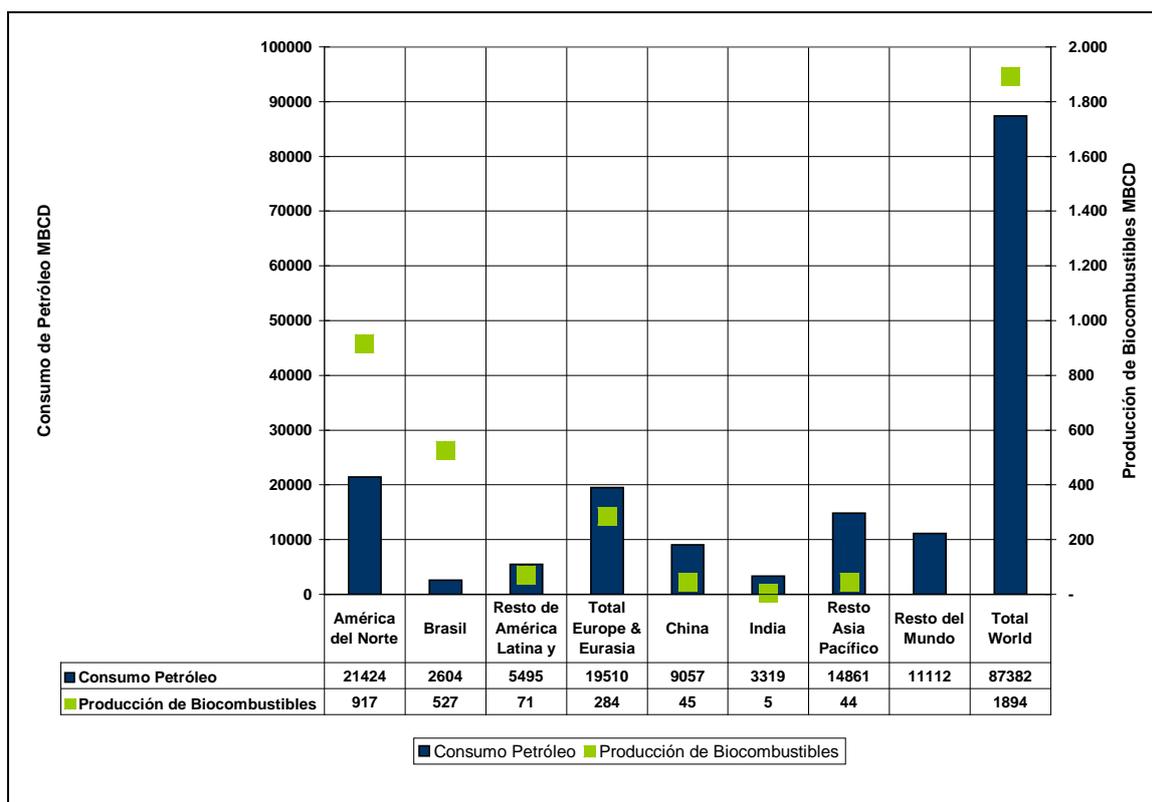


Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

Mientras que Brasil es el mayor productor de bioetanol, Estados Unidos resulta el mayor productor de ambos combustibles, biodiesel y bioetanol. Entre ambos dan cuenta del 76.3% producido en el mundo en 2010.

Cuando se compara el consumo de petróleo por regiones y grandes países respecto a la producción de biocombustibles en los mismos se tiene que en Brasil dicha proporción es cercana al 20%, mientras que en los EUA es sólo 4%, en Europa 1.5% y en América Latina (excluido Brasil) 1.3% para una media de 2.3% a escala global.

Gráfico 1.2.12.2. Producción de Biocombustibles y consumo de petróleo en 2010 comparados. MBDC



Fuente: elaborado con datos de BP, statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

El creciente uso de biocombustibles en los Estados Unidos junto a su producción ha significado oportunidades de exportación desde la región, pero también una fuerte presión sobre los precios de los alimentos a escala global.

A continuación y dada su importancia para la región se presenta una síntesis de los aspectos rectores en el mercado internacional y un particularizado análisis por país en AL&C, el que luego es retomado en los Informes 2 y 3.

1.2.12.1. Los biocombustibles en el contexto internacional

En los Cuadros 1.2.12.1.1 y 1.2.2.1.2 se presentan de modo resumido los factores clave que han motivado las importaciones de biocombustibles en la Unión Europea y los Estados Unidos y los factores de incertidumbre generados por las normativas que impactan de modo potencial o en forma directa el futuro de estos grandes mercados.

Cuadro1.2.12.1.1. Aspectos relevantes para los biocombustibles en la UE27

<p>Energía</p> <ul style="list-style-type: none">• Región Importadora de crudo. Excedentes de gasolineras.• 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)

Cuadro 1.2.12.1.2. Aspectos relevantes para los biocombustibles en los Estados Unidos

<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

1.2.12.2. Los biocombustibles en el contexto energético de la región. Fundamentos para su desarrollo

Habiendo resaltado los aspectos más relevantes en torno a los mercados de biocombustibles que constituyen las regiones de mayor impacto para las exportaciones de los países de América Latina y el Caribe, se resumen seguidamente los aspectos destacables, barreras y desafíos en relación a los biocombustibles en esta región analizando la diversidad de casos existentes.

Cuadro 1.2.12.2.1. Principales aspectos destacables, barreras y desafíos en relación a los biocombustibles

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 reducir el % de mezcla con etanol.

	<ul style="list-style-type: none"> • 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 cultivos 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
Chile	<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
Colombia	<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 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

	<ul style="list-style-type: none"> • 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)
México	<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. • 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 AL& 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, por ejemplo, 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 (ej. Bolivia, Venezuela, México). Todos los países que presentan un marco legal que promueve la penetración de los

biocombustibles en el mercado local, con la excepción de Brasil, otorgan algún tipo de subsidio¹⁹.

Dentro de la Agenda será entonces necesario evaluar el papel futuro de los Biocombustibles en términos de su contribución a la seguridad energética, por sus impactos macroeconómicos, sociales y ambientales.

Del mismo modo, dado que en países como Brasil se ha integrado a la producción de biocombustibles la producción de vehículos fuel-flex, es necesario delinear el alcance de los biocombustibles en el futuro teniendo en cuenta estos múltiples aspectos.

Dados los distintos tamaños de los mercados es claro que mientras que para la región de América Latina y el Caribe en su conjunto la cantidad de producción de biocombustibles para satisfacer su demanda interna representaría un impacto relativamente menor-aunque no neutro- respecto al total del uso de tierra cultivable, en el caso de los Estados Unidos la proporción sería extremadamente elevada (Cuadro 1.2.12.2.2).

Por consiguiente el mayor impacto a nivel regional surge precisamente del nivel de exportaciones a los Estados Unidos identificado como el mercado de mayor demanda potencial futura en escenarios de escasez de petróleo y búsqueda de seguridad de abastecimiento.

Por consiguiente un tema a dirimir es que mix de producción de biocombustibles en la región es sostenible si se desea incrementar la seguridad alimentaria regional y mundial y a la vez que extender el mercado de exportación de dichos biocombustibles.

¹⁹ Más recientemente, hasta el etanol brasilero, antes competitivo con relación a la gasolina, viene perdiendo su ventaja comparativa, como consecuencia de los movimientos de los productores –oligopolizados- para atender a los mercados de referencia más prometedores en términos de generación de excedente económico (alimentos).

Cuadro 1.2.12.2.2. Área necesaria para la sustitución del consumo final global de petróleo – 2006

País	Consumo		Área necesaria para biocombustible	Área aprovechable para agricultura	% del área aprovechable necesaria para biocombustible	Área superficial total del país	% de la área total del país necesaria para biocombustible
	10 ³ barriles/día	Mil millones litros/año	10 ³ hectáreas	10 ³ hectáreas	%	10 ³ hectáreas	%
EUA	20.655,5	1.198,7	399.580	416.902	96	916.192	44
Canadá	2.241,3	130,1	43.359	67.505	64	909.351	5
México	1.977,8	114,8	38.261	107.300	36	190.869	20
Total A. Norte	24.874,6	1.443,6	481.200	591.707	81	2.016.412	24
Argentina	421,3	24,4	8.150	128.747	6	273.669	3
Brasil	1.818,5	105,5	35.180	263.600	13	845.942	4
Chile	257,5	14,9	4.981	15.242	33	74.880	7
Colombia	230,4	13,4	4.457	42.051	11	110.950	4
Ecuador	148,2	8,6	2.866	7.250	40	27.684	10
Perú	138,8	8,1	2.685	21.210	13	128.000	2
Venezuela	553,2	32,1	10.701	21.640	49	88.205	12
Otros (A. Sul y Central)	1.208,0	70,1	23.369	114.407	20	284.842	8
Total A. Sul y Central	4.775,9	277,2	92.390	614.147	15	1.834.172	5

Fuente: Dornelles, 2007.

Nota: consumo de petróleo – British Petroleum; Área aprovechable para agricultura – FAO apud MME, 2006. Productividad media para biocombustibles – 3.000 litros/Ha.

1.2.13. Biomasa

1.2.13.1. Leña

América Latina y el Caribe es junto a otras regiones menos desarrolladas, un fuerte consumidor de leña.

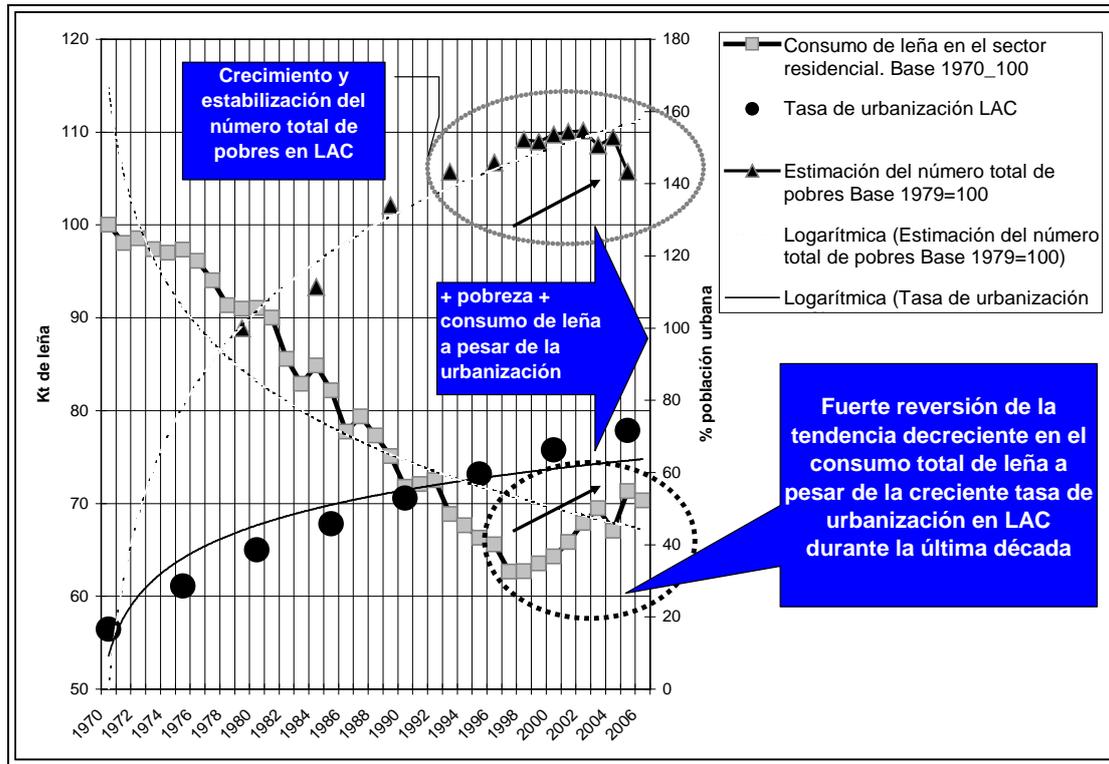
Aún cuando en muy pocos casos los procesos de deforestación se producen por el consumo de leña por parte de los habitantes de la región²⁰, en algunos casos críticos como el de Haití esta causa puede ser importante en ausencia de la promoción de programas de uso racional.

Por otra parte en general, el consumo de leña suele ir asociado a niveles de pobreza y depende de las tasas de urbanización.

La sustitución de la leña por fuentes modernas de energía tiene, como es sabido, fuertes impactos positivos sobre la calidad de vida, las cuestiones de disminución de desigualdad entre géneros, calidad educativa e infancia y otros indicadores sociales. En América Latina y el Caribe, el consumo de leña decayó en forma constante entre 1970 y 1998 pero sufrió un incremento en el período 1998-2002 cuando buena parte de la región sufrió los impactos de la crisis antes del despegue 2003-2008 (Gráfico 1.2.13.1.1).

²⁰ Según estudio de FAO y de muchos países, la mayor causa de deforestación en los últimos años se ha debido a la extensión de la frontera agrícola derivada de la demanda de alimentos, materias primas y aún biocombustibles.

Gráfico 1.2.13.1.1. Consumo total de leña, estimación del número de pobres y tasas de urbanización. En Miles de Toneladas/año, millones de personas y porcentaje de población urbana sobre población total



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE-OLADE y CEPAL- Proyecto Iniciativa conjunta CEPAL-PNUD- Club de Madrid, Contribución de los Servicios Energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, 2008- 2009.

En el Cuadro 1.2.13.1.1 se presentan indicadores relacionados con el uso de la leña en la región.

Cuadro 1.2.13.1.1. 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%	
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

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 halla 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.

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 1.2.13.1.2. Tipología regional del consumo de leña y carbón vegetal según la participación respecto al consumo de energía por habitante e importancia del sector residencial

		% 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 datos de población de CEPAL.

Del análisis efectuado se desprende que 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 (ej. Paraguay).

Según las metas de desarrollo de estos países y de las de inclusión social, la oferta de estos sustitutos podría representar importantes mercados y desafíos para la expansión de la oferta, a la vez que implicar la necesidad de focalizar subsidios. Por lo tanto la atención del estudio de estas situaciones se constituye en un punto focal complejo, que la Agenda Energética Regional debería abordar bajo una mirada común.

Cuadro 1.2.13.1.3. 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 1.2.13.1.4. Síntesis de las perspectivas de sustitución y mejora de eficiencia en el 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

La provisión y fabricación de cocinas y estufas eficientes complementa la necesidad de establecer metas de sustitución en el marco propositivo de la Agenda Regional.

Seguidamente se detallan problemas y temas de investigación que es necesario también encarar como parte de la Agenda.

Problemas y temas de investigación

- 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 leña²¹. Efectivamente, no es posible analizar en

²¹ En algunos países como Colombia los relevamientos primarios de información realizados muestran la importancia que pueden tener para la imputación de consumos en los los Balances Energéticos los supuestos sobre la relación entre el consumo real de leña y las eficiencias de los artefactos cuando no se considera el tiempo que la leña es quemada respecto al tiempo de su uso efectivo en un uso determinado, por ejemplo, cocción de alimentos.

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.

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.

1.2.13.2. Otras Biomosas (residuos agrícolas, pecuarios, agroindustriales, efluentes)

Por sus características de región productora de recursos agroforestales y dotación de recursos naturales, América Latina y el Caribe presentan una considerable diversidad y abundancia de fuentes de biomasa. Los indicadores de su aprovechamiento actual se presentan seguidamente.

Cuadro 1.2.13.2.1. Indicadores relacionados con el uso energético de otras biomosas 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

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 biomásas para autoproducción de electricidad (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 generación de electricidad de Servicio Público (SP), todos ellos de Mesoamérica (Guatemala 33% de la demanda en SP, Honduras 18%, Costa Rica 3%, Nicaragua 1%).

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 a pesar de los desarrollos tecnológicos que han sido vastos desde 2000 en adelante a escala mundial.

En relación a los recursos pecuarios, la tecnología utilizada comercialmente para convertirlos en biogás es la digestión anaeróbica.

Recursos potenciales

Una estimación de los recursos potenciales se presentan en el cuadro siguiente:

Cuadro 1.2.13.2.2. 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.

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. Los mayores porcentajes respecto de la OTEP se registran en Chile, Ecuador, Brasil, y Perú.

Sin embargo, debe ser tenido 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.

Principales restricciones para la utilización de residuos de biomasa en AlyC

Las principales restricciones identificadas se muestran seguidamente:

Cuadro 1.2.13.2.3. 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

Tecnologías

Cuadro 1.2.13.2.4. 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	Existe experiencia en ALyC en baja potencia (Brasil, Chile, Argentina, Paraguay). Mayor eficiencia respecto de la tecnología de vapor Produce calor y electricidad	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.	Forestal/Aserradero Agroindustrial
Digestión anaeróbica	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	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 (H ₂ S). Requiere separación de CO ₂ y acondicionamiento para poder ser inyectado a redes de GN distribuido	Actividad pecuaria Tratamiento de aguas servidas y otros efluentes con alto contenido de materia orgánica (e.g. agroindustriales)

Fuente: elaboración propia

Problemas y temas de investigación

- 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.
- Incipiente introducción del concepto de ciudades sostenibles en la región lo que debe ser promovido desde políticas públicas activas para utilización de biogas de vertederos y rellenos sanitarios.

Perspectivas y recomendaciones

- 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)²². 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.

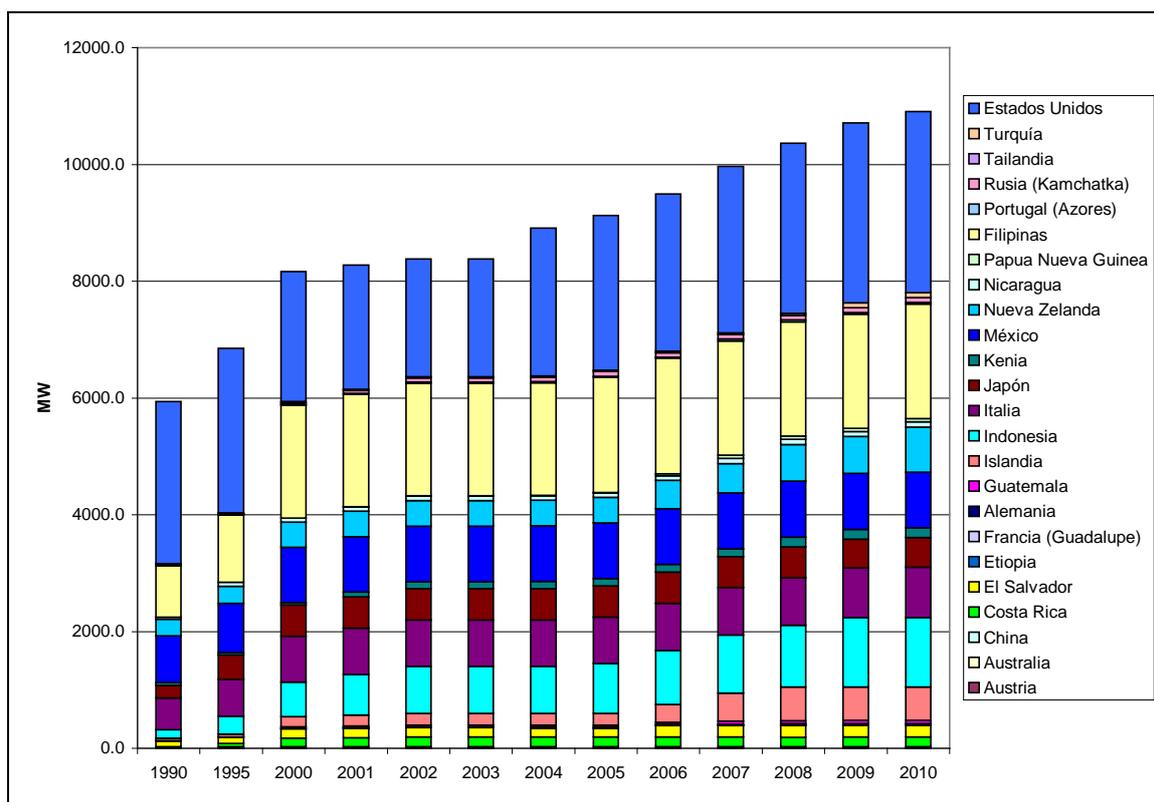
1.2.14. Geotermia

El crecimiento de la capacidad instalada en Geotermia ha sido modesto, del orden del 3.1% a.a. en los últimos 20 años y un poco menor en los últimos diez (2.8% a.a.).

La capacidad total en 2010 era próxima a los 11 GW, de los cuales la región representaba un 13.5%, porcentaje inferior al 15.7% que representaba a nivel mundial en 1990.

²² (UNFCCC, 2011)

Gráfico 1.2.14.1. Capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia. Período 1990-2010. En MW



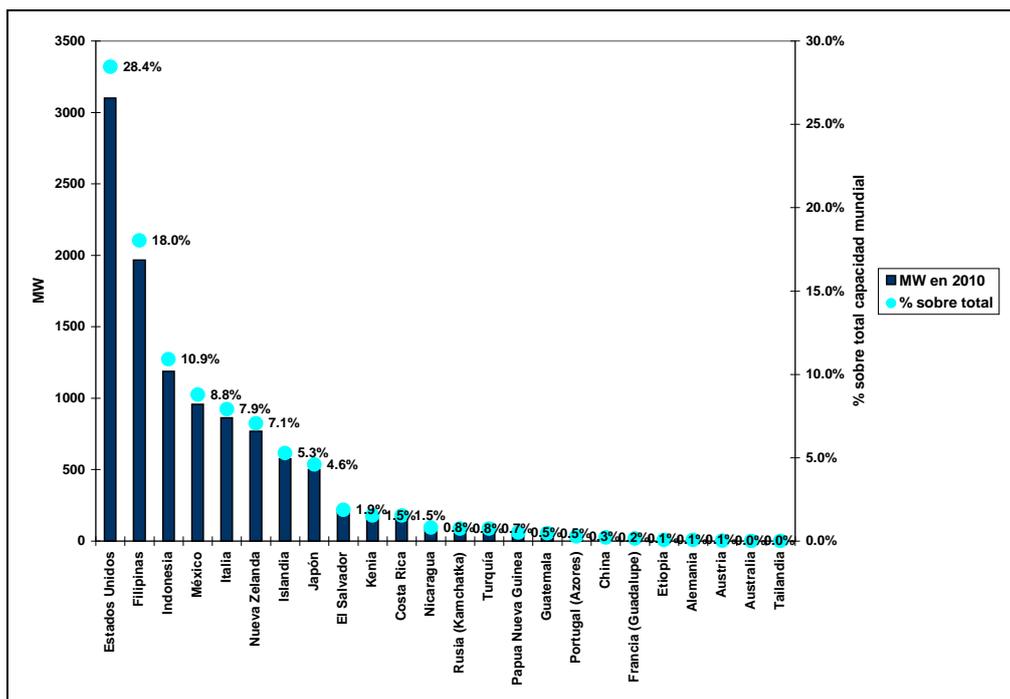
Fuente: elaborado con datos de BP, 2010, basados en papers presentados a la International Geothermal Association.

La relativamente fuerte presencia regional en esta fuente es atribuible a México y a los desarrollos en Nicaragua, Guatemala, El Salvador y Costa Rica, la mayor parte de ellos emprendidos durante 1990 a 2000.

En la última década sólo se agregaron en Mesoamérica-única región con capacidad instalada en AL&C- unos 123 MW, correspondientes en un 86% a los países más pequeños (Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Nicaragua) y solo el 14% restante a México.

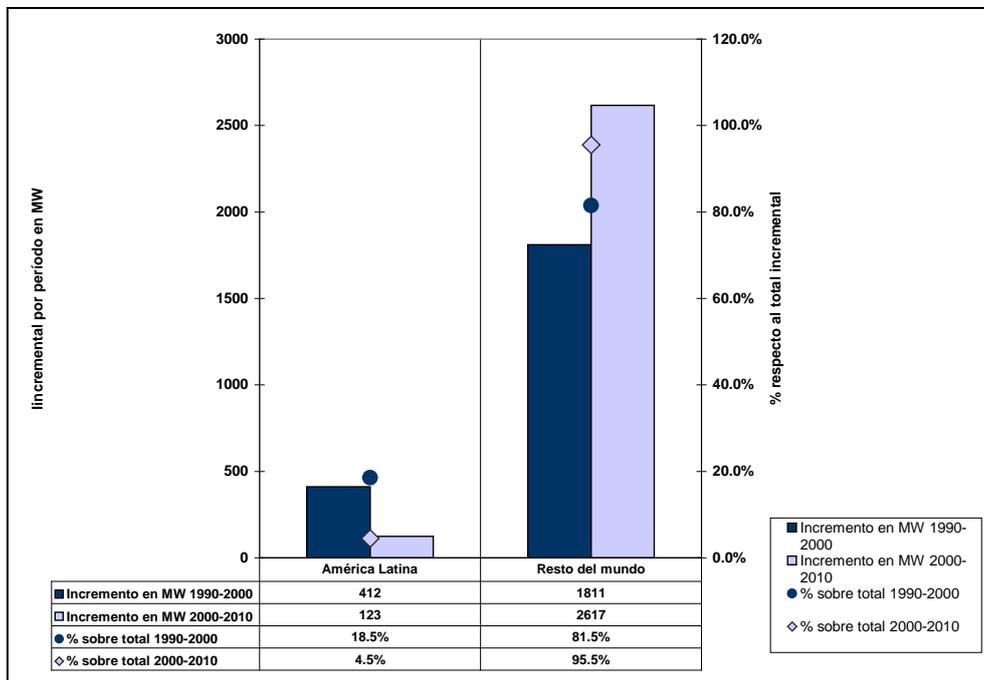
La importancia de esta fuente por países y la contribución a los incrementos en capacidad instalada se pueden observar en los Gráficos 1.2.14. 2 y 1.2.14.3 respectivamente.

Gráfico 1.2.14.2. Capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia_ situación 2010. En MW



Fuente: elaborado con datos de BP, 2010, basados en papers presentados a la International Geothermal Association.

Gráfico 1.2.14.3. Incremento en la capacidad instalada a partir de fuentes de Geotermia Mesoamérica y resto del Mundo: 1990-2000 y 2000-2010. En MW



Fuente: elaborado con datos de BP, 2010, basados en papers presentados a la International Geothermal Association.

En los restantes países de la región se han tenido proyectos piloto y evaluaciones. Por ejemplo en Argentina la planta piloto de Copahue (675 kw) construida en 1988 fue decomisada en 1996. Actualmente existen seis nuevos proyectos en estudio aunque se cree que su contribución sería modesta.

En el caso de Bolivia varias evaluaciones se realizaron a partir del conocimiento minero-energético y prospectivas de ese país realizadas entre 1995 y 1999 en Laguna Colorada, sobre la base de las buenas prospectivas desarrolladas entre 1987 y 1992 en el campo Sol de Manana identificado como de elevada entalpía sobre la base de seis perforaciones.

En el caso de Chile se está desarrollando un proyecto entre la petrolera estatal ENAP y En el Green Power que se cree agregaría 150 MW a la capacidad regional. Aunque Chile presenta potenciales promisorios, las elevadas alturas, junto a profundidades de 2000 mts o mas para obtener el fluido, las dificultades de proximidad de redes de transporte y otros factores parecen limitar su mayor desarrollo.

Por último entre los países que tienen potenciales se halla Panamá aunque se cree que los costos de transporte serían una fuerte limitación para un desarrollo comercial viable.

1.2.15. Síntesis

En las secciones pasadas se ha presentado de modo resumido las disponibilidades estimadas de distintos recursos energéticos, sean convencionales o no convencionales y dentro de ellos los renovables y los no renovables. También se ha indicado de un modo general la localización espacial de dichos recursos y potenciales, el estado de conocimiento y desarrollo de las diversas tecnologías, sus impactos ambientales y sus prospectivas a la fecha.

Del mismo modo se ha situado para cada recurso la situación a nivel regional destacando los potenciales, los desarrollos alcanzados y previstos y la mayor o menor prospectividad de cada uno de ellos en el futuro, en base a un conjunto de informaciones sostenidas o bien que presentan distintos grados de evaluación e incertidumbre. En los Informes II y III se profundizará esta prospectiva al analizar tanto los aspectos normativos y la regulación, como los balances entre la oferta y la demanda en cada país y sub-región para el conjunto de las fuentes y a nivel particular de cada cadena energética.

Parte de la tarea de la Agenda deberá ser lograr identificar con mayor precisión estos potenciales con miras poder responder a preguntas clave como las siguientes:

- ¿Como debería encarar la región el tema de la seguridad de suministro (de corto y largo plazo) frente a las lecciones aprendidas y las crisis ocurridas en distintos países?
- ¿Que importancia es asignada a cada tipo de recurso energético y sobre la base de que fundamento? Por ejemplo, ¿debe la región alentar la diversificación de fuentes no convencionales de

hidrocarburos, de fuentes renovables y otras de alta intensidad tecnológica siguiendo las tendencias mundiales o concentrar sus esfuerzos en explotar e integrar los recursos más abundantes? En síntesis la pregunta es: ¿cuál es el “equilibrio” adecuado entre las diferentes fuentes de energía de acuerdo a los recursos disponibles en la región?

- En tanto respecto a las fuentes renovables cada país debe elegir qué fuente y tipo de energía renovable va a promocionar, el debate deberá poder clarificar la postura de los actores frente a energía eólica, solar, biomasa y biocombustibles y también por el tipo de instrumento para promocionarlas, que es una decisión distinta. En tal sentido parece también importante conocer las opiniones en torno a si los países deben privilegiar una fuente o más bien usar instrumentos económicos orientadores, de modo que los mejores proyectos sean elegidos (por ejemplo al ofertar un precio de venta de EE más bajo en una licitación).
- ¿Existen condiciones y predisposición para crear financiamiento con objetivos pro desarrollo, (bajas tasas, período de gracia, disponibilidad rápida, largos plazos de devolución y fomento para la radicación local de producción de equipos, servicios, etc.) En caso de que haya posturas acerca de su conveniencia ¿a qué fuentes deberían ser aplicadas?
- ¿Cómo visualizan los actores del sector petrolero el futuro papel de América Latina y el Caribe en el contexto petrolero internacional siendo que actualmente, luego de Medio Oriente, aparece como la segunda región mundial productora de crudo?
- ¿Qué tipo de barreras existen en el ámbito de la cooperación y transferencia de tecnología (upstream y downstream) entre los países de la región?
- ¿Cómo se visualiza el problema de lograr un mayor acceso a la energía? Por Ej. ¿Debe o no haber subsidios y con qué criterios rectores? ¿Estos subsidios deben ser intrasectoriales o cruzados entre sectores de consumo? ¿En qué fuentes y con qué propósito?
- ¿Es deseable llegar a un acuerdo sobre captura y transferencias de rentas provenientes del sector bajo un esquema planificado como instrumento de políticas para asegurar suministro y mayor acceso?
- ¿Cómo puede la región llegar a políticas de precios y tarifas más homogéneas atendiendo a su diversidad actual?
- ¿Debería el sector identificar una estrategia frente a los temas ambientales globales, especialmente Cambio climático? ¿Por qué? ¿Cuál sería la estrategia más adecuada?
- Si hubiera que definir prioridades entre distintos ejes como: 1- Seguridad de suministro; 2- Medioambiente; 3- Acceso y accesibilidad ¿Cómo ordenarían los actores estas prioridades y por qué?
- ¿Qué ventajas se derivan de seguir las pautas de desarrollo energético como definidas en la Agenda Mundial y en qué aspectos la Región

debería tener su propia postura definida en base a su distinto estadio de desarrollo económico, social y tecnológico y los objetivos de crecimiento, equidad y medioambiente?

- ¿Como se visualiza el papel de la integración e intercambios de energía en la región y sus sub-regiones con respecto a los ejes mencionados?

Estas preguntas desde la región se enmarcan en un marco mundial donde parte de estas mismas preguntas se hallan formuladas en un contexto que busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles tanto en términos de seguridad de suministro como de reducción de los impactos ambientales globales. Esta postura a su vez, sin duda alguna, impacta e impactará en la región sea sobre el acceso al financiamiento, sobre la orientación preferencial o no hacia determinados emprendimientos tecnológicos y la explotación de los recursos energéticos, sus formas de producción, consumo y utilización, pero también sobre la demanda de dichos recursos sobre cuya base muchos países plantean su crecimiento futuro

Las líneas identificadas desde los países desarrollados para la agenda energética mundial son básicamente las siguientes:

1. Diversificar canales para la producción de combustibles, electricidad y calor para asegurar la seguridad de suministro y precios de largo plazo inferiores a los de los combustibles de fuentes convencionales.
2. Reducir la contaminación y emisiones producidas por el uso de fuentes convencionales que causan problemas a la salud humana, a los sistemas naturales a las plantaciones y cultivos y a distintos bienes materiales.
3. Bajar el nivel total de emisiones a largo plazo mediante su mitigación de modo tal de poder obtener niveles sostenibles de las mismas.
4. Mejorar el acceso global a las fuentes no convencionales de energía y simultáneamente alcanzar las metas de desarrollo del milenio haciendo un uso ventajoso de la disponibilidad local.
5. Reducir la dependencia energética y minimizar el gasto en combustibles importados.
6. Reducir los conflictos relacionados con la extracción de recursos minero-energéticos de disponibilidad limitada a medida que mayores cantidades de energías renovables ingresen al mercado.
7. Impulsar el desarrollo económico creando nuevos empleos vinculados al desarrollo de renovables.
8. Alcanzar un balance adecuado entre el uso de combustibles fósiles y otras fuentes, en resguardo de su disponibilidad para generaciones futuras.

En tanto un conjunto muy grande de paquetes de medidas se han tomado ya en esa dirección, se espera que entre 2020 y 2050 se alcancen estos objetivos.

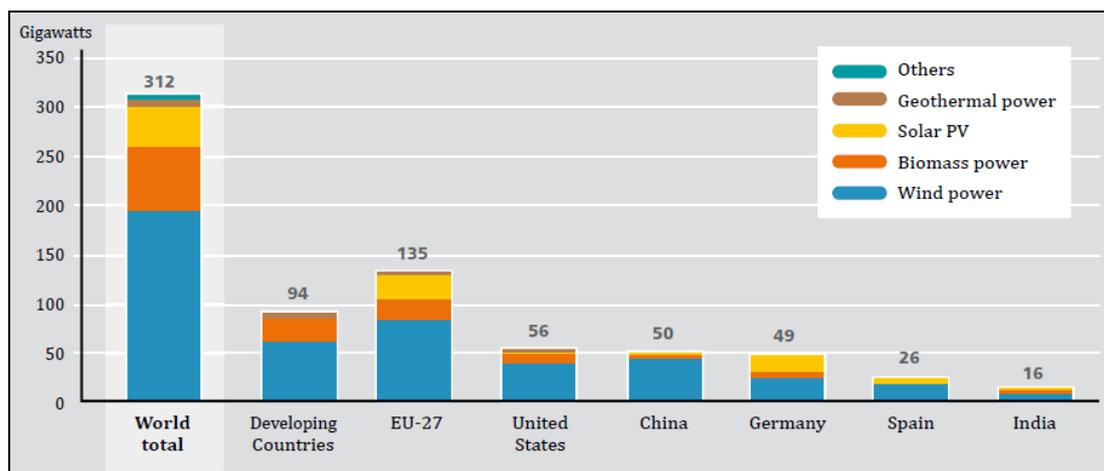
Sin embargo el uso intensivo de algunas renovables presenta desafíos generales frente a los cuales la región puede verse afectada de modo particular o no.

Estos desafíos proviene de factores como:

1. La intensidad energética de las fuentes renovables es poco densa en términos del uso del espacio sea en términos de unidades energéticas obtenidas por m² o por m³. En consecuencia su uso extensivo puede competir con tierras cultivables necesarias para producir alimentos, o bien alterar la biodiversidad y los ecosistemas.
2. El grado de intensidad de capital por unidad de energía producida es elevado lo que requiere de financiamiento a muy largo plazo y bajas tasas de interés.
3. Los costos de la energía producida son aún más elevados que los de las fuentes convencionales y, aunque se espera bajen a medida en que sean utilizados en mayores escalas y se logre acelerar las curvas de aprendizaje para reducir sus costos, su penetración requiere de esquemas específicos que a su vez pueden tener impactos negativos en términos de acceso y accesibilidad.
4. La explotación intensiva de renovables puede causar también daños ambientales o los argumentos sobre dichos impactos pueden ser utilizados contra algún emprendimiento clave en la región o en otras a las cuales las economías se hallan vinculadas.
5. La intermitencia de la mayor parte de las fuentes renovables requiere de sistemas complejos para lograr equilibrios de oferta y demanda diarias lo que supone mercados con mecanismos flexibles y tecnologías adecuadas a dicha flexibilidad que pueden ser costosas.
6. El potencial total de las renovables a escala mundial se halla en continua revisión y se cree que las evaluaciones más finas han reducido dicho potencial a cerca de una tercera parte de la estimada a comienzos del 2000.

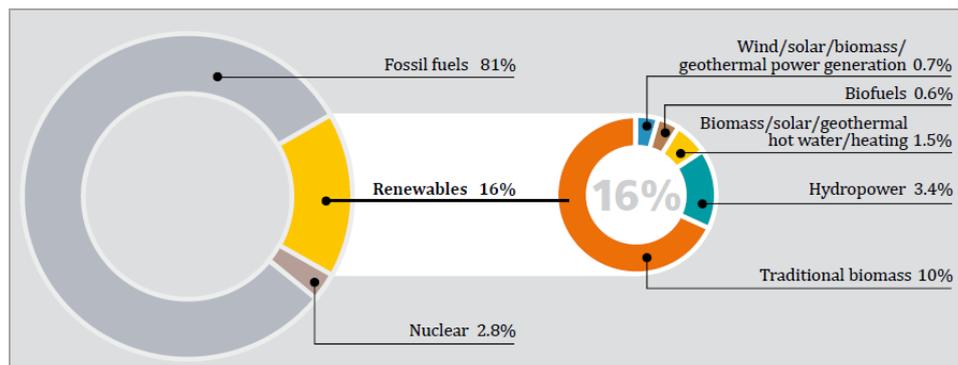
Una síntesis del estado actual de ellas en el mundo, en los países en desarrollo y en las cinco mayores economías del mundo se presenta en los siguientes gráficos.

Figura 1.2.15.1. Capacidad renovable instalada – 2010 – países en desarrollo, Europa y las cinco mayores economías mundiales



Fuente: REN21, 2011. Obs.: no incluye generación hidroeléctrica.

Figura 1.2.15.2. Participación de renovables en el consumo final global de energía – 2009



Fuente: REN21, 2011.

Buena parte de los interrogantes antes formulados, por otra parte, se vinculan con los escenarios de precios y los de oferta y demanda proyectada, tema que será tratado a continuación.

1.3. Escenarios de precios internacionales y proyecciones de demanda

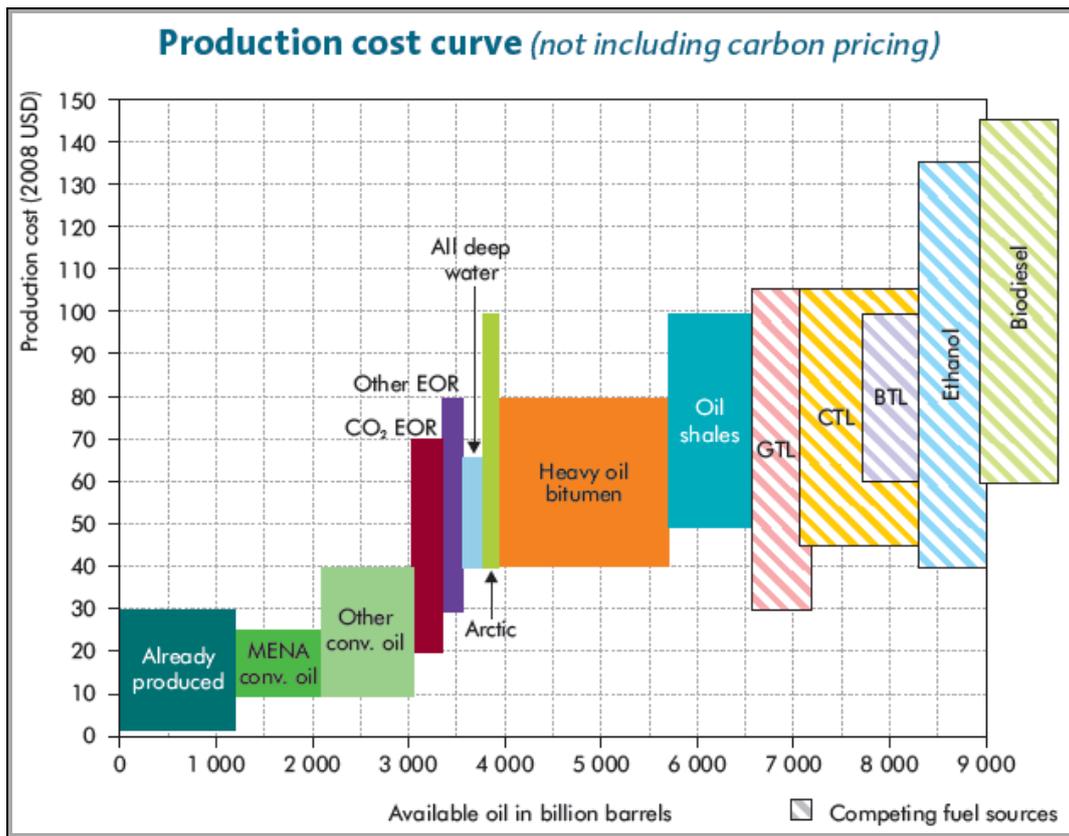
1.3.1. Los fundamentos de los escenarios de precios

Uno de los aspectos más complejos para evaluar la conveniencia de inducir procesos de sustitución entre fuentes de energía y orientar la matriz energética en la dirección que se considere deseable desde un vector de criterios multiobjetivo, lo constituye la incertidumbre con respecto a la evolución futura de los precios internacionales.

Como se ha visto, la mayor parte de las fuentes renovables de energía requieren, precisamente sobre esta base, aún de grandes esfuerzos de avances tecnológicos, I&D y medidas especiales de fomento o bien de una carga impositiva a las emisiones de CO₂ impuesta sobre el consumo de combustibles fósiles, que no ha sido posible consensuar en el marco de múltiples negociaciones internacionales desde 1990 a la fecha.

Una aproximación válida para el caso del conjunto potencial de sustitutos de los recursos convencionales de uso en el sector transporte u otros que dependen de líquidos, se muestra en el siguiente gráfico tomado de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2010).

Gráfico 1.3.1.1. Costos de producción de recursos energéticos y disponibilidad en escala



Fuente: IEA, 2010.

Según esta apreciación, a un nivel de precios internacionales próximos a los u\$s 30 por barril, el nivel de recursos se asemeja bastante al de las reservas mundiales de petróleo convencional, pero a un nivel de u\$s/bl 40 la inclusión de otros recursos duplicaría los 1.5 mil millones de barriles de reservas comprobadas.

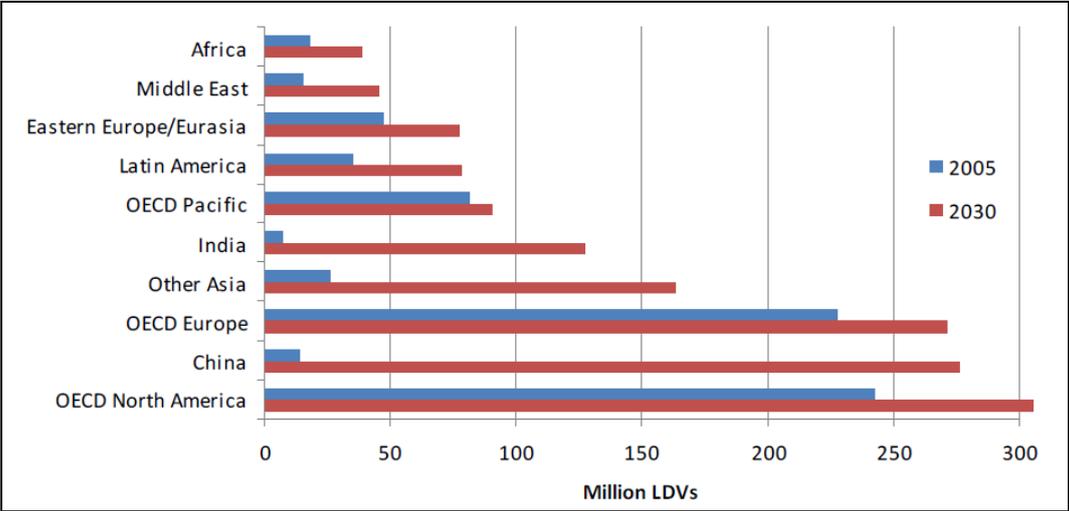
En la banda u\$s/bl 40-60 ingresan ya una gran parte de los combustibles alternativos desde los crudos pesados y extrapesados, hasta los combustibles de síntesis, el oil shale y distintos biocombustibles aunque en una fracción menor.

Para la gama U\$s 60-80, casi un 50% de los recursos no convencionales parecen viables y en el techo de los u\$s/bl 140 (a precios constantes de 2008) ingresaría el conjunto de potenciales que en forma aproximada multiplicaría por seis las reservas probadas de crudo.

Los mayores fundamentos para la continuidad del crecimiento de la demanda de petróleo u otros líquidos que son equivalentes, lo constituye aún la proyección del incremento del parque automotor a escala mundial en tanto el sector industrial puede reposar en fuentes alternativas como gas natural o carbón para usos calóricos y, la producción de electricidad, en una fuente muy diversa de alternativas como se ha visto ya. Al mismo tiempo los sectores residencial y comercial descansan en los suministros eléctricos, el gas natural, el GLP u otros productos sean líquidos o de biomasa para el conjunto de usos.

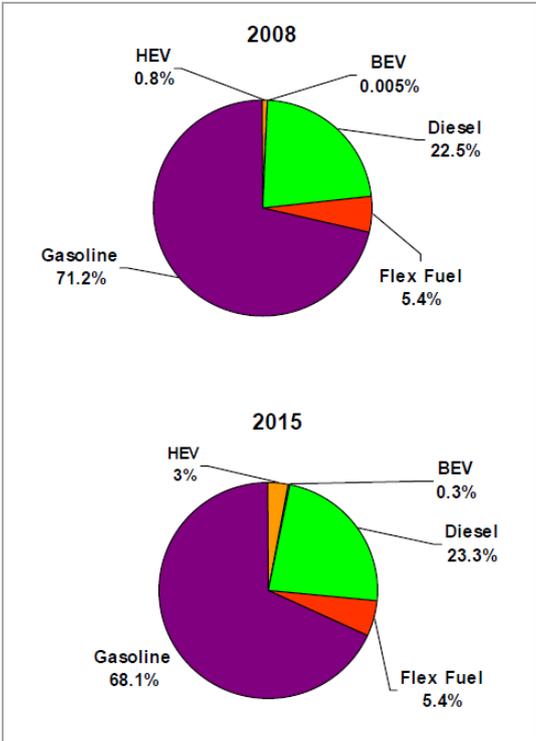
Las distintas fuentes de información muestran que en el horizonte al 2030 el incremento en el número de unidades de transporte liviano con motores de combustión interna continuará creciendo a pesar de que es posible que una mayor proporción de vehículos sea, hacia 2020, propulsado por GNC y Electricidad (Gráficos 1.3.1.2 a 1.3.1.5).

Gráfico 1.3.1.2. Proyección del stock de vehículos livianos por región según la Agencia Internacional de Energía - 2005 - 2030



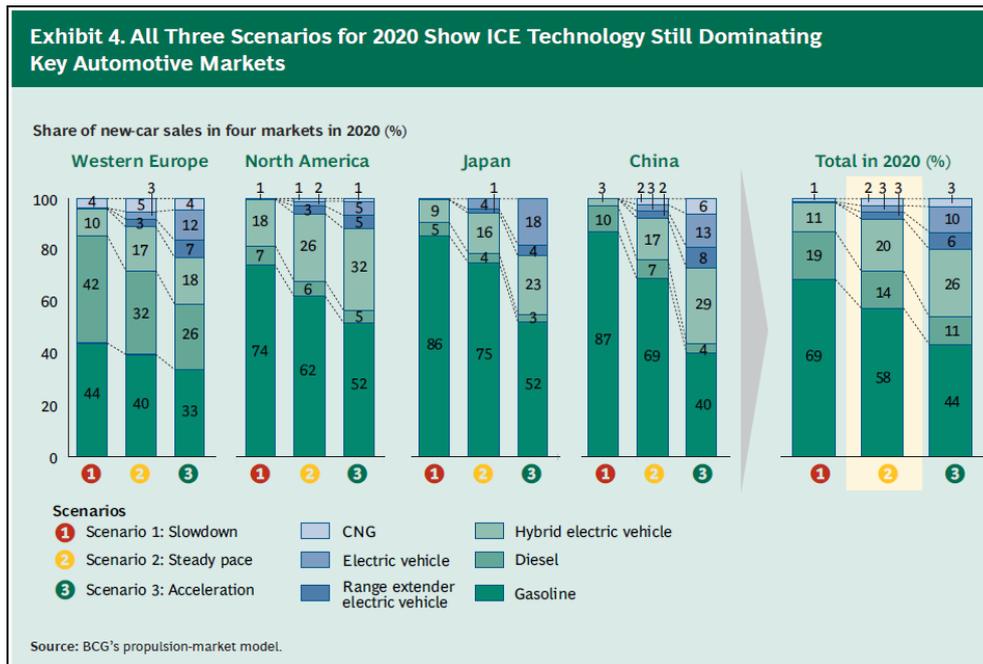
Fuente: IEA World Energy Outlook 2009.

Gráfico 1.3.1.3. Predominio de los motores de combustión interna en el mediano plazo 2008 - 2015



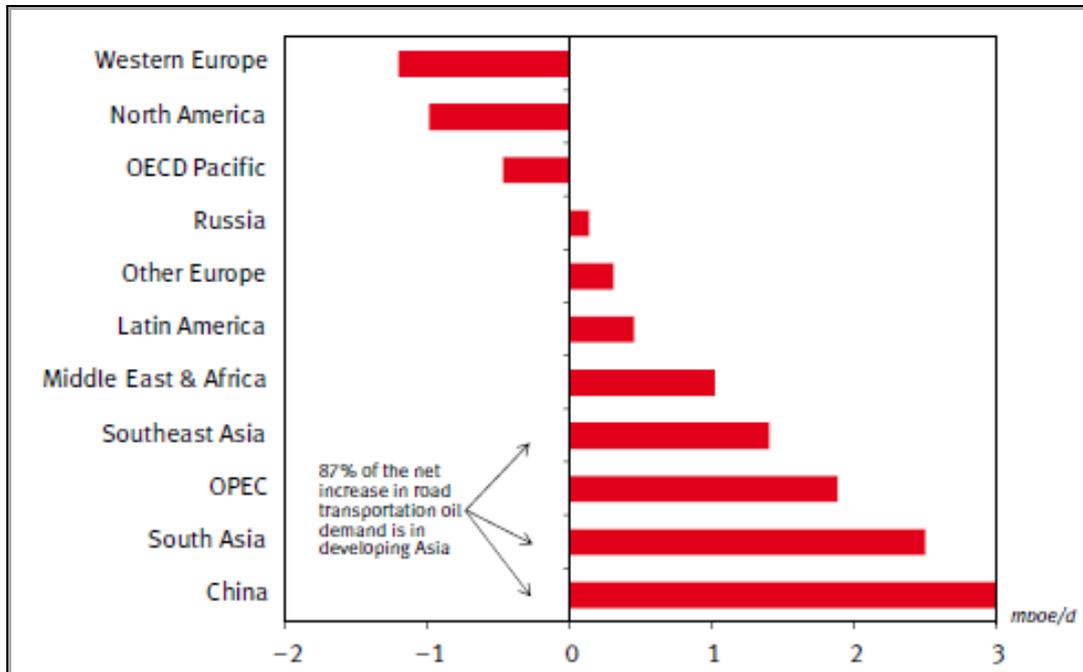
Fuente: JD Power Automotive Forecasting, 2010.

Gráfico 1.3.1.4. Escenarios de participación de las tecnologías de propulsión (%)



Fuente: BCG, 2009. BOSTON CONSULTING GROUP (BCG). The comeback of the electric car? How real, how soon, and what must happen next. Boston, 2009.

Gráfico 1.3.1.5. Crecimiento en el consumo de petróleo en el transporte por carreteras) 2007–2030 (millones de barriles de petróleo equivalente/día)



Fuente: OPEC, 2011.

Como resulta evidente el mayor crecimiento relativo se produce en Asia y otras regiones con economías emergentes, lo que supone una continuidad del modelo de crecimiento a dos velocidades al menos hasta el año 2030.

En cierto modo es muy difícil trabajar sobre una hipótesis de total reversión de esta tendencia iniciada a comienzos de la década pasada precisamente porque el conjunto de ventajas competitivas se ha trasladado a las economías emergentes en base a un costo menor de la mano de obra junto a la capacidad de utilizar y desarrollar tecnología de alto nivel y de consumo en los mercados mundiales. Sin duda este ha sido el motor exógeno del crecimiento asiático del que se ha beneficiado la región latinoamericana, pero al mismo tiempo ha sido el motor del crecimiento endógeno en estas regiones emergentes y también para la demanda de los países desarrollados proveedores de alta tecnología, bienes de capital, infraestructura, servicios financieros y otros servicios y manufacturas.

La continuidad de este modelo en el largo plazo presenta actualmente varios desafíos. Uno de ellos es el de la crisis financiera internacional que es la que ha profundizado en realidad los problemas estructurales de los países desarrollados²³. El otro, menos analizado, se refiere al propio ciclo interno que todos los países han debido afrontar al agotarse su fase dinámica de modernización y urbanización (Kozulj, R. 2001; 2011). Este último es sin duda un factor endógeno pero conectado, dado el potencial de población de China e India, con el anterior por cuanto el crecimiento del mercado interno de estos grandes países puede verse afectado por un menor nivel de actividad derivado de una caída de sus exportaciones a los países desarrollados desacelerando o aún deteniendo el crecimiento global y de las regiones emergentes.

Por esta razón ninguna predicción puede ser efectuada acerca de la evolución del parque de vehículos, en general vinculado con el desarrollo urbano y el nivel de ingresos de las respectivas poblaciones.

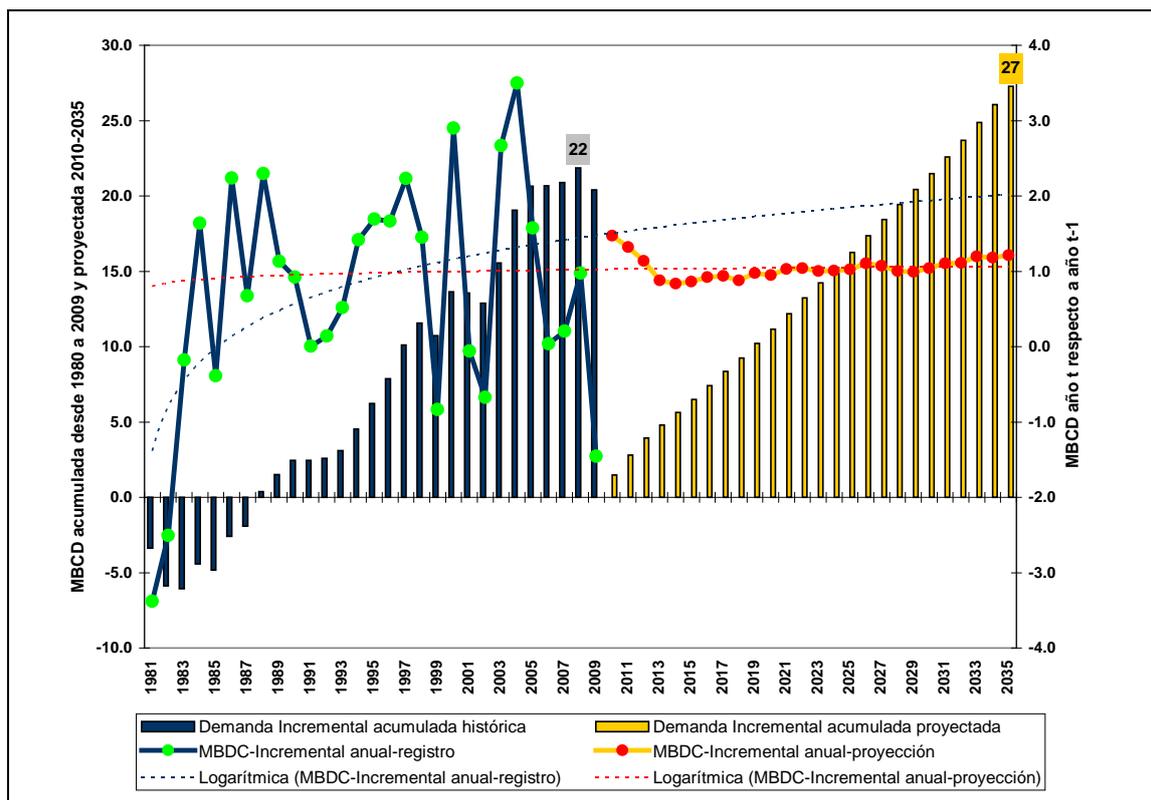
De hecho, las proyecciones de precios del petróleo establecen una banda que en sus extremos incluye escenarios de bajo crecimiento económico mundial (impacto económico) junto a una reducción de la intensidad energética petrolera (impacto de nuevas tecnologías), y en su opuesto elevado crecimiento con mayor rigidez tecnológica. El escenario base supone una tendencia en lo económico y en lo tecnológico que balancea ambos aspectos y generalmente toma como referencia comportamientos estudiados en un período cercano al año de referencia, sobre la asunción de supuestos de que no se presentaran factores disruptivos.

Las proyecciones de consumo de petróleo disponibles indican una demanda incremental próxima a los 27 millones de barriles por día para los próximos 25 años, mientras que en los últimos 28 años el registro fue de 22 MBCD.

Aunque los comportamientos erráticos de la demanda en el registro histórico arrojan un tendencia del crecimiento de la demanda y oferta superior a la resultante de las proyecciones éstas aún suponen un elevado dinamismo en el escenario de referencia de la EIA/DOE (2010, 2011) (Gráfico1.3.1.6)

²³ En realidad durante 2004 2007 el empleo en el mundo desarrollado no se vió afectado por el desplazamiento de la producción y el comercio y la reconfiguración espacial ya mencionada. El impacto lo produjo principalmente las restricciones financieras impuestas por la crisis sobre el nivel del consumo interno en esos países.

Gráfico 1.3.1.6. Proyecciones de demanda y oferta de crudo del escenario de referencia 2010



Fuente: elaborado con datos de la EIA/DOE acceso agosto de 2011 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010.

Esta prospectiva supone un crecimiento de la oferta y demanda de crudo del orden de poco más del 1% anual acumulativo y ninguna alteración de las proporciones del origen de la oferta según se trate de los países miembros de la OPEP u otros exportadores (Gráfico 1.3.1.7).

En cierto modo el escenario propuesto es coherente con la visión del escenario económico mundial de la persistencia de un mundo desarrollándose a dos velocidades distintas, una vez superada la crisis (Cuadro 1.3.1.1).

Seguramente este escenario será corregido en algún grado pero no es de esperar que se presenten señales demasiado distintas a las del AEO 2010 para el largo plazo, lo que no significa que estos supuestos se mantengan en el desenvolvimiento futuro necesariamente por las razones antes expuestas.

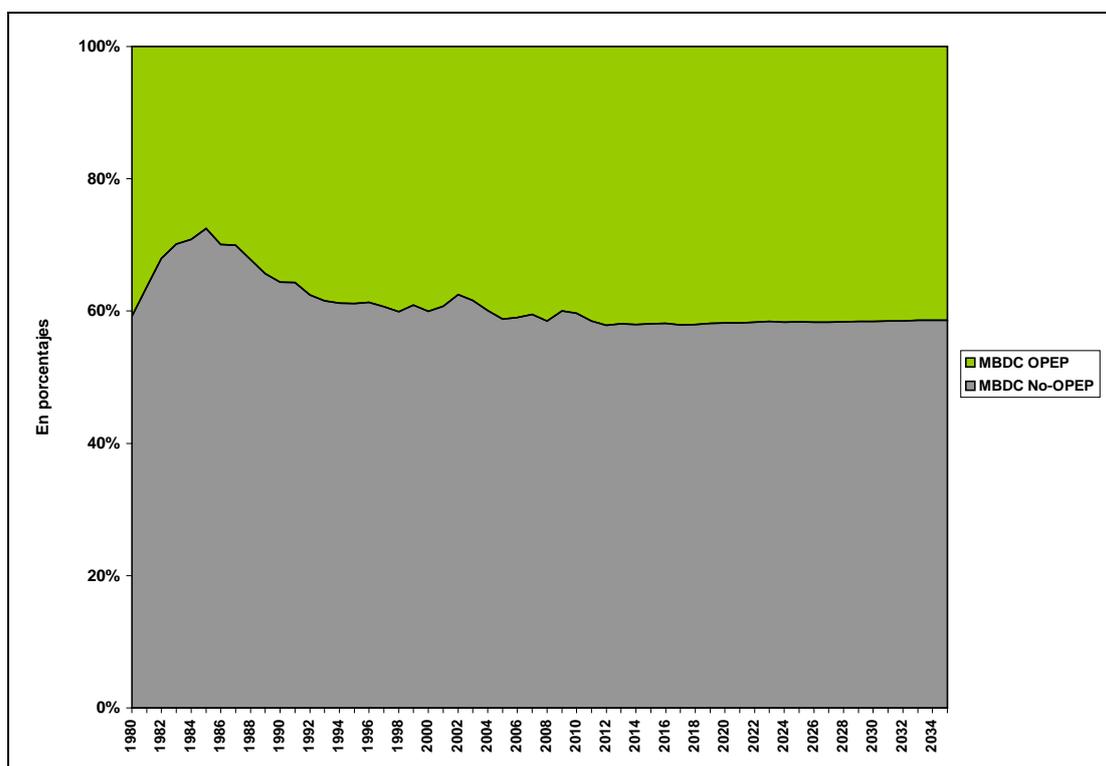
El problema que se visualiza hacia el futuro mediano e inmediato es respecto de las reservas por tipo de densidad del crudo. En general se prevé exista más abundancia de petróleos pesados, mientras escasearán los livianos que son los que implican menores costos para obtener los derivados para el Transporte. La necesidad de incrementar el grado de complejidad de las refinerías para aumentar la capacidad de conversión significará mayores costos para idénticas cantidades de crudo a consumir en el futuro.

Cuadro 1.3.1.1. Proyecciones de crecimiento económico por grandes regiones utilizadas en el escenario de referencia 2010

Region	Average Annual Percentage Change
OECD	2.0
OECD North America	2.4
OECD Europe	1.7
OECD Asia	1.3
Non-OECD	4.4
Non-OECD Europe and Eurasia	2.5
Non-OECD Asia	5.1
Middle East	4.0
Africa	3.9
Central and South America	3.4
Total World	3.2

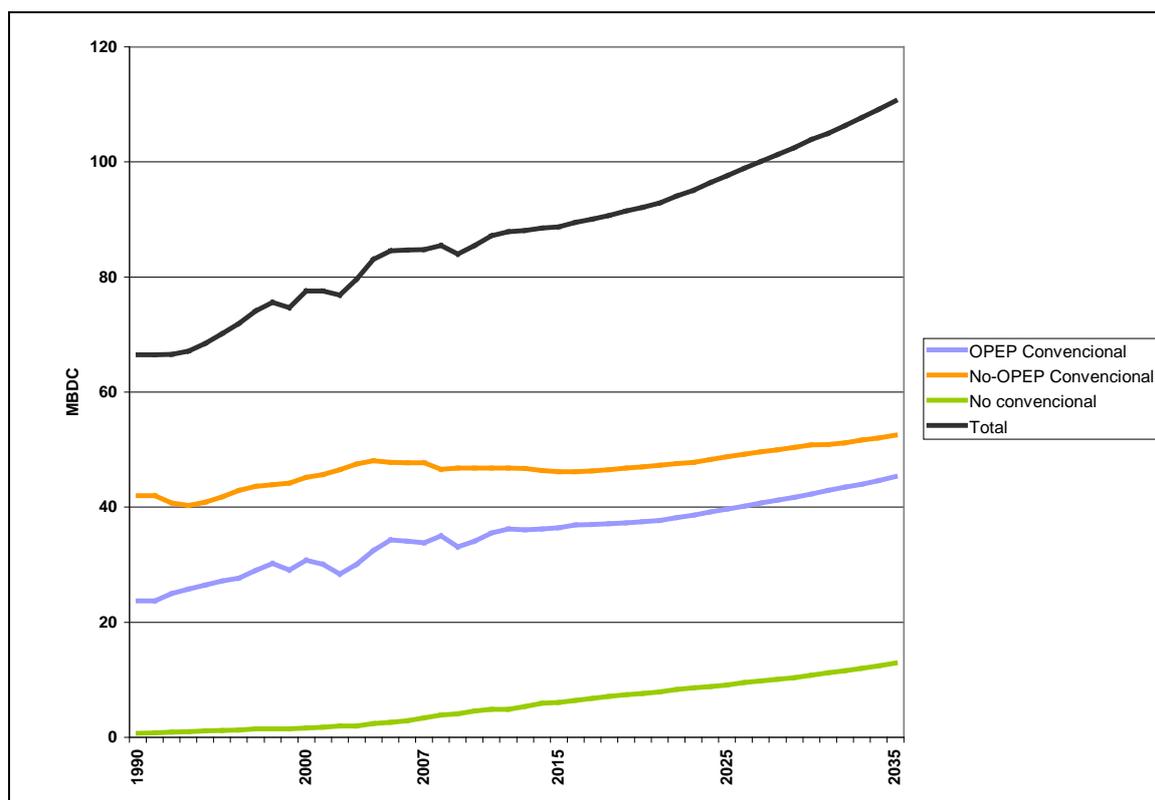
Fuente: elaborado con datos de la EIA/DOE acceso agosto de 2011 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010, tabla 3.2.

Gráfico 1.3.1.7. Proyecciones de la oferta de crudo del escenario de referencia 2010 según origen de la oferta



Fuente: elaborado con datos de la EIA/DOE acceso agosto de 2011 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010.

Gráfico 1.3.1.8. Proyecciones de la oferta de crudo del escenario de referencia 2010 según tipo de crudo



Fuente: elaborado con datos de la EIA/DOE acceso agosto de 2011 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010.

Supuestos del Escenario: 1- Importancia del sector transporte y usos en industrias permanecen como las mayores fuentes de demanda final de petróleo y derivados mientras que los altos precios inducen sustituciones en el sector de generación de electricidad abriendo campo al uso de renovables y gas natural; 2-la demanda alcanza 92.1 MBDC en 2020, 103.9 MBDC en 2030 y 110.6 MBDC en 2035; 3-Los países de la OPEP participan con 40% de la oferta; 4- La oferta de petróleo no convencional (oil sands, extra-heavy oil, biocombustibles, coal-to-liquids, gas-to-liquids, and shale oil proviene tanto desde países de la OPEP como de otros no OPEP y crece al 4.9% a.a. siendo las arenas bituminosas de Canadá y los Biocombustibles de los EUA y Brasil los mayores aportantes de no convencionales.

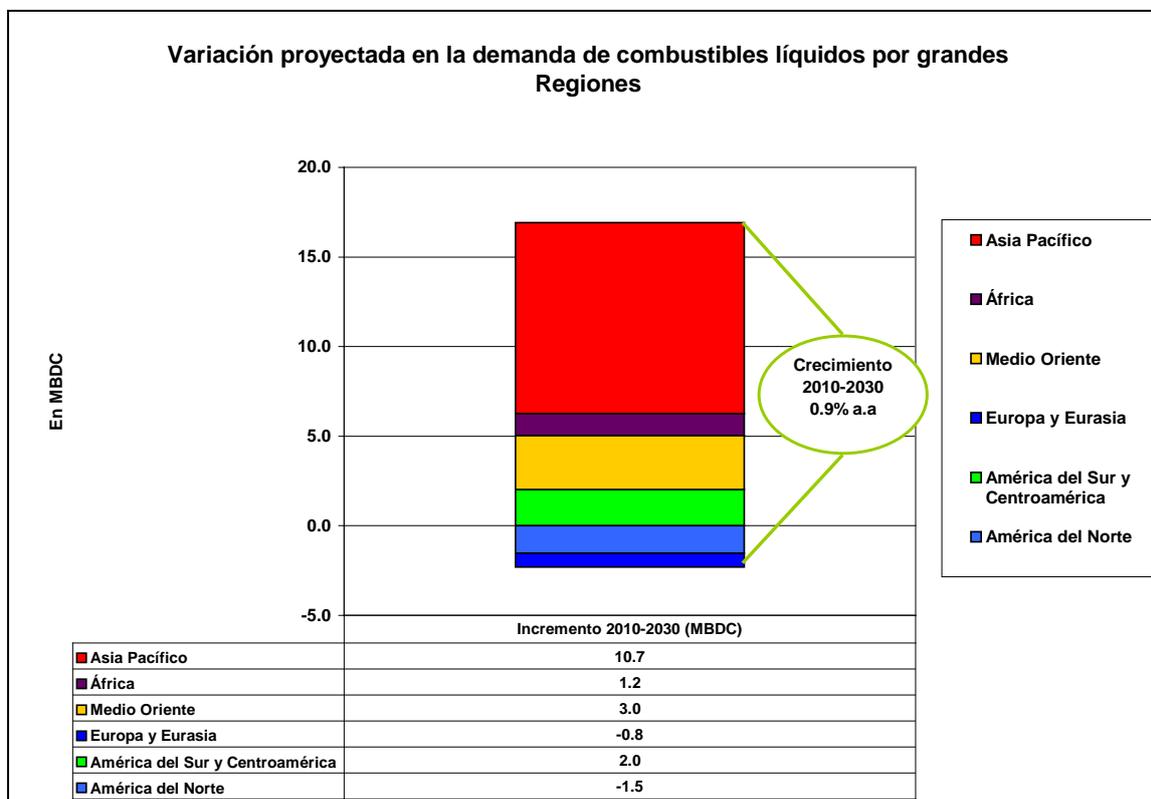
El Escenario 2010 presentado por la EIA-DOE prevé una necesidad de demanda de líquidos ligeramente superior a la que presenta la BP para 2030.

En el caso de esta última la necesidad de oferta incremental entre 2010 y 2030 es de 17 MBDC y en el caso del DOE el supuesto es de 20 MBDC.

La distribución por grandes regiones estimada por la BP (BP, 2030) es como se muestra seguidamente (Gráfico 1.3.1.9) e implica una reducción de la demanda de los países OCDE y un fuerte incremento en Asia y otras regiones con economías emergentes, supuestos alineados cualitativamente con la continuidad del crecimiento mundial a dos velocidades y un mayor consumo industrial y de

transporte en esas economías más dinámicas. Del mismo modo se infiere del escenario que la reducción del consumo de líquidos en los países OCDE obedecería a factores tecnológicos (Eficiencia en el sector industrial, sustituciones en generación, automóvil eléctrico y mejoras de eficiencia en el resto del parque vehicular)

Gráfico 1.3.1.9. Proyecciones de la demanda de líquidos por grandes regiones



Fuente: elaborado en base a BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls.

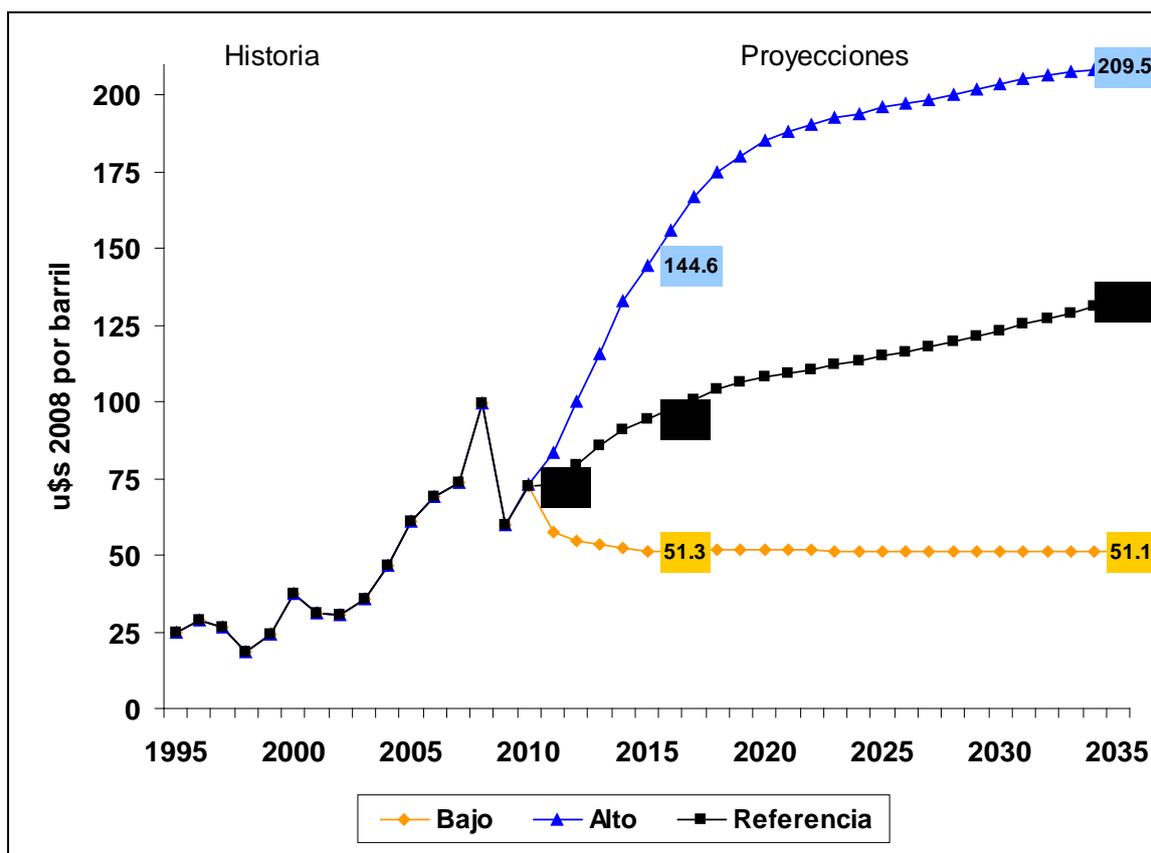
Para el caso de América Latina estas proyecciones suponen un crecimiento de la demanda del 1.7% a.a (39% en las próximas dos décadas) lo que significará un serio desafío teniendo en cuenta que la capacidad de refinación se halla saturada y requiere de inversiones en ampliación y en incremento de la complejidad y que también importantes inversiones deberán ser efectuadas para obtener mayores cantidades de crudo.

1.3.2. Los escenarios de precios

En el Gráfico 1.3.2.1 se muestran las tres trayectorias de los escenarios de precios del crudo expresados en dólares de 2008 por barril.

Si se consideran los costos a los cuales distintos recursos pueden ser desarrollados (Gráfico 1.3.1.1) el escenario de referencia indicaría una alta viabilidad para el ingreso de nuevas fuentes, tanto renovables, como de recursos fósiles no convencionales.

Gráfico 1.3.2.1. Escenario de precios internacionales del crudo



Fuente: elaborado con datos de la EIA/DOE acceso agosto de 2011 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010.

El escenario de precios elevados no parecería ser más que una referencia a posibles picos en caso de una elevada conflictividad en Medio Oriente o bien correspondería a una situación estructural donde efectivamente se detecte una declinación más acelerada de la esperada en campos en producción hoy existentes, junto a un costo cada vez mayor de incorporar reservas no descubiertas o aún no explotadas. Del mismo modo es compatible con una reactivación de la demanda global, una continuidad del crecimiento acelerado del PIB por habitante en el conjunto de las economías emergentes y una demora en la penetración de automóviles eléctricos.

El escenario bajo, por su parte, parecería indicar una posibilidad cierta en caso de que el impacto de la crisis mundial llegara a significar un descenso del nivel de actividad en todas las regiones de modo prolongado, congelando en cierto modo el desarrollo de los países emergentes en situaciones no muy distintas a las alcanzadas en los últimos años.

El equilibrio interno social en cada una de estas posibilidades es sin duda un factor clave, en tanto una súbita detención de los actuales ritmos de crecimiento en los países emergentes significaría un elevado grado de frustración de las expectativas creadas en la última década. Sin embargo, al mismo tiempo, una extensión del actual rumbo de reconfiguración de la producción y el comercio mundial, de continuar, parecería imponer una realidad en el mundo desarrollado difícil de sustentar a largo plazo a menos que el paradigma tecnológico de la sostenibilidad

implicara una verdadera revolución productiva que lograra regenerar el deterioro en mercados laborales cada vez más reducidos.

Otra posibilidad para sostener la permanencia de un escenario de bajos precios del crudo provendría de un incremento de la oferta. En tal caso no solo las reservas de Arabia Saudita serían explotadas a un mayor ritmo sino las de Iraq aún no contabilizadas, sobre las que se especula existirían grandes reservas de crudo convencional por fuera de las comprobadas. Este escenario supondría un debilitamiento de la OPEP y una reacción de los países exportadores de petróleo para revertir las potenciales transiciones energéticas que de ser profundizadas afectarían a la industria en su prospectiva de largo plazo.

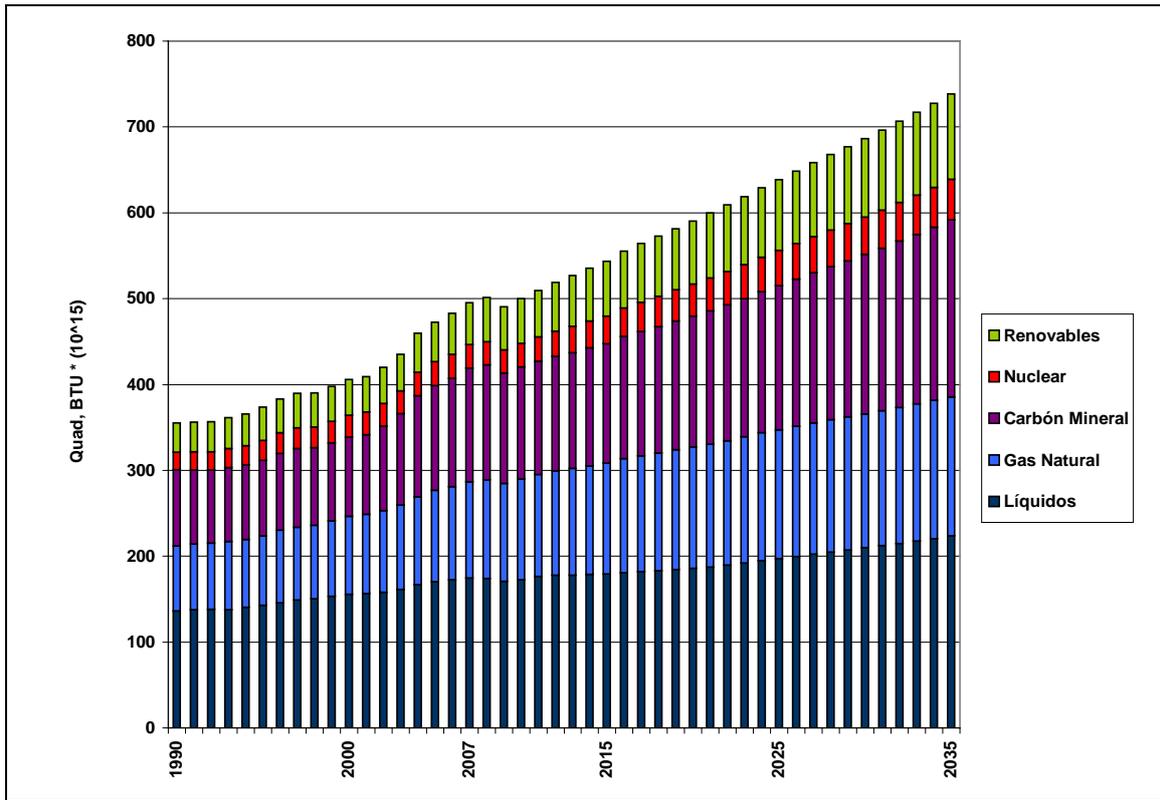
1.3.3. Escenarios de consumo de energía por fuentes

Como es sabido los escenarios de proyección de consumo de energía por fuentes, son la resultante de un complejo juego de hipótesis introducidas en modelos de proyección, cuyos supuestos incluyen hipótesis de comportamiento económico y tecnológico por sectores y regiones.

En el caso congruente con el escenario de precios de referencia o caso base del International Energy Outlook 2010 analizado en puntos anteriores, las proyecciones de consumo de energía por fuentes suponen un crecimiento diferenciado de las mismas, atendiendo a una demanda impulsada por un crecimiento mundial por regiones y por sectores de consumo que en cierto modo extrapola situaciones registradas entre 2003 y 2008 asumiendo una profundización de las mismas (Gráfico 1.3.3.1).

Esto es particularmente cierto en cuanto a las proyecciones de uso de carbón.

Gráfico 1.3.3.1. Escenario EIA 2010: consumo de energía por fuentes a escala global. En 10¹⁵ BTU (Quad)



Fuente: elaborado con datos de International Energy Outlook 2010, EIA-DOE, acceso agosto 2011 <http://205.254.135.24/oiaf/ieo/highlights.html>

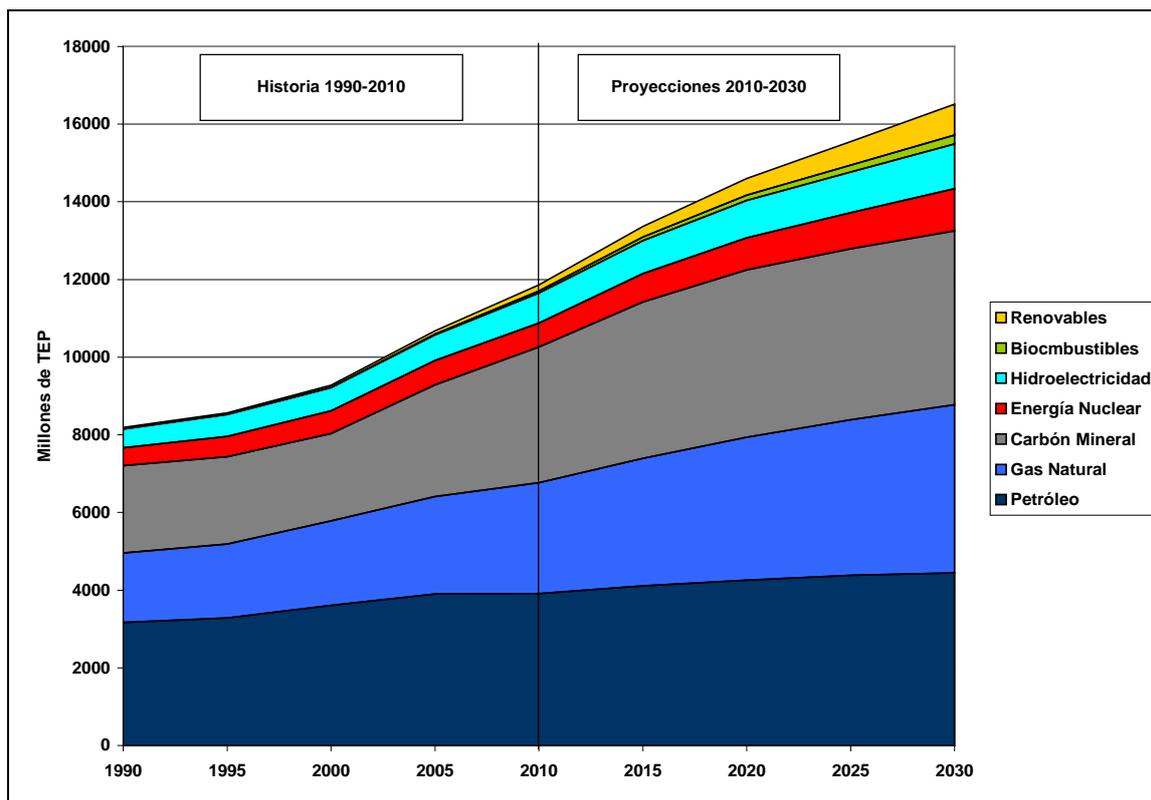
Más allá de los continuos ajustes a los que están sometidos estos escenarios como consecuencia de la corrección de cifras históricas que pueden mostrar un efecto mayor o menor de la reciente crisis mundial 2009-2011, los ejes centrales continúan siendo los mismos.

En el caso del escenario BP 2030, la desagregación por regiones resulta más desagregada y accesible, aún cuando las tasas totales de consumo de energía puedan resultar algo distintas.

En particular las tasas de crecimiento de carbón supuestas en el escenario BP respecto al de la EIA-DOE son inferiores (-0.6%), superiores en el uso conjunto de renovables (+0.2%), Gas Natural (+0.7%) y energía nuclear (+0.6%), siendo la diferencia con el total de sólo +0.1% a.a.

Como se ha visto al analizar la prospectiva de distintas fuentes energéticas, la incertidumbre con respecto al aporte nuclear, hidráulico y de fuentes renovables es muy grande como así también los supuestos sobre los procesos de sustitución de carbón en China que se derivan de la entrada de numerosos proyectos hidroeléctricos, nucleares y de distintas renovables.

Gráfico 1.3.3.2. Escenario BP-2030- Proyecciones de Producción por Fuentes. Millones de Tep



BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls. e International Energy Outlook 2010, EIA-DOE, acceso agosto 2011 <http://205.254.135.24/oiaf/ieo/highlights.html>

Cuadro 1.3.3.1. Tasas de crecimiento por tipo de energético supuestas en los escenarios DOE y BP para 2010-2030

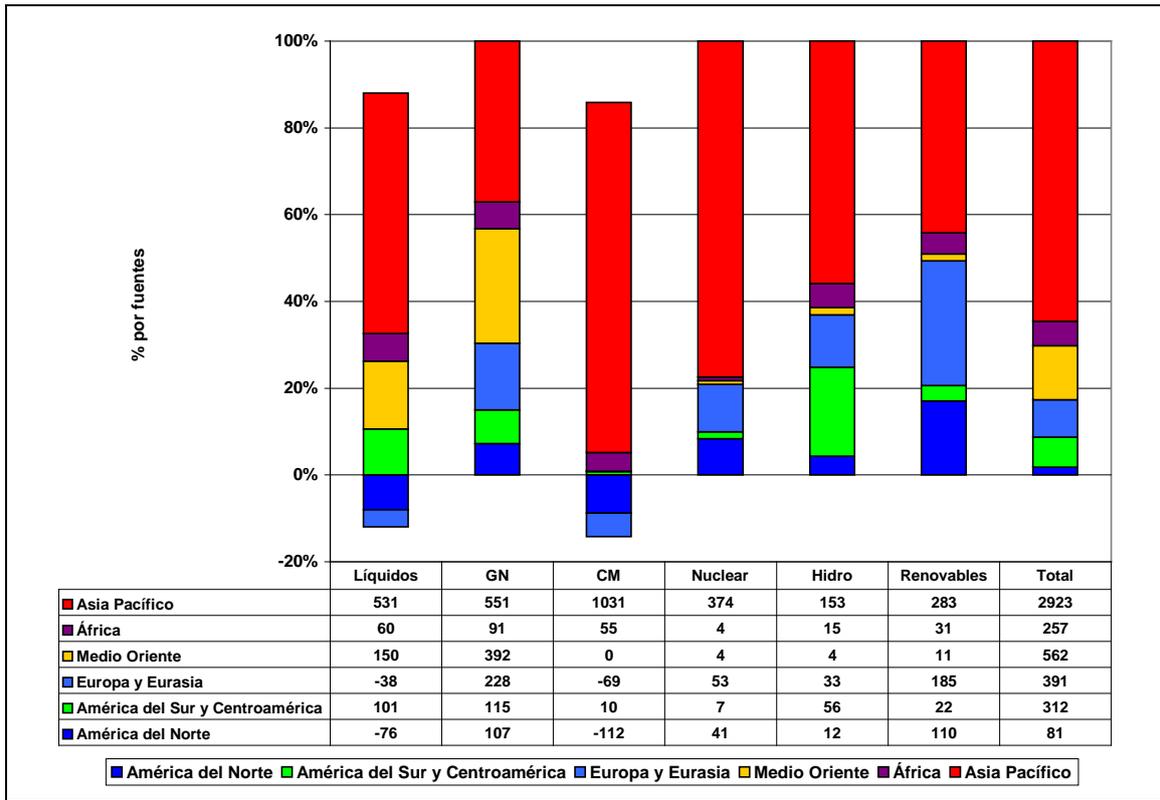
Fuente	2010-2030 BP	2010-2030 AEO 2010
Petróleo	0.7%	1.0%(1)
Gas Natural	2.1%	1.4%
Carbón Mineral	1.2%	1.8%
Energía Nuclear	2.9%	2.3%
Hidroelectricidad	2.0%	
Biocombustibles	7.3%	
Renovables	8.6%	3% (2)
Total	1.7%	1.6%

Fuente: estimaciones propias con datos de International Energy Outlook 2010, EIA-DOE, acceso agosto 2011 <http://205.254.135.24/oiaf/ieo/highlights.html> y BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls.

(1) Incluye biocombustibles.

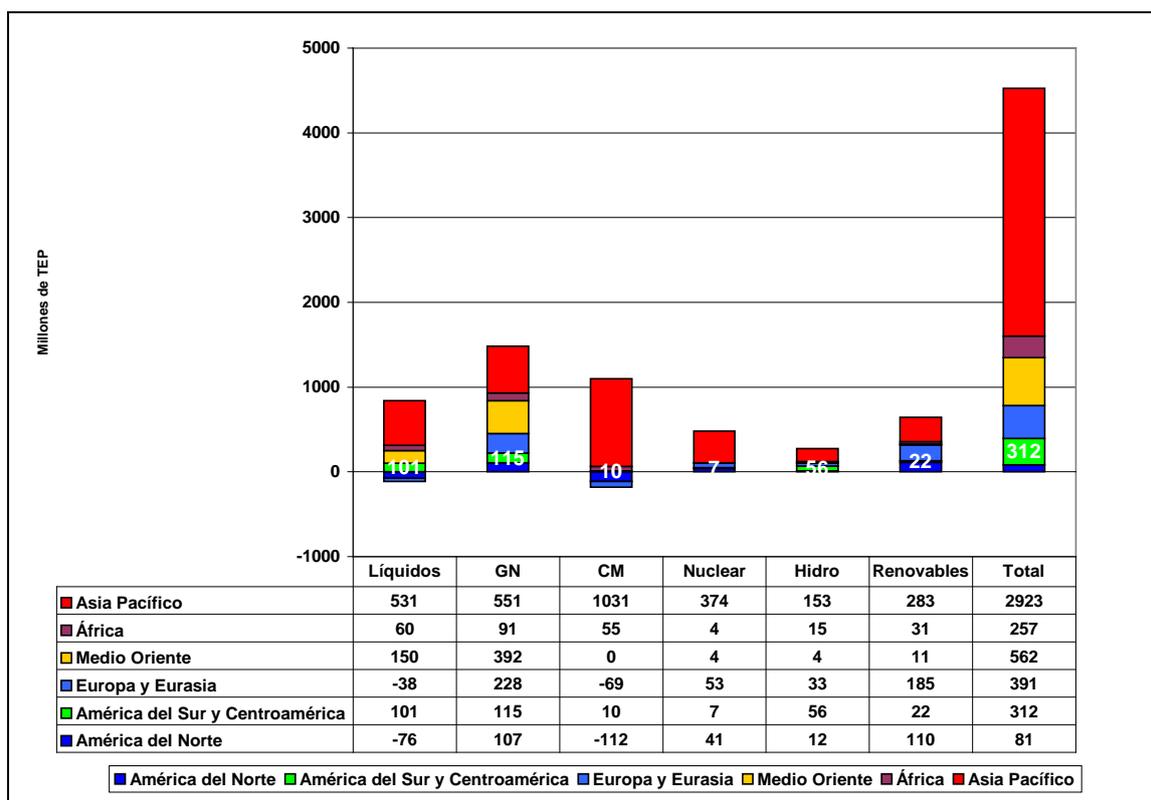
(2) Resultado conjunto de Hidroelectricidad y otras renovables.

Gráfico 1.3.3.3. Escenario BP-2030- Proyecciones de Incremento de Producción por Fuentes y Regiones 2010-2030. Millones de Tep y porcentajes



Fuente: estimaciones propias con datos de BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls.

Gráfico 1.3.3.4. Escenario BP-2030- Proyecciones de Incremento de Producción por Fuentes y Regiones 2010-2030. Millones de Tep



Fuente: estimaciones propias con datos de BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls.

Como se puede observar, las necesidades proyectadas de consumo de energía de América Latina y el Caribe en este escenario, suponen una participación de cerca del 7% en la demanda mundial de energía incremental para las próximas dos décadas, de la cual un 69% está constituida por petróleo y gas natural.

La participación de AL&C en el total del incremento de la demanda mundial es especialmente importante en petróleo (14%), gas natural (8%) e hidroelectricidad (20%), fuentes que en conjunto constituirían el 88% del total regional. La tasa de crecimiento en esta proyección es de sólo 2.2% a.a. para el conjunto de las fuentes y deberá ser comparada con los distintos escenarios de oferta y demanda producidos en la propia región (Informe III). Aún así marca el tipo de desafíos mínimos a alcanzar, que podrían ser superiores si se consideran metas de mayor acceso y accesibilidad en condiciones de sostenibilidad.

Cuadro 1.3.3.2. Composición de la demanda incremental de América Latina y el Caribe estimada por tipo de energético y su participación en el total mundial. Porcentajes

Energético	AL&C 2010-2030	AL&C/Total 2010-2030
Líquidos	32%	14%
GN	37%	8%
CM	3%	1%
Nuclear	2%	2%
Hidro	18%	20%
Renovables	7%	3%
Total	100%	7%

Fuente: estimaciones propias con datos de BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls.

1.4. Análisis de la Sostenibilidad

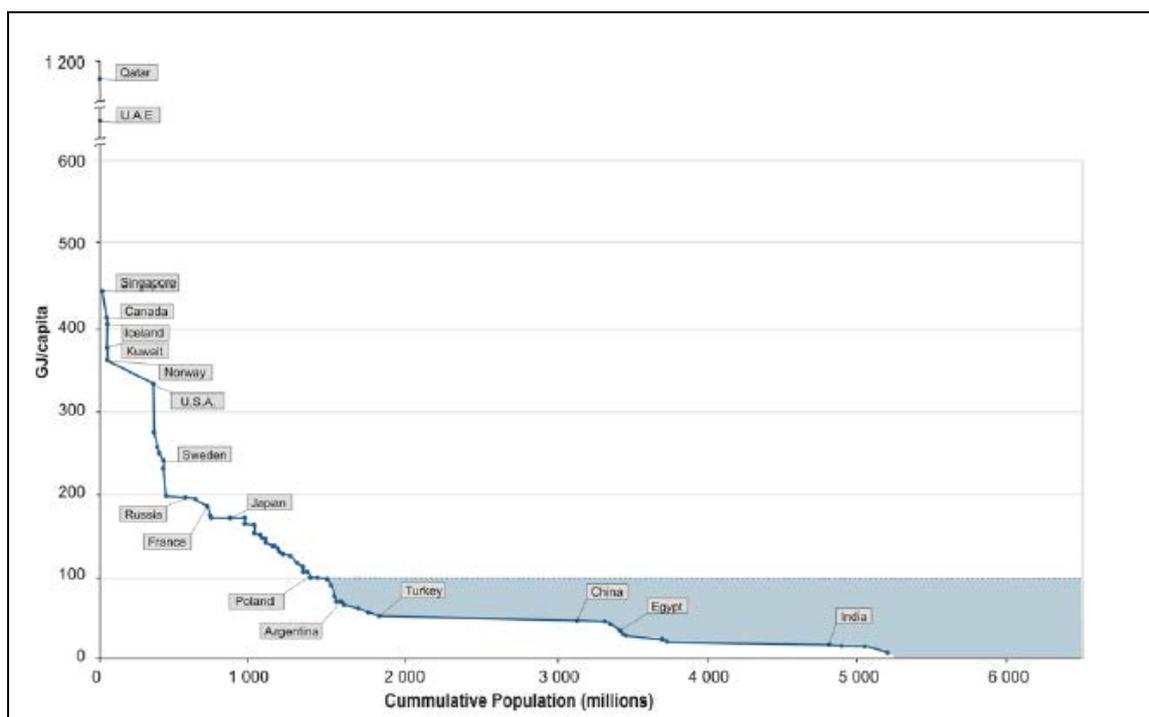
Si bien los datos respecto a cuáles son los recursos últimos de combustibles fósiles son diversos e inciertos, existe un generalizado consenso de que, más allá de incertidumbres y certezas, se necesitan nuevas estrategias para que el sector energético contribuya a la sostenibilidad global, entendida esta como el conjunto de intersecciones posibles de las múltiples dimensiones que la conforman.

En su aproximación al Tema, el Consejo Mundial de la Energía ha definido la cuestión en términos *Accesibilidad*: como acceso a fuentes modernas para todos; *Disponibilidad*: en términos de garantía y continuidad de la oferta tanto en calidad como en cantidad y *Aceptabilidad*: en términos de metas sociales y ambientales²⁴

El desafío que este tema implica se puede inferir simplemente del hecho de que el consumo actual de energía por habitante se halla muy desigualmente distribuido en el territorio global. Ello ha sido el resultado de los distintos niveles de urbanización alcanzados en distintas regiones, del diverso nivel de PIB por habitante existente, lo que es a su vez consecuencia del desigual desarrollo y distribución del ingreso entre países, entre regiones y al interior de cada uno de ellos, emergente de los procesos históricos concretos bajo los cuales el mundo se ha desenvuelto en los últimos siglos (Gráfico 1.4.1).

²⁴ WEC, 2007 b, Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050, World Energy Council 2007.

Gráfico 1.4.1. Consumo de energía por habitante y población acumulada. GJ/habitante y millones de habitantes



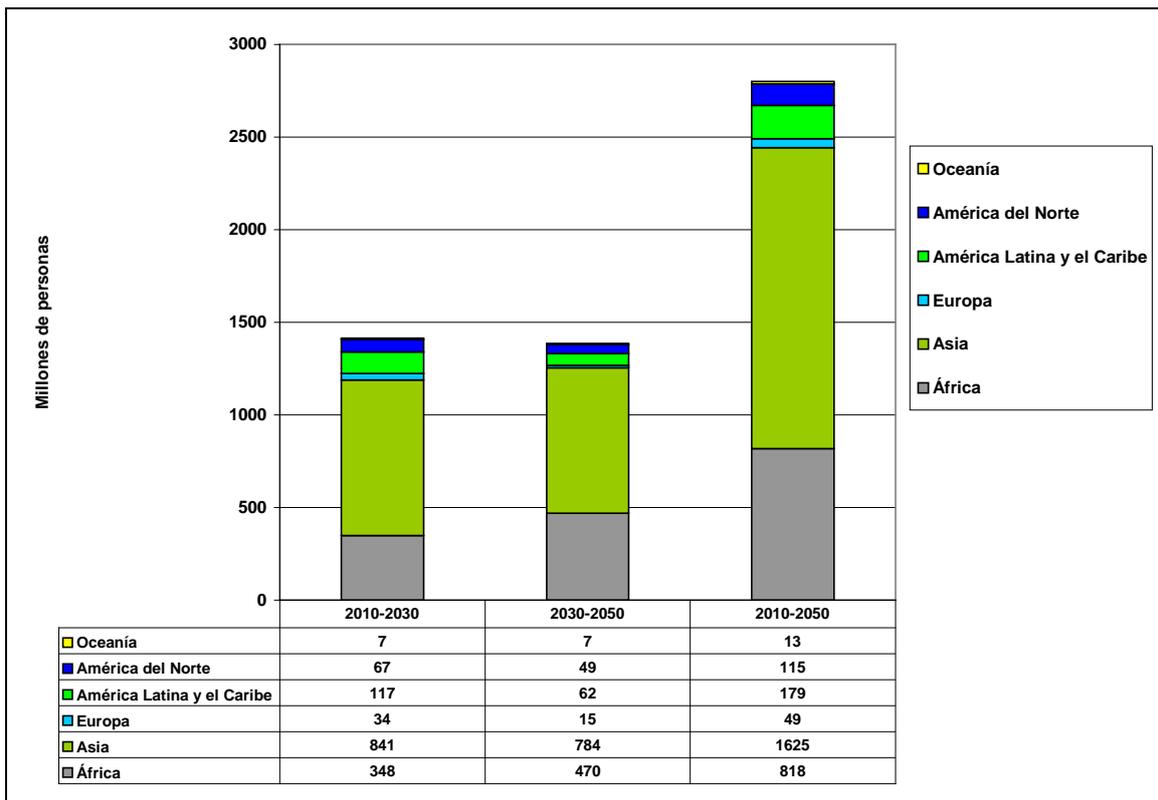
Fuente: WEC, 2007 b, Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050, World Energy Council 2007.

Con la excepción de los países con abundancia de recursos petroleros, el grueso de los países con elevados niveles de consumo de energía por habitante son obviamente los más desarrollados.

Los procesos de modernización en el resto del mundo, previstos de continuar las tendencias esperadas, implican sumar al consumo actual de energía el proveniente de alrededor de alrededor de 2800 millones de nuevos habitantes urbanos hacia el año 2050, además del suministro de energía a los habitantes de áreas rurales que hoy carecen de acceso adecuado a fuentes modernas de energía.

Este desafío será mayor en las próximas dos décadas por cuanto las transiciones energéticas deberían garantizar el acceso a cerca de 1400 millones de nuevos consumidores de un modo sostenible en áreas urbanas (Gráfico 1.4.2).

Gráfico 1.4.2. Incremento proyectado de población urbana según regiones y períodos



Fuente: Naciones Unidas, World Urbanization Prospects: The 2009 Revision.

En el Escenario de referencia de la EIA-DOE (WEO 2010) la forma de presentar dichos desafíos parte de la consideración de los cuatro factores clave básicos: 1-Modificación de la intensidad energética; 2-Modificación de la intensidad de carbono por unidad de producto; 3-Tendencias del crecimiento de población y 4-tendencia del PIB por habitante (acorde a un escenario post crisis de crecimiento global del 3% a.a.).

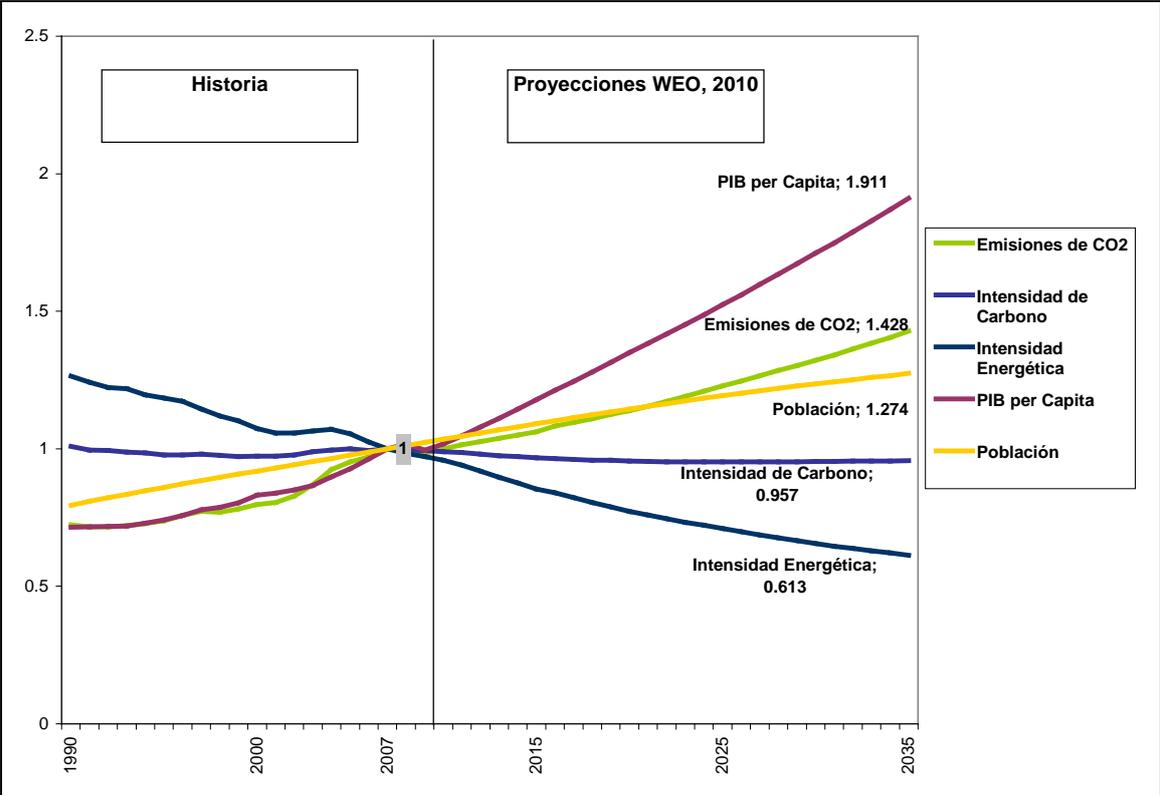
Obviamente las hipótesis que se asuman sobre cualquiera de estos indicadores impacta el resultado en términos de consumo de energía y emisiones, e incluye supuestos implícitos respecto a la transformación social y productiva esperada y respecto del mix de fuentes a ser utilizadas para satisfacer la demanda de energía (Gráfico 1.4.3).

Esto es particularmente cierto con respecto a la intensidad energética, en tanto ella refleja los niveles de acceso, los cambios tecnológicos, los de estructura productiva y muchos otros.

Se ha visto que en los países emergentes la intensidad energética puede ser mayor o crecer no solo debido al uso de tecnologías obsoletas o a un uso poco eficiente, sino también por el hecho de que presentan fases distintas de desarrollo y de estructura productiva durante su fase inicial. Esto se deriva del mayor peso relativo de la industria y del mayor acceso que implican los propios procesos de urbanización.

Por el contrario los países desarrollados pueden disminuir su nivel de demanda de energía por unidad de producto- o estabilizarlo- debido a que su estructura productiva puede hallarse dominada por el sector de servicios, los niveles de acceso ya han sido alcanzados y la industria ya no es el sector que más contribuye a la demanda incremental como en los países emergentes debido precisamente al desplazamiento territorial de la producción manufacturera. Sin embargo, en la medida en que son consumidores de dichos productos también contribuyen de modo directo a incrementar la demanda de energía a escala global, aún cuando el consumo en sus territorios pueda disminuir por mayor incorporación de tecnología de uso de la energía, que implican también mayor eficiencia y mayores costos de equipamiento.

Gráfico 1.4.3. Factores clave determinantes del comportamiento de emisiones de CO2



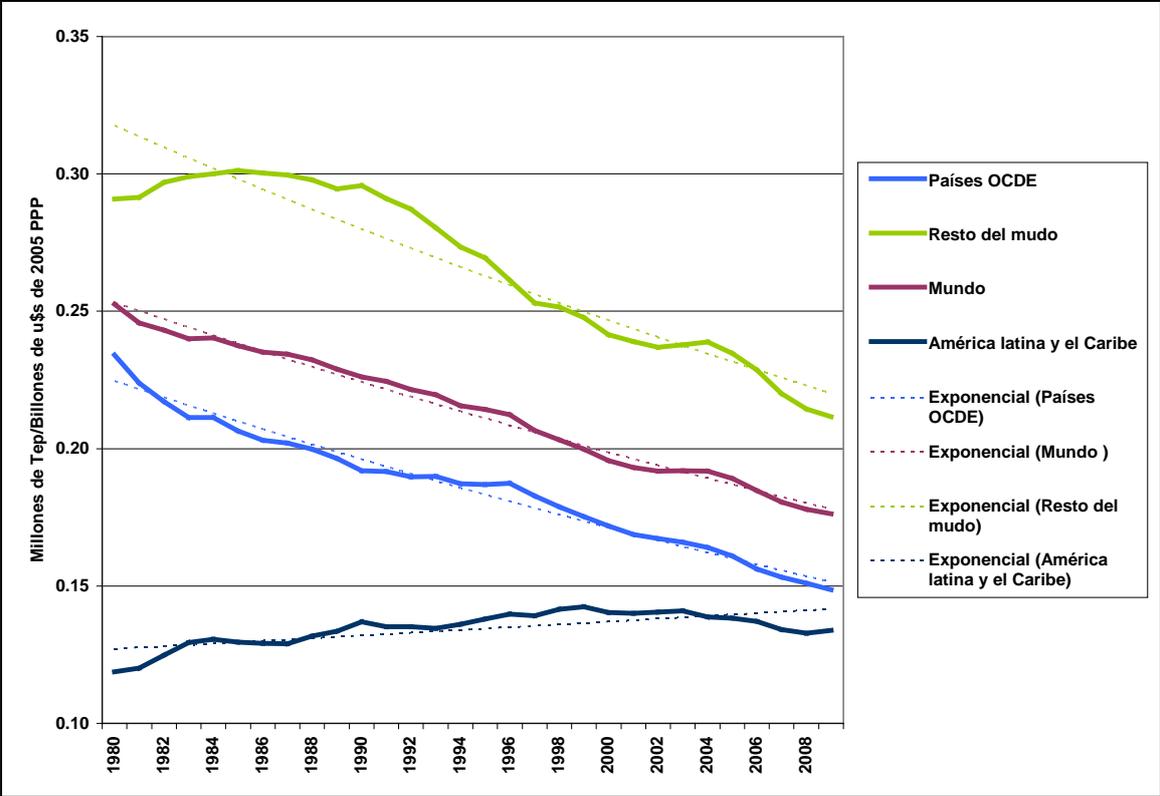
Fuente: elaborado con datos de International Energy Outlook 2010, EIA-DOE, acceso agosto 2011 <http://205.254.135.24/oiaf/ieo/highlights.html>

En términos de acceso, los desafíos no se derivan tanto de alcanzar los ODM tal como han sido planteados en la Agenda Internacional, por cuanto dependiendo de las formas en las cuales se mida el nivel de pobreza, la mera transición de población rural a urbana implica, a escala global, una disminución del número de pobres implícita por definición en umbrales que corresponden a vastas mayorías de la población mundial habitando en áreas rurales en África, Asia y América Latina.

Por esto, los mayores desafíos para la sostenibilidad son los que se dependen de que la economía mundial, creciendo a dos velocidades en un mundo donde se va reconfigurando la distribución espacial de la producción, el comercio y el consumo,

implica distintos tipos de demanda de energía, motorizados a través del comportamiento diferenciado de las variables que arrastran el consumo de energía.

Gráfico 1.4.4. Evolución del consumo de energía de fuentes primarias excluidas las de biomasa por unidad de producto: millones de TEP/ Billones de dólares constantes de 2005, PPP



Fuente: elaboración propia con datos de BP y Banco Mundial.

En el caso de América Latina y el Caribe, la tendencia de la intensidad energética ha sido creciente hasta el 2000 y ligeramente decreciente desde 2003 a 2007, pero inferior en valor absoluto a la media mundial y aún a la de los países de la OCDE cuando se considera el consumo de fuentes primarias excluida la biomasa por unidad de producto. Esto significa que la IE de fuentes primarias distintas a la biomasa puede crecer también como resultado de procesos de sustituciones por fuentes modernas cuando a su vez los países se industrializan o logran mayores niveles de acceso y equipamiento.

En cambio la tendencia mundial ha sido la inversa, con un marcado descenso de la IE de dichas fuentes aún cuando las de los países No-OCDE presentan una IE que en promedio ha sido 43% superior a la de los países desarrollados tanto entre 1980 y 2009 como entre 2000 y 2009. Estas tendencias marcan no sólo el distinto carácter del consumo energético entre los países desarrollados y el resto del mundo, sino diferentes eficiencias y combinación de fuentes. De su estudio agregado pocas conclusiones definitivas pueden ser extraídas- salvo respecto a sus tendencias- porque estos valores también se hallan afectados por las formas de medición del PIB y los precios relativos sobre los cuales cada país produce sus respectivas series.

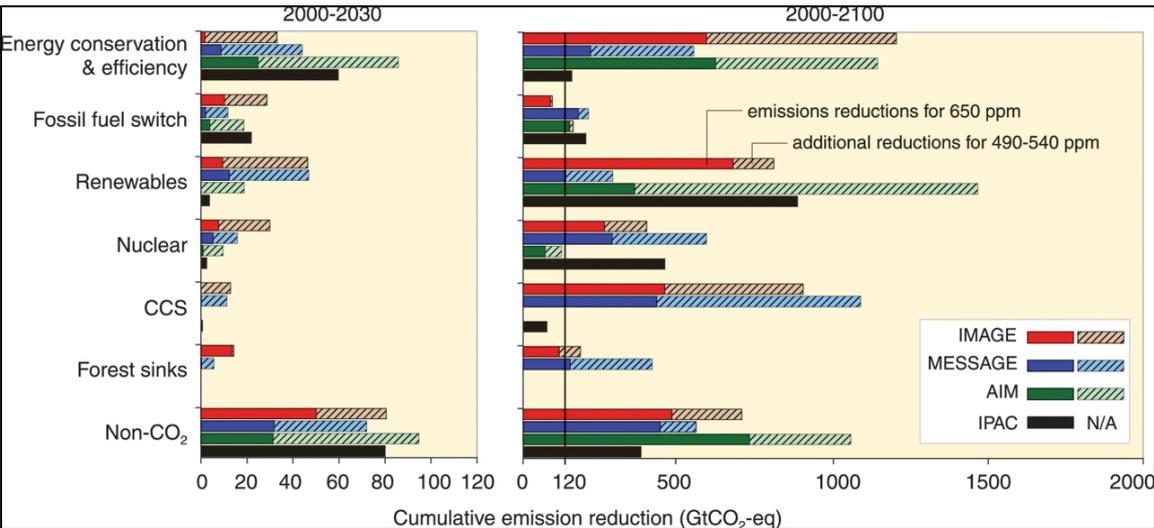
La preocupación central acerca de la sostenibilidad ha sido, en este contexto de proyecciones hacia el futuro, la suficiencia de los recursos por una parte (eje de seguridad de suministro) y el aspecto vinculado a las emisiones de gases efecto invernadero por su impacto sobre los valores observados de incremento medio de la temperatura en el mundo, junto a otros aspectos ambientales.

En tanto sobre el eje seguridad de suministro se han examinado el conjunto de las fuentes convencionales y no convencionales de energía y las condiciones para su desarrollo, se puede afirmar que existe una suficiente gama de recursos y tecnologías para hacer frente al consumo energético durante al menos cuatro décadas aunque sin duda a costos incrementales más elevados.

Sin embargo el eje ambiental en su aspecto vinculado al calentamiento global presenta facetas complejas y diferenciadas por cuanto, aunque afecta al conjunto de los territorios del planeta no todos han contribuido y contribuyen de igual modo a las emisiones de carbono.

Como es sabido el IPCC en su cuarto informe de evaluación (AR4) de noviembre de 2003, finalizado en 2007, recomendó incentivar la distribución de energías renovables entre los países en vías de desarrollo para que estos no basaran su crecimiento económico en el uso de combustibles fósiles. Al tiempo recomienda esfuerzos en el campo de la eficiencia energética constituyéndose ambos en los principales focos hasta el 2030, mientras que la captura de carbono sería otro de los aspectos de la agenda para mitigar el cambio climático con posterioridad al 2030. Asimismo se advierte sobre una ocurrencia creciente en los eventos climáticos extremos observados en los pasados cincuenta años considerando probable que las altas temperaturas, olas de calor y fuertes precipitaciones continuarán siendo más frecuentes en el futuro.

Gráfico 1.4.5. Medios recomendados por el IPCC para lograr reducciones en la acumulación de GEI 2000-2030 y 2030-2100



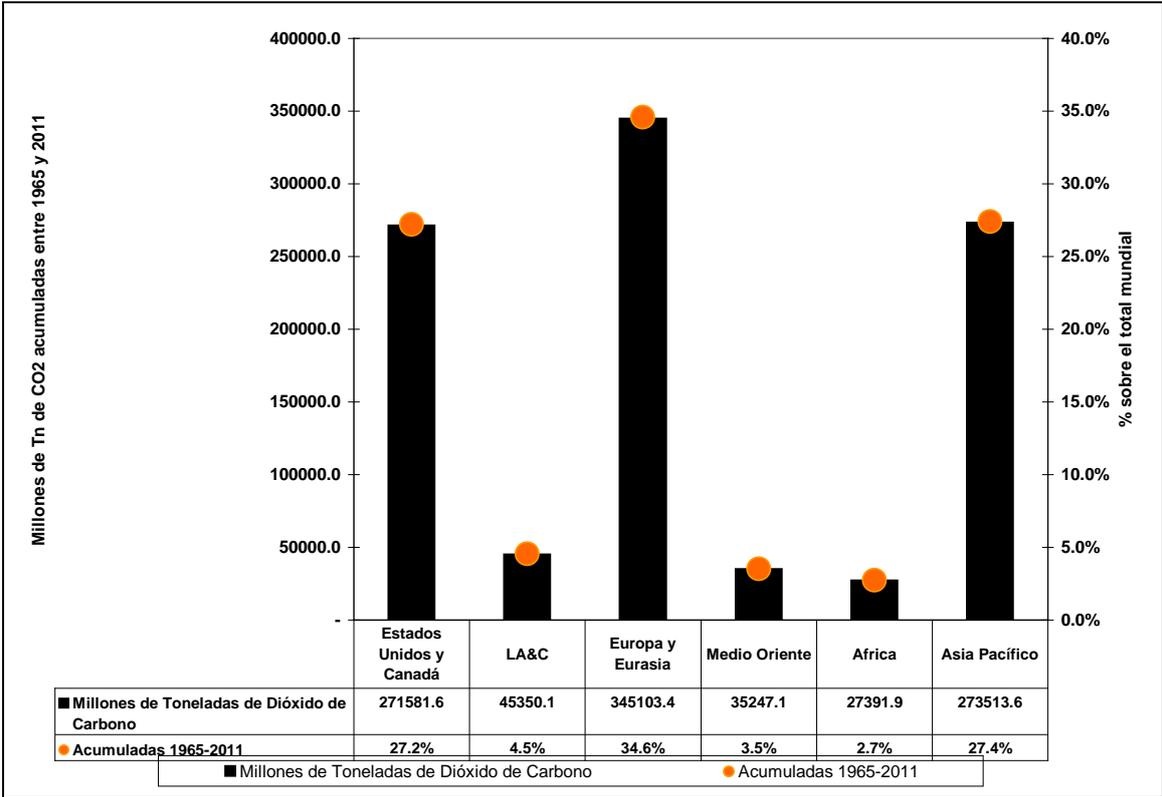
Fuente: IPCC, Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.) IPCC, Geneva, Switzerland, 2007.

Aunque las discusiones con respecto a la atribución y medición de causas naturales y antrópicas respecto al cambio climático continúan dentro del IPCC (IPCC, 2009), la identificación del sector energético como una de sus causas es un tema ya introducido en la Agenda energética Mundial y, como ya ha sido señalado, también en la agenda de negocios internacionales.

En tal sentido los países desarrollados, que aún mantienen un liderazgo en la innovación tecnológica mundial, han visualizado al tema climático como una fuente de nuevas innovaciones e inversiones tanto para sus mercados como para los de los países en desarrollo.

En el caso de América Latina la contribución a la modificación de las emisiones es y será baja en términos relativos debido tanto a su nivel de participación actual y proyectado de crecimiento de la demanda de energía, como por su relativamente baja participación a escala mundial en el incremento de población a ser incorporada en áreas urbanas y rurales, por su menor participación en el producto mundial y porque además es una de las regiones donde se utiliza una mayor proporción relativa de renovables y fuentes fósiles limpias como el gas natural además de poseer abundantes regiones forestales que capturan carbono.

Gráfico 1.4.6. Emisiones acumuladas por el sector energético entre 1965 y 2010 según grandes regiones. Millones de Toneladas de CO2



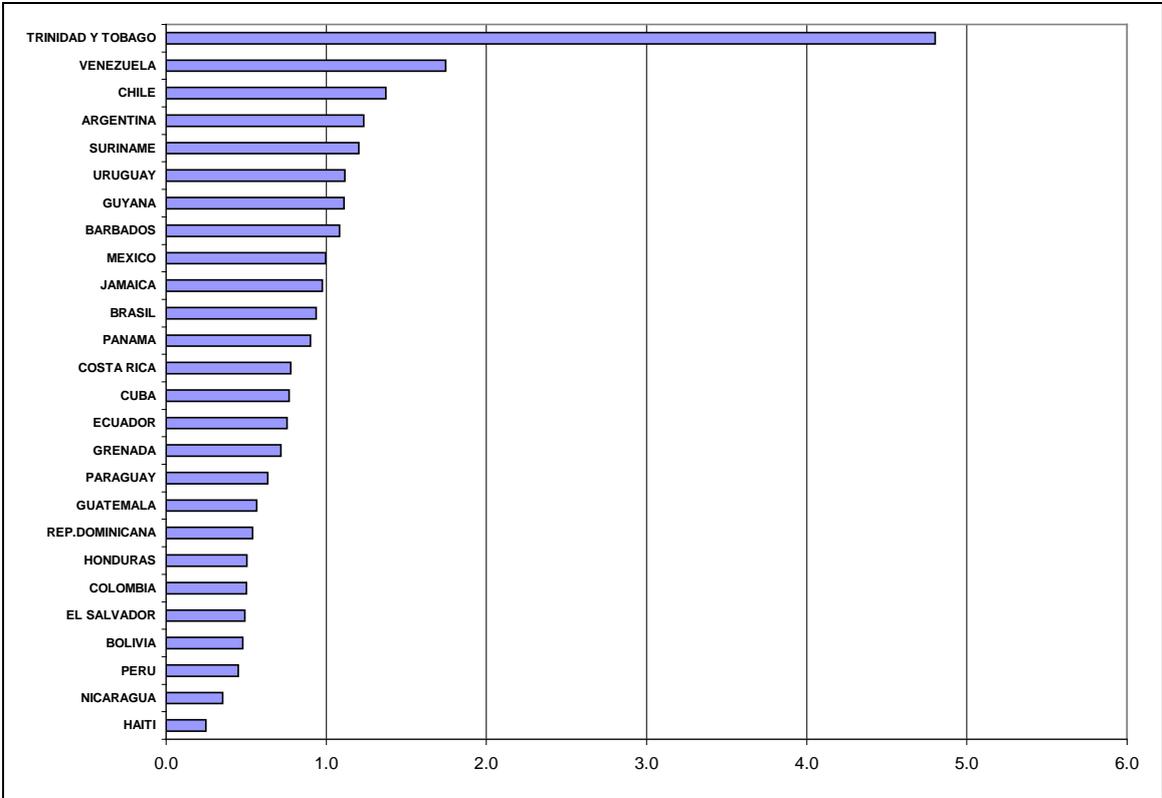
Fuente: elaborado en base a datos de BP, 2011.

Sin embargo esto no significa que la región no presente grandes desafíos de sostenibilidad. Simplemente el énfasis en las componentes de tal concepto es diferente. Se halla centrado en la necesidad de incrementar el acceso a la energía

para un conjunto significativo de su población que hoy carece de formas de acceso a fuentes modernas y de garantizar la expansión de la oferta a costos razonables para lo cual requiere dinamizar un importante conjunto de inversiones. También de considerar a la eficiencia energética como una fuente más de energía, en especial para aquellos países que debido a sus aspectos de política de precios y regulación presentan dificultades simultáneas para garantizar el suministro en el corto y mediano plazo

Como se puede observar el consumo de energía por habitante en los países de la región es aún muy bajo en términos comparativos con los países desarrollados y además presenta una muy desigual medida en los distintos países que la integran (Gráficos 1.4.1 y 1.4.7).

Gráfico 1.4.7. Consumo de Energía por Habitante en los países de América Latina y el Caribe- Datos 2009- En TEP por habitante



Fuente: SIEE-OLADE, 2011.
 Nota: incluye Recursos de Biomasa.

Este bajo nivel de consumo de energía expresado también cuando se considera el consumo de fuentes distintas a las de biomasa o el consumo medio de energía eléctrica por habitante, se da además, dentro de cada país entre los distintos estratos sociales urbanos y rurales según el grado de acceso al equipamiento de los hogares y el propio acceso a los servicios energéticos.

En los dos siguientes cuadros se muestran las cifras para cada país y su evolución en las dos últimas décadas.

Se ve así que el consumo de energía por habitante de fuentes modernas de energía, se incrementó en la última década a una tasa del 0.8% a.a. con fuertes diferencias por subregiones según un comportamiento similar al del resultado económico en cada una de ellas, atribuible en parte, a sus distintos impactos externos según el modo de inserción de cada subregión en el sistema mundial.

Algo similar ha ocurrido con la demanda eléctrica aunque a una tasa ligeramente superior (Cuadros 1.4.1 y 1.4.2).

Si bien no existe una base de datos de dichos equipamientos para cada país, las situaciones pueden ser graficadas a partir de casos tipo (Gráfico 1.4.8).

Cuadro 1.4.1. Consumo de energía por habitante en tep por habitante 1990-2009 (excluido el consumo de leña)

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A - Caribe	0.67	0.49	0.61	0.50	0.68	-0.5%	0.6%
Barbados	0.81	0.73	0.90	1.00	1.08	0.6%	1.0%
Cuba	1.14	0.60	0.71	0.50	0.75	-2.5%	0.3%
Grenada	0.30	0.40	0.53	0.61	0.67	3.0%	1.3%
Guyana	0.59	0.74	0.84	0.76	0.79	1.9%	-0.4%
Haití	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.7%	0.7%
Jamaica	0.89	0.72	0.87	1.15	0.96	-0.2%	0.5%
Rep.Dominicana	0.26	0.37	0.54	0.48	0.49	3.8%	-0.4%
Suriname	1.09	1.20	1.17	1.11	1.11	0.4%	-0.3%
Trinidad Y Tobago	2.00	2.04	2.77	1.87	4.80	1.7%	2.9%
B - Mesoamérica	0.67	0.69	0.73	0.74	0.79	0.5%	0.4%
Costa Rica	0.41	0.51	0.57	0.61	0.70	1.7%	1.1%
El Salvador	0.17	0.25	0.30	0.33	0.42	3.0%	1.7%
Guatemala	0.18	0.23	0.26	0.25	0.30	2.1%	0.6%
Honduras	0.20	0.21	0.25	0.28	0.29	1.1%	0.6%
México	0.82	0.84	0.88	0.89	0.94	0.4%	0.3%
Nicaragua	0.15	0.16	0.20	0.18	0.19	1.5%	-0.2%
Panamá	0.35	0.45	0.50	0.62	0.79	1.9%	2.4%
C - Área Andina	0.57	0.62	0.60	0.71	0.76	0.3%	1.2%
Bolivia	0.25	0.30	0.27	0.34	0.41	0.3%	2.3%
Colombia	0.46	0.54	0.49	0.49	0.46	0.3%	-0.3%
Ecuador	0.41	0.44	0.47	0.59	0.72	0.7%	2.3%
Perú	0.31	0.34	0.36	0.34	0.40	0.8%	0.5%
Venezuela	1.21	1.25	1.22	1.64	1.74	0.0%	1.9%
D - Área Del Sur	0.62	0.72	0.78	0.85	0.92	1.3%	0.8%
Argentina	0.87	1.01	1.03	1.09	1.23	0.9%	0.9%
Brasil	0.58	0.65	0.73	0.80	0.85	1.2%	0.8%
Chile	0.62	0.82	0.99	1.02	1.09	2.5%	0.5%
Paraguay	0.35	0.48	0.42	0.39	0.43	1.1%	0.1%
Uruguay	0.45	0.54	0.62	0.58	0.98	1.7%	2.5%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	0.61	0.69	0.73	0.81	0.87	1.0%	0.9%
	0.62	0.67	0.72	0.77	0.83	0.8%	0.8%
Centro América	0.22	0.27	0.31	0.33	0.38	1.9%	1.1%
Cono Sur	0.74	0.89	0.95	0.98	1.11	1.3%	0.8%

Fuente: elaborado con datos del SIEE OLADE, 2011.

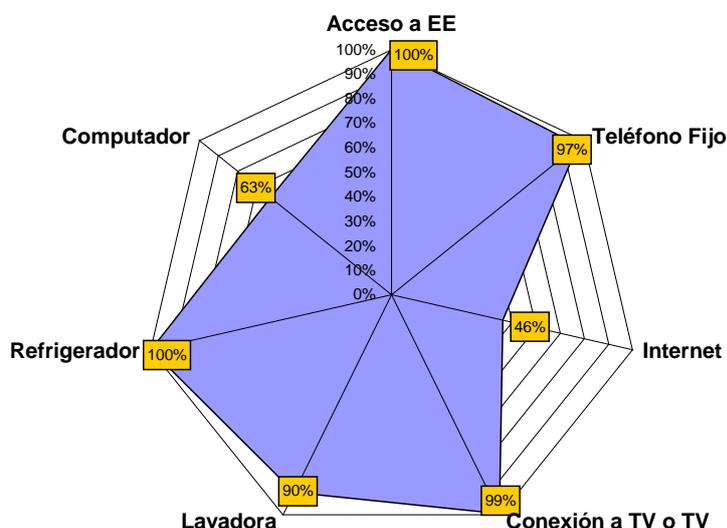
Cuadro 1.4.2. Consumo de energía eléctrica por habitante en Kwh/año por habitante 1990-2009

País - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09
A - Caribe	754	750	940	1.111	1.174	1.2%	1.2%
Barbados	1.800	2.152	2.627	3.081	3.225	2.0%	1.1%
Cuba	1.131	839	1.060	1.040	1.276	-0.3%	1.0%
Grenada	458	757	1.112	1.356	1.705	4.8%	2.3%
Guyana	360	595	957	673	749	5.3%	-1.3%
Haití	49	29	34	36	34	-1.9%	0.0%
Jamaica	885	1.986	2.337	2.404	1.853	5.2%	-1.2%
Rep.Dominicana	432	468	694	1.272	1.314	2.5%	3.4%
Suriname	2.914	2.885	2.788	2.821	2.813	-0.2%	0.0%
Trinidad Y Tobago	2.553	2.875	3.718	4.718	5.532	2.0%	2.1%
B - Mesoamérica	922	1.046	1.326	1.380	1.430	1.9%	0.4%
Costa Rica	1.082	1.248	1.464	1.701	1.813	1.6%	1.1%
El Salvador	332	483	620	670	731	3.3%	0.9%
Guatemala	222	295	340	476	532	2.3%	2.4%
Honduras	304	350	517	605	674	2.8%	1.4%
México	1.098	1.237	1.579	1.618	1.666	1.9%	0.3%
Nicaragua	281	257	316	368	404	0.6%	1.3%
Panamá	855	1.059	1.289	1.480	1.681	2.2%	1.4%
C - Área Andina	985	1.099	1.110	1.240	1.437	0.6%	1.4%
Bolivia	267	313	388	455	545	2.0%	1.8%
Colombia	810	956	843	910	932	0.2%	0.5%
Ecuador	468	562	641	785	970	1.7%	2.2%
Perú	542	537	667	803	1.018	1.1%	2.3%
Venezuela	2.281	2.486	2.498	2.718	3.202	0.5%	1.3%
D - Área Del Sur	1.344	1.573	1.884	2.002	2.233	1.8%	0.9%
Argentina	1.238	1.584	2.020	2.092	2.642	2.6%	1.4%
Brasil	1.410	1.587	1.844	1.939	2.105	1.4%	0.7%
Chile	1.171	1.676	2.375	2.949	3.195	3.8%	1.6%
Paraguay	457	746	834	803	1.016	3.2%	1.0%
Uruguay	1.225	1.553	1.936	1.948	2.155	2.4%	0.6%
E - América Del Sur América Latina Y Caribe	1.237	1.428	1.642	1.760	1.978	1.5%	1.0%
Centro América	410	499	619	735	807	2.2%	1.4%
Cono Sur	1.158	1.535	2.001	2.183	2.604	2.9%	1.4%

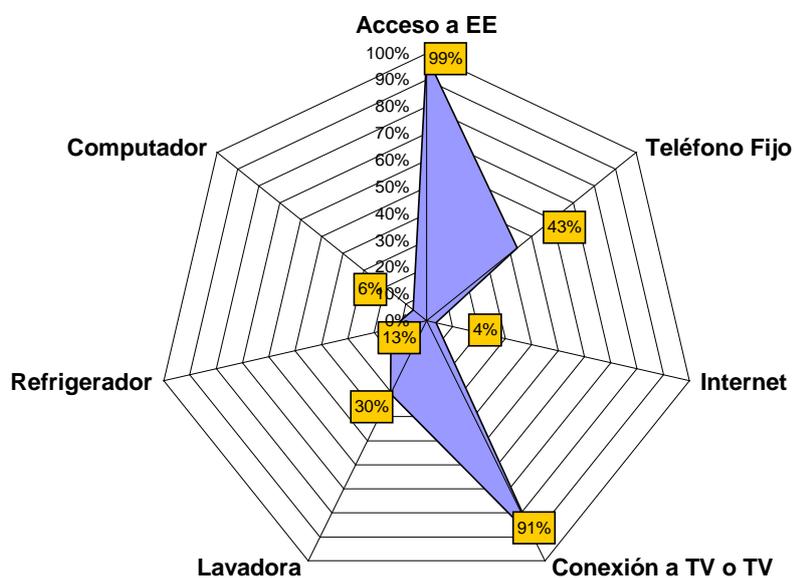
Fuente: elaborado con datos del SIEE OLADE, 2011.

Gráfico 1.4.8. Acceso a la electricidad y al equipamiento estratos tipo de altos y bajos ingresos promedio en zonas urbanas

Caso X Urbano- quintil 5



Caso x Urbano medio quintil 1

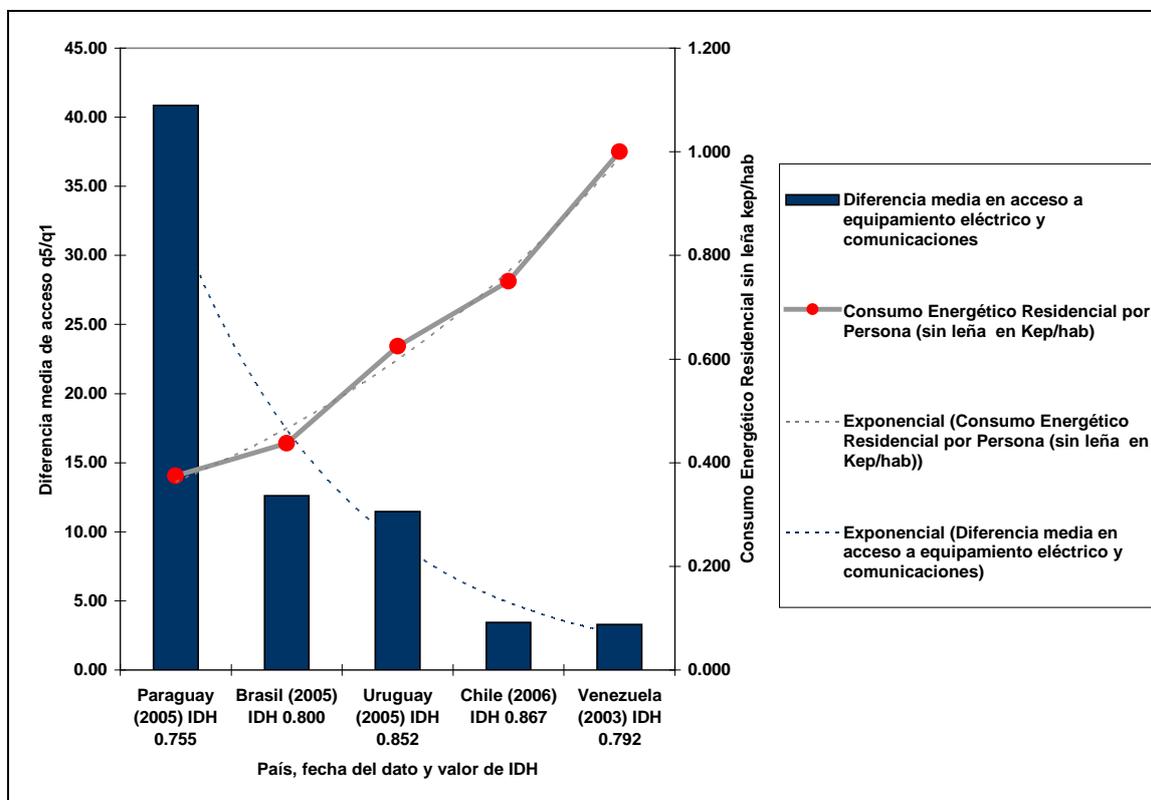


Fuente: estimaciones con datos parciales de la CEPAL (material de la iniciativa conjunta CEPAL-PNUD-Club de Madrid, 2009).

En tanto la desigualdad social se manifiesta de un modo también diferenciado en el acceso -y un mayor acceso implica mayores niveles de consumo de energía- una meta necesaria para la región será disminuir las desigualdades en ambos tipos de acceso probada la correlación entre mayores índices de desarrollo humano (IDH),

mayor acceso a servicios, menor desigualdad en la distribución del ingreso y del equipamiento (Ver Gráfico 1.4.9, tomado de la Iniciativa conjunta CEPAL-PNUD-Club de Madrid, 2009).

Gráfico 1.4.9. Índices de Desarrollo Humano, desigualdad en el acceso al equipamiento y consumo de electricidad en algunos países de la región

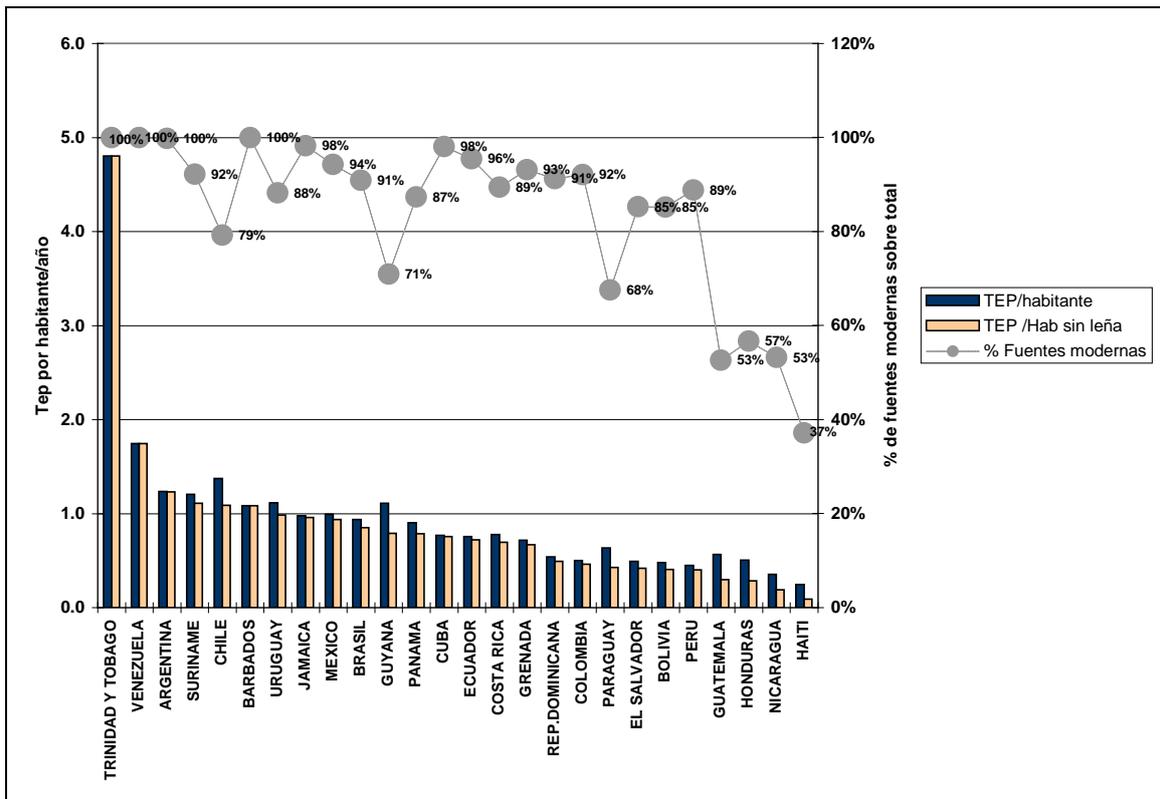


Fuente: estimaciones con datos parciales de la CEPAL (material de la iniciativa conjunta CEPAL-PNUD-Club de Madrid, 2009).

Esto significará hacer frente a mercados más dinámicos y complejos porque se requerirá simultáneamente resolver temas de abastecimiento, costos y regulaciones que hagan factible tanto el acceso, como la accesibilidad. El alcance de ello deberá hallarse en la Agenda Energética Regional junto a temas como la definición del mix deseable de oferta según disponibilidad de recursos, restricciones ambientales y definición del destino de recursos energéticos exportables en tanto el desarrollo de la región se inscribe en un marco mundial complejo y una multiplicidad de enfoques nacionales sobre estos aspectos.

Nótese que cuando se estima la participación de las fuentes distintas a la leña sobre el consumo total de energía per cápita, se observa que en la mayor parte de los casos la penetración alcanzada es elevada. Sin embargo es muy importante aún representando más del 10% en muchos de los países y más del 30% en un grupo de ellos.

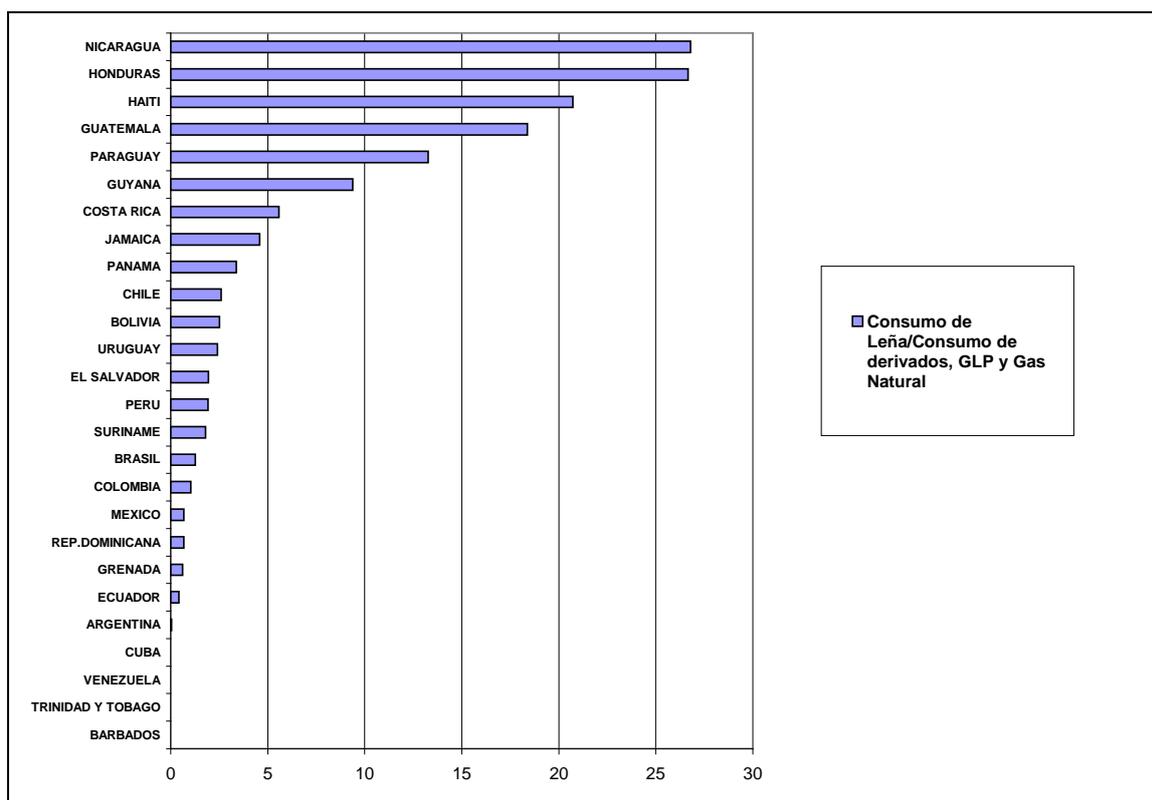
Gráfico 1.4.10. Consumo de energía por habitante con y sin leña y porcentaje de consumo de fuentes modernas sobre el total



Fuente: elaborado con datos del SIEE OLADE, 2011.

La importancia relativa se visualiza mejor cuando se considera que en muchos países el consumo de leña en el sector residencial expresado en energía neta, supera en varias veces el consumos residencial de fuentes comerciales como el GLP, otros derivados del petróleo o el Gas natural.

Gráfico 1.4.11. Consumo de leña respecto al consumo de fuentes modernas para usos calóricos



Fuente: elaborado con datos del SIEE OLADE, 2011.

Estas figuras no hacen sino ratificar que el acceso a la energía comercial para vastas capas de su población constituye, aún hoy, un desafío a superar.

1.5. Conclusiones

América Latina y Caribe cuentan con una abundante dotación de prácticamente todos los recursos energéticos según se ha expuesto a lo largo de las secciones anteriores.

En el caso de combustibles fósiles disponía a fines de 2010 de 251 miles de millones de barriles (18% del total de reservas comprobadas mundiales); 277 TCF de gas natural (4.2% del total mundial) y 13.7 millones de toneladas de carbón mineral (cerca del 1.7% de las reservas mundiales), siendo en promedio elevada la relación reservas /producción y más aún la relación reservas/consumo anual.

Del mismo modo la Región posee una prospectiva atractiva desde el punto de vista de los recursos fósiles no convencionales, como son los crudos pesados y extrapesados, los crudos y gas off shore de altas profundidades, el shale gas y en menor medida el shale oil.

En el caso de estos recursos mientras que algunos ya forman parte de las reservas convencionales, otros aún deben ser reconfirmados en sus volúmenes y costos de

producción, lo que es una prioridad desde el punto de vista regional para conocer sus potenciales económicamente aprovechables.

Desde el punto de vista de las energías renovables es una de las regiones con los mayores aprovechamientos hidroeléctricos existentes y con respecto a los potenciales- aún con un excelente margen de reserva.

Así también, presenta condiciones climáticas favorables para el desarrollo de energía eólica y solar, mientras que también existe dominio de la energía nuclear, desarrollos de la geotermia y una abundancia de recursos de biomasa.

A pesar de ello como se ha visto América Latina presenta un muy bajo grado de consumo de energía por habitante y en muchos países el acceso a fuentes modernas de energía es modesto, lo que se nota en particular en la tipología de consumo del sector residencial. En tanto ello implica que, para muchas familias, el acceso a la cobertura básica de necesidades energéticas no se haya cubierto.

Por otra parte, la región ha presentado en los últimos años un estrechamiento de su margen de reserva de potencia eléctrica, una saturación de la capacidad de refinación y problemas de abastecimiento de gas natural y otros combustibles en varios países siendo notoria la caída de la actividad exploratoria con excepciones como las de Brasil y alguna leve recuperación en Colombia después de 2005.

Una clave común ha sido, con muy pocas singularidades, la insuficiencia de inversiones en casi todas las fuentes.

Aunque el análisis de esta cuestión es tratado en profundidad en los Informes II y III, cabe observar de modo preliminar, que en algunos casos, en los países donde el Estado nacionalizó empresas o intervino más activamente en la regulación de las empresas privadas, las inversiones se retardaron, suspendieron o fueron orientadas hacia la captura de rentas de corto y mediano plazo aún bajo reglas estables. Por otra parte, en otros casos, cuando el Estado se ha hecho cargo de las empresas energéticas, la falta de planificación, los propios problemas de gestión y la falta de fondos de inversión se han presentado produciendo un mismo efecto sobre la expansión de la oferta.

Muchas veces este último tipo de esquemas ha ido acompañado de innecesarios atrasos tarifarios o un inadecuado diseño de la política de precios confundiendo la abundancia interna de un recurso con su acceso a costos por debajo de los verdaderos costos de explotación. A ello se han sumado algunos fenómenos climáticos más extremos como sequías, pero ciertamente en pocos casos el sistema energético se ha desempeñado bajo condiciones de sostenibilidad desde el punto de vista de las garantías para dar continuidad de largo plazo al servicio con una margen de holgura suficiente y garantizar un masivo acceso a las fuentes modernas de energía por parte de sus poblaciones para el futuro²⁵.

²⁵ Los aspectos ambientales han jugado un papel dispar en las acciones pero, en general, su importancia en la agenda ha sido escasa.

Estos temas se hallan en directa vinculación con los marcos institucionales y legales, con una insuficiencia de la necesaria coordinación pública- privada, con el problema de los incentivos económicos para las inversiones y mecanismos regulatorios entre otros. La situación de cada país se explica principalmente a partir de este análisis retrospectivo y es allí donde se encuentran algunas de las claves para resolver parte de los problemas de la viabilidad futura bajo una mirada crítica en términos de lecciones aprendidas tanto en términos positivos como negativos.

Es que en el caso de América Latina los enfoques sobre la política energética se han visto además seriamente alterados por los distintos tipos de política macroeconómica aplicada y en muchas ocasiones hasta su diseño ha estado estrechamente vinculado a cuestiones que, desde la perspectiva necesaria para el desarrollo energético, pueden ser vistas como coyunturales.

El estudio realizado sobre el marco económico y energético mundial permite obtener unas primeras y relevantes cuestiones a resaltar que se consideran como un punto de partida y de aproximación a la problemática energética latinoamericana.

Seguidamente se resumen las más destacadas de ellas:

- La región no necesita tanto de una mayor diversificación de sus fuentes de energía por razones vinculadas al cambio climático, como de la puesta en marcha de proyectos de inversión que aseguren el abastecimiento interno con las fuentes más abundantes, eficientes y menos costosas, para lograr una mayor inclusión social, un mayor grado de desarrollo y obtener excedentes de exportación con los cuales financiar sus desarrollos potenciales en los casos que ello sea posible.
- No obstante, la necesidad de contribuir a la disminución de emisiones de GEI, definiendo una estrategia frente al proceso de negociación de Cambio Climático, es otro aspecto de relevancia y vinculado al anterior.
- Para ello se deberían diseñar estrategias de financiamiento que en lo posible provengan de las propias rentas generadas por el sector y con una mirada favorable a proyectos que permitan resolver simultáneamente temas de seguridad de suministro a escala nacional, sub regional y regional. La creación de un Banco Regional del estilo del BNDES de Brasil puede ser otra alternativa, pues es muy difícil pretender el autofinanciamiento de las inversiones por parte de un sector y/o empresa energética si la magnitud del proyecto transformador es de envergadura y si se pretende un mayor desarrollo desde el propio sector energético.
- La visión con respecto al tema del financiamiento y su origen es muy disímil en cada país, pero existe una creciente conciencia de la necesidad de articular programas de participación pública y privada. No obstante, una visión supranacional podría ser ventajosa y ella debería poder ser construida.
- Una tema crítico lo constituye el abastecimiento de gas natural. A pesar de la alta prospectividad de la región, lo cierto es que la producción ha resultado insuficiente creando incertidumbre entre los propios consumidores que deben tomar decisiones acerca de su equipamiento y modalidades de contratación.

- En tal sentido es necesario contar con escenarios realistas de reservas explotables de gas, costos a los que estas reservas podrían ser puestas en producción y definir los modos más convenientes de suministro con una mirada de corto, mediano y largo plazo y metas concretas de puesta en marcha de los distintos proyectos. Esto requiere de una auditoría de reservas efectuada por un conjunto independiente de expertos y de la voluntad de cada país de transparentar esta situación.
- En este contexto las plantas de GNL deberían ser dimensionadas y distribuidas de un modo estratégico en tanto para cualquier escenario futuro de precios el GNL resultaría de menor costo que los líquidos si la regulación es adecuada.
- El desarrollo de GNL puede darse también para el abastecimiento en áreas aisladas mediante gasoductos virtuales, los que también pueden ser vía GNC, si sus costos son menores al GLP.
- Podría crearse así un sistema regional de seguridad de suministro de gas que debe ser estudiado en su factibilidad técnica y económica como prioridad a fin de evitar innecesarias duplicaciones que afecten los costos económicos, o bien generen una insuficiencia de oferta.
- Del mismo modo la actividad de exploración en hidrocarburos debe ser incrementada. Muchos países han perdido ya su capacidad de autoabastecimiento y otros pueden perderla en el plazo de una década, o bien pueden ver mermada su capacidad exportadora sino se incentiva la exploración de riesgo para incorporar mayores niveles de reservas de petróleo.
- La exploración en áreas con reservas no convencionales debe ser emprendida a fin de cuantificar de un modo preciso qué parte de los recursos pueden convertirse en reservas y a que costos.
- En muchos casos la declinación prevista de la producción en áreas conocidas podría revertirse con mayores inversiones pero es necesario disponer de un panorama más claro al respecto y evaluar escenarios de prospectiva de producción petrolera.
- Un mayor comercio intraregional de petróleo y derivados puede traer ventajas a ambas categorías de países: exportadores e importadores y beneficiar la seguridad de suministro regional sin menoscabo de los aportes a la seguridad energética mundial. Esto requiere de una elaboración de escenarios de oferta y demanda contrastados sobre hipótesis contrapuestas respecto a los volúmenes que se hallaran disponibles.
- En tanto estos temas son de alto valor estratégico es posible que se hallen fuertes resistencias para revelar los cuadros de situación existentes en cada país, lo que requiere de algún grado de acuerdo sobre como encarar estos temas desde la región, ello sin menoscabo de que en cada país es recomendable fortalecer los cuadros técnicos propios para evaluar los recursos y sus potenciales de un modo más ajustado a la realidad.
- Esperar que las reservas y niveles de producción se revelen en el mercado impediría una planificación estratégica y por lo tanto sería un verdadero obstáculo para orientar la producción y el consumo de energía.
- Con respecto a la capacidad de refinación existe un déficit en varios países y necesidades de adaptación y obtención de mayor conversión. Es necesario establecer una planificación indicativa para orientar correctamente las decisiones de inversión vinculadas con los distintos proyectos en marcha

teniendo en cuenta que la tendencia hacia la obtención de crudos pesados y extrapesados será marcada. Las diferencias entre subregiones debe ser considerada con miras a la búsqueda de oportunidades de integración.

- Los países importadores o aquellos que podrían serlo deben analizar las implicancias de estos escenarios para el desarrollo de infraestructura, el tipo de crudo que requerirán y otros aspectos que permitan una correcta planificación indicativa y posibilitar un sistema flexible de sustituciones entre líquidos y gas natural si fuera el caso.
- El mercado futuro de biocombustibles presenta desafíos que provienen de la normativa internacional (en especial en el caso del Biodiesel) y del impacto sobre la formación de precios de los alimentos que deben ser cuidadosamente evaluados. Es posible que la región pueda resolver su seguridad de suministro energético mediante una mayor producción de crudo y destinar excedentes agrícolas al aporte de la seguridad alimentaria regional y mundial. En tal sentido se identifica la necesidad de crear distintas trayectorias posibles a fin de estudiar las transiciones más deseables considerando criterios multiobjetivo como: impacto sobre balanza de pagos y comportamiento de cuentas fiscales; impactos sobre precios de los alimentos en el mercado interno y niveles de pobreza; impactos sobre las relaciones internacionales; impactos sobre productores y nivel de empleo.
- La diversificación de la matriz de generación eléctrica debería ser analizada según el estudio de sus impactos sobre los ejes seguridad de suministro, social, ambiental y económico-financiero. En cada país la combinación adecuada de fuentes y la complementariedad entre sistemas debería resultar en la identificación de sus potenciales impactos sobre la seguridad energética sub-regional y regional.
- El desarrollo de fuentes no convencionales de energía para generación eléctrica podría ser incluido como parte de una agenda productiva y de cooperación entre países a fin de crear las capacidades para su fabricación, instalación y mantenimiento bajo mecanismos de financiamiento de la propia región.
- Las fuentes nuevas y renovables y sus tecnologías asociadas admiten una articulación a los servicios energéticos finales, tanto en zonas urbanas como rurales, que brindan atractivas oportunidades para aumentar su papel, contribuyendo a la diversificación de fuentes, reduciendo la presión sobre sistemas centralizados y de redes y permitiendo inversiones más flexibles y modulares.
- La región debe mirar en conjunto el tema de la eficiencia energética como una fuente de energía adicional. Para ello es necesario reforzar pautas de consumo racional, profundizar las acciones para la penetración de equipamientos más eficientes, evaluar el modelo de ciudades sostenibles deseable para la región y promoverlo en cada país articulando obras de infraestructura, vivienda y sistemas de transporte sostenibles.
- Esta transformación debería ser efectuada para las nuevas obras como prioridad y programar el reemplazo de un modo ordenado a fin de no inducir a una obsolescencia forzada que tendría requerimientos de inversión tal vez insostenibles con impactos indeseables sobre el acceso a diversos servicios y la distribución, ya altamente desigual, del ingreso y el consumo (ej. Smart Grids).

- En el caso del conjunto de nuevas tecnologías de consumo y producción de energía es deseable la creación de centros regionales de I&D articulados con las respectivas industrias y gobiernos a fin de crear y fortalecer capacidades locales en tanto la región debería aprovechar esta nueva ola de innovación como eje de su desarrollo socioeconómico.
- El estudio de los mecanismos de transición deseables para la conformación de precios y tarifas de la energía que permitan una menor dispersión a la observada entre los distintos países y a la vez garanticen el acceso y la sostenibilidad de sistemas de suministro confiable es una prioridad en tanto dificultan oportunidades de complementación entre países que además podrían llegar a provechosas integraciones de sus sistemas productivos y de comercio como estrategia de fortalecimiento regional y menor exposición al impacto de shocks externos.
- Es necesario que la región visualice correctamente su importancia en el nuevo marco de la geopolítica internacional y siga atentamente el grado de dependencia relativa de cada región respecto a otras y respecto de las interdependencias globales. En tal sentido la autonomía regional podría verse afectada lo que es necesario prever para adoptar un posicionamiento conveniente y evitar escenarios de conflictos potenciales cuyo costo podría ser elevado.
- Reforzar el comercio intraregional de mercancías, servicios y energía junto a otros múltiples modos de inserción selectiva de comercio Norte-Sur y Sur-Sur deben constituir el núcleo de la estrategia regional para avanzar y superar un contexto de vulnerabilidad ante un escenario mundial incierto.

Referencias Bibliográficas

Allianz Global Investors, (2011), Analysis & Trends : The sixth Kondratieff –long waves of prosperity January 2010 Analysis, Allianz Global Investors, Alemania, 2011.

Banco Mundial, WDI online database.

BCG, 2009. BOSTON CONSULTING GROUP (BCG). The comeback of the electric car? How real, how soon, and what must happen next. Boston, 2009.

Beckwith, R.(2011), JPT, Special Section: Shale, 2011.

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, (2010 a), 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

BOSTON CONSULTING GROUP (BCG). The comeback of the electric car? How real, how soon, and what must happen next. Boston, 2009.

Boyce, J.R.,2010, Peak Oil: Mountain or Molehill: an empirical assessment, Department of Economics, University of Calgary, 2010. Véase también Al-Husseini, The debate over Hubbert's Peak : a review, en GeoArabia, Vol 11 Nº 2, 2006, Gula Petrolink, Bahrain.

BP, (2011a) Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls.

BP (2011b), Energy-Outlook-2030

BP, (2011c), Workbook of historical statistical data from 1965-2010.

BRASIL MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano decenal de expansão de energia 2019. Brasília: MME/EPE, 2010.

BRASIL, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2009. Brasília: EPE, 2010.

BRASIL. EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

-----Balanço Energético Nacional 2010 – Ano Base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

BRASIL. MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA). SPDE (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO). Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016. Brasília: MME, 2007.

_____.a. NOTA TÉCNICA DEA 05/09. NOTA TÉCNICA ONS 052/2009. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Brasília: MME, abril de 2009.

_____. b. NOTA TÉCNICA DEA 13/09. NOTA TÉCNICA ONS 185/2009. 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Brasília: MME, outubro de 2009.

BRASIL. MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA). SPDE (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO). Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016. Brasília: MME, 2007.

CARVALHO, J.F.D; SAUER, I.L. Does Brazil need new nuclear power plants? *Energy Policy*, 37(4), 1580-1584, April 2009.

_____. A energia nuclear no mundo e no Brasil após Fukushima. *Valor Econômico. Opinião*. São Paulo, 13/05/2011.

CEPAL, CepalStat- Diversos accesos 2011.

CEPAL, Panorama de la Inserción internacional de América Latina y el Caribe. Crisis originada en el centro y recuperación impulsada por las economías emergentes, Santiago de Chile, 2011

CEPAL-PNUD-Club de Madrid, 2009, Contribución de los Srvicios Energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, Santiago, 2009.

CNI (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA). A indústria e o Brasil – gás natural: uma proposta de política para o Brasil. Brasília: CNI, 2010.

COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR (CNEN). ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S. A. (ELETRONUCLEAR). SISTEMA DE PROTEÇÃO AO PROGRAMA NUCLEAR BRASILEIRO (SIPRON). Fifth National report of Brazil for the nuclear safety convention. Rio de Janeiro: CNEN, 2010.

Conpes (2009) 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

Cooper, M. (2010) Policy challenges of nuclear reactor construction, cost escalation and crediting out alternatives, Institute for Energy and the Environment, Vermont Law School, septiembre de 2010.

COSTA, A.M. Estratégias de armazenamento geológico de carbono. In: 4ª CONFERENCIA REGIONAL SOBRE MUDANÇAS GLOBAIS: O PLANO BRASILEIRO PARA UM FUTURO SUSTENTÁVEL. São Paulo: USP/IEA, 04 a 07 de abril de 2011. No prelo.

Delucchi, M. A. y Murphy, J., U.S. MILITARY EXPENDITURES TO PROTECT THE USE OF PERSIAN-GULF OIL FOR MOTOR VEHICLES, Report N° 15 in the series: The Annualized Social Cost of Motor-Vehicle Use in the United States, based on 1990-1991 Data UCD-ITS-RR-96-3 (15) rev. 2, Institute of Transportation Studies, University of California y Department of Resource Economics and Public Policy University of Massachusetts, California 2006.

DORNELLES, R.G. The Brazilian experience with biofuels. Panama, 2007.

Duffey, A. (2011), 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

EIA, 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.

EIA/DOE (2011), <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/international.html>, AEO 2010.

ELETROBRÁS. ELETRONUCLEAR. Guia de pronta resposta. Accedido en http://www.eletronuclear.gov.br/perguntas_respostas/GUIA_2011.pdf en 30 de agosto de 2011.

-----Panorama da energia nuclear no mundo Ed. Outubro de 2010. Rio de Janeiro: Eletronuclear, 2010.

_____. Panorama da energia nuclear no mundo. Ed. Junho de 2009. Rio de Janeiro: Eletronuclear, 2009.

_____. Panorama da energia nuclear no mundo. Ed. Outubro de 2011. Rio de Janeiro: Eletronuclear, 2011.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (DOE/EIA). Annual Energy Outlook 2010 with Projections to 2035. Washington, 2010. Accedido en [http://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo10/pdf/0383\(2010\).pdf](http://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo10/pdf/0383(2010).pdf) en 07 de febrero de 2011.

FAO (2009) 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

FAO Stat, 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

GOLDEMBERG, J. Energias renováveis e não renováveis. In: 4ª CONFERENCIA REGIONAL SOBRE MUDANÇAS GLOBAIS: O PLANO BRASILEIRO PARA UM FUTURO SUSTENTÁVEL. São Paulo: USP/IEA, 04 a 07 de abril de 2011. No prelo.

Gubler, A. (2009) The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing , Energy Policy, Volume 38, Issue 9, September 2010, Pages 5174-5188

IAEA (2010), Agencia Internacional de Energía Nuclear, IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2010.

IAEA (INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY). Brazil's Nuclear Power Programme. IAEA Bulletin. 18(3/4), 1976.

IEA, (2011) International Energy Agency, Technology Roadmap – Biofuels for transport, OECD/IEA, 2011

IEA (2010a) Key World Energy Statistics. Paris, 2010. Accedido en http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf en 10 de abril de 2011.

IEA (2010b) Resources to Reserves. Paris, 2010.

IICA, (2007) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – I Etanol, 2007

IICA, (2011a) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – II Biodiesel, 2010

IICA, (2011b) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Mapeo político-institucional y análisis de la competencia entre producción de alimentos y bioenergía, 2010
Infrastructure Journal's IJ Research (2007), varios números

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (OECD/IEA). Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles. Paris, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (OECD/IEA). World Energy Outlook 2009. Paris, 2009.

IPCC (2007), Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.) IPCC, Geneva, Switzerland, 2007.

IPCC,(2011), Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate change Mitigation, Postdam Institute for Climate Impact Research, 2011

ITAIPU BINACIONAL (Novais, C.R.B.). Projeto VE: Ações e Resultados. In: Oficina de Trabalho sobre Veículos Elétricos, Rio de Janeiro, 11 e 12 de maio de 2010. Consultado en 20 de agosto de 2011 en: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Oficina_VeiculosEletricos_Itaipu.pdf>

Izquierdo, A. y Talvi, E., One region, two speeds? Challenges of the New Global Order for Latin America and the Caribbean, Inter-American Development Bank, March, 2011.

J.D. POWER AND ASSOCIATES AUTOMOTIVE FORECASTING. Global Alternative Fuel Light Vehicle Sales Forecast. New York: The McGraw Hill Companies, 2010.

Jones, R. (2009), New Frontiers in Solar Cell Conversion Spectrolab, Inc., Boeing Company Efficiency, 11/12/2009 Ref.: R. R. King et al., 24th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Hamburg, Germany, Sep. 21-25, 2009

Kovarik, B., Comparison of USGS and oil industry reserve estimates (Part II), Radford University, 2006

Kozulj, R. (2011), Estudio sobre “Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur”, Documento Contrato N° 16113-Roberto Kozulj –CEPAL-0898-División de Recursos Naturales e Infraestructura. En Revisión.

Kozulj, R. (2010) Hidroenergía y la nucleoelectricidad en América Latina: análisis de casos en función de las barreras ambientales, en América Latina e Caribe: La sfida dell' energia, Bajo la Coordinación del Embajador Raffaele Campanella y con la colaboración de BCIE, BID, CEPAL y ENEL, COLLANA DI STUDI LATINOAMERICANI, Economia e Società, Roma 2010, “STAMPA 3” snc Via del Colle della Strega, 49/51 - 00143 Roma Tel. / Fax 06.5917592 - E-mail: stampa3@hotmail.it

-----La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: inversiones y estrategias empresariales en América Latina y el Caribe, CEPAL-Olade-GTZ, Santiago de Chile, Santiago de Chile, 2009.

----- Estrategias empresariales en el sector energético en los países del Cono Sur, serie Recursos Naturales e infraestructura, CEPAL-Olade-GTZ, Santiago de Chile, Santiago de Chile, 2009.

-----Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur LC/L.2871-P/E, Febrero 2008, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 132, 67 pp.

-----Crisis de la industria del gas natural en Argentina LC/L.2282-P/E Marzo del 2005, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 88 81 pp.

-----Análisis de la integración de los mercados de gas en América Latina y el Caribe: estado actual y perspectivas, serie Recursos Naturales e infraestructura CEPAL, Santiago de Chile, octubre de 2004.

Maers,(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

MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA). Portaria nº 980, de 21 de dezembro de 2010. Publicado no D.O.U. de 23.12.2010, seção 1, p. 139, v. 147, n. 245. Consultado en http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/2010/Portaria_n_586-2010.pdf en 01 de setembro de 2011.

Montmat, (2011), Motamat & Asociados, Informe Mensual de precios de la energía, Junio 2011

Naciones Unidas, World Urbanization Prospects: The 2009 Revision.

NAYLOR, R., LISKA, A.J., BURKE, M.B., FALCON, W.P., GASKELL, J.C., ROZELLE, S.D. & CASSMAN, K.G. The ripple effect: biofuels, food security, and the environment. *Environment*, 49(9): 31–43. 2007.

Miniagri, (2005) Ministerio de Agricultura y Desarrollo rural, La cadena de las oleaginosas en Colombia, 2005

NPC (2007), NATIONAL PETROLEUM COUNCIL, UNCONVENTIONAL GAS SUBGROUP OF THE TECHNOLOGY TASK GROUP OF THE NPC COMMITTEE ON GLOBAL OIL AND GAS, 2007. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, TOPIC PAPER #29 UNCONVENTIONAL GAS, July 18, 2007.

OCDE (2010), OECD Projected Costs of Generating Electricity 2010

OFFICIAL NEBRASKA GOVERNMENT WEBSITE. Henry Hub Natural Gas Spot Prices 2011. Accedido en <http://www.neo.ne.gov/statshtml/124.htm> en 08 de setiembre de 2011.

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO). Histórico da operação. Geração de energia. Accedido en http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx en 30 de agosto de 2011. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC). World Oil Outlook 2010. Vienna, 2010.

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

PETROBRAS (SANCHES, C.P.). Novos cenários para o desenvolvimento nacional com a descoberta do Pré-sal. In: 1º ENCONTRO DE PROFISSIONAIS DE GEOLOGIA, São Paulo, 28/082009.

PETROBRAS. Plano de negócios 2011-2015. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011.

PETROBRAS. Investimento em produção e novos terminais de GNL na América do Sul. In ENERGY INTEGRATION CONGRESS (EIC). 30 de outubro de 2007. Rio de Janeiro – Brasil.

_____. Plano de negócios 2011-2015. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011.

Petropar, (2011) Petróleos Paraguayos, <http://www.petropar.gov.py/datoscomerciales.php>, 2011

Pistonesi et al, (2008) Pistonesi, H. et al., Aportes de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2008

RAJAGOPAL, D.; ZILBERMAN, D. Review of Environmental, Economic and Policy Aspects of Biofuels. Washington: World Bank, 2007.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY (REN21). Renewables 2011 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2011.

Richard M. Taylor (2011), Global Hydropower Development, FIE, International Hydropower Association

RICOSTI, J.F.C., Inserção da Geração Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro, Dissertação de Mestrado, PPGE, USP, Abril, 2011.

ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS. Automotive landscape 2025: Opportunities and challenges ahead. Munique, 2011.

SAUER, I.L.; AMADO, N.B.; MERCEDES, S.S.P. Energia, recursos minerais e desenvolvimento. Rio de Janeiro: Fisenge, 2011. En prensa.

SAUER, I.L. Geopolítica e Regulação do Gás Natural. In V SEMINÁRIO DE REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA. SALVADOR – Bahia. 29 e 30 de Novembro de 2007.

SE, (2011), Secretaría de Energía de la República Argentina
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3033>

SWERA-UNEP (acceso <http://swera.unep.net>, agosto de 2011)

THE CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Liquefied Natural Gas Worldwide. Maps. Accedido en http://www.energy.ca.gov/lng/worldwide/maps/Caribbean_South_Central_America.pdf en 08 de setiembre de 2011.

The Global Shale Gas Initiative (GSGI) <http://www.state.gov/s/ciea/gsgi/index.htm>, 2011

Unctad,(2009) United Nations Conference on Trade and Development, The Biofuels market: current situation and alternative scenarios, United Nations, 2009
UNCTAD-UNCTADstat

UNFCCC, (2011) United Nations Framework Convention on Climate Change, Clean Development projects database, <http://cdm.unfccc.int/Projects/>, 2011

UNIDO, (2010), UNIDO's International Yearbook of Industrial Statistics 2010.

WB, (2011) World Bank, World Development Indicators, <http://data.worldbank.org/indicator> , 2011

WEC (2007a), Survey of Energy Resources, Londres 2007.

WEC, 2007 b, Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050, World Energy Council 2007.

WORLD BUSINESS COUNCIL FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (WBCSD). Mobility 2030: Meeting the challenges to sustainability. The sustainable mobility Project Full Report. Ginebra, 2004.
(SIEE, 2011), OLADE

3TIER, Renewable Energy Information Services, 2010. tomados de <http://www.3tier.com/en/>.