

LA PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: INVERSIONES Y ESTRATEGIAS EMPRESARIALES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



NACIONES UNIDAS

CEPAL



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo

gtz

La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: inversiones y estrategias empresariales en América Latina y el Caribe

Roberto Kozulj



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo



El presente documento fue elaborado por Roberto Kozulj, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo, a través de la Agencia de Cooperación Técnica (GTZ), del Gobierno de Alemania.

Este documento fue supervisado por Patricio Rozas, de la División de Recursos Naturales e Infraestructura y Álvaro Calderón, de la División de Desarrollo Productivo y Empresarial y coordinado por Hugo Altomonte, Oficial a cargo de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Índice

1.	Introducción.....	7
2.	Panorama general de la industria de la energía eléctrica en el ámbito global.....	9
2.1	Caracterización del consumo de energía a escala global: tendencias históricas y proyecciones por grandes regiones y mayores países.....	9
2.2	Presiones de costos y medioambientales sobre la dinámica de diversificación energética. Importancia de las fuentes renovables no convencionales	15
2.3	Cambios regulatorios generales y referidos a las fuentes de energía renovables en los principales mercados: Unión Europea, Estados Unidos, Japón, China, sudeste de Asia.....	20
2.3.1	Aspectos generales referidos al avance de las reformas en materia de liberalización de mercados	20
2.3.2	Los cambios de orientación en torno a las energías renovables	23
2.4	Dinámica del mercado de la Península Ibérica, origen de algunas de las principales empresas extranjeras presentes en América Latina y el Caribe	28
2.5	Mayores operadores privados en el ámbito global: opciones tecnológicas, fuentes de energía y estrategias de internacionalización.....	32
3.	La industria de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe.	37
3.1	Caracterización del Sector Eléctrico en LAC	37
3.2	La reestructuración de la Industria Energética Post-Reformas	44
3.2.1	Objetivos de la segmentación de los monopolios públicos y sus resultados.	44
3.2.2	Integración horizontal, vertical y de negocios: la emergencia de conglomerados energéticos.....	45
3.2.3	Implicancias para la regulación	48
3.2.4	Hechos a ser remarcados.....	50
4.	Estrategia de las principales empresas extranjeras	51
4.1	El grupo Repsol.....	51
4.2	El grupo ENEL y Endesa	59
4.2	El grupo AES.....	64
4.3	El grupo GDF-Suez	66
4.4	El grupo Iberdrola.....	67
4.5	El Grupo Unión FENOSA.....	70
4.6	El Grupo Tractebel	72
4.7	EDP - Energías de Portugal.....	73
4.8	El Grupo EDF (Francia)	74

5.	Estrategia de las principales translativas.....	75
5.1	Petrobras.....	75
5.2	ISA.....	76
5.3	ABB.....	77
5.4	CGE.....	78
6.	Implicancias de política y conclusiones.....	79
	Bibliografía.....	83

Índice de cuadros

Cuadro 1	Caracterización de la generación de electricidad y su consumo por grandes regiones y principales consumidores mundiales.....	12
Cuadro 2	Estimación aproximada de la demanda histórica y proyectada del consumo final de energía. Datos correspondientes a Petróleo, gas natural, carbón mineral y electricidad.....	15
Cuadro 3	Evolución del número de casos de adopción de mecanismo Feed-in para la promoción de las energías renovables.....	26
Cuadro 4	Caracterización de los principales grupos empresarios y su orientación en energías renovables no convencionales a escala global.....	34
Cuadro 5	Evolución de la capacidad instalada (MW) y la generación eléctrica (GWH) y comparación de incrementos en %.....	41
Cuadro 6	Presencia de los principales grupos internacionales en la industria eléctrica y del gas en LAC como resultado de las Reformas.....	47
Cuadro 7	Descripción del cambio en los principales rubros del Balance de Repsol tras su operación de adquisición de YPF en 1999-2000 y proceso de endeudamiento hasta 2003.....	52
Cuadro 8	Principales Activos de Repsol y Contratos en el Upstream en Latinoamérica.....	53
Cuadro 9	Activos de ENDESA en América del Sur.....	60
Cuadro 10	Estimación de la proporción de Inversiones potenciales de ENDESA respecto a las necesidades de inversión en el sector eléctrico en LAC.....	62
Cuadro 11	Descripción de las capacidades del grupo Unión FENOSA en España y en LAC- Datos del año 2008.....	70
Cuadro 12	Principales accionistas de gas natural SDG-Unión Fenosa.....	71

Índice de diagramas

Diagrama 1	Mecanismos complementarios para el desarrollo de las renovables.....	27
Diagrama 2	Esquema de progresiva transnacionalización y concentración de actores.....	46

Índice de gráficos

Gráfico 1	Consumo de Electricidad por grandes países y agrupaciones.....	13
Gráfico 2	Generación de electricidad por regiones entre 1990 y 2007.....	14
Gráfico 3	Tasas históricas y proyectadas del consumo de electricidad por grandes países y agrupaciones.....	14
Gráfico 4	Evolución del consumo de energía por fuentes primarias.....	17
Gráfico 5	Aproximación a los costos de inversión por tipo de fuente renovable y evolución esperada.....	18
Gráfico 6	Aproximación a los costos de generación por tipo de fuente renovable y evolución esperada.....	18
Gráfico 7	Evolución de la participación de la energía eólica en el total de generación por regiones, período 1990-2006.....	19

Gráfico 8	Diferencias entre tasas de crecimiento de la capacidad de generación eléctrica y de la generación de electricidad.....	22
Gráfico 9	Capacidad instalada a nivel mundial de fuentes renovables para generación eléctrica en el año 2008.....	24
Gráfico 10	Inversión Extranjera Directa de la Unión Europea en LAC y en Argentina y Stock de la IED de ESPAÑA como % de su PBI.....	31
Gráfico 11	Capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en LAC según tipo de instalaciones y tasas de crecimiento entre 1970 y 2008	38
Gráfico 12	Variaciones en la capacidad de generación por tipo de instalaciones	39
Gráfico 13	Consumo de gas para generación eléctrica según país Período 1970-2008	40
Gráfico 14	Potencia hidráulica y térmica a gas o dual instalada por principales países	41
Gráfico 15	Comparación de las diferencias acumuladas entre incremento del consumo final de energía eléctrica y potencia instalada total por países en los períodos 1970-1990 y 1990-2008.....	43
Gráfico 16	Aproximación al Incremento en el factor de utilización media de la capacidad instalada entre 1990 y 2008, con respecto a 1970-1990	43
Gráfico 17	Evolución de la producción en el Upstream (o actividades clasificadas como E&P) según origen de la producción. ABB (Argentina-Bolivia-Brasil) y Resto- Período 2003-2008.....	54
Gráfico 18	Evolución de los Resultados operativos en el Upstream (o actividades clasificadas como E&P) según origen de la producción. ABB	55
Gráfico 19	Evolución de los beneficios netos unitarios antes de cargas financieras-Euros por KBep.....	55
Gráfico 20	Evolución de la producción, de los resultados operativos e inversiones entre 2003 y 2004 en valores índices con base 2003= 100 y según regiones ABB y Resto del Mundo	56
Gráfico 21	Resultados operativos netos de Inversiones según regiones en el período 2003-2008.....	57
Gráfico 22	Resultados operativos netos de Inversiones según regiones Resultados acumulados en el período 2003-2008	58
Gráfico 23	Activos de ENDESA en Generación respecto al total público en algunos de los principales países de América Latina	59

Índice de recuadros

Recuadro 1	Gas natural SDG, S.A. y su expansión global tras la adquisición de Union Fenosa.....	72
------------	--	----

1. Introducción

El presente documento tiene por objeto presentar un panorama –dentro de las tendencias globales de la industria– del sector eléctrico y de los mayores agentes privados de origen extranjero que operan en América Latina y el Caribe. Se pone así especial el énfasis en las estrategias empresariales de los principales actores, contemplando aspectos como la expansión geográfica, la integración vertical en los segmentos de generación, transporte y distribución de las cadenas eléctricas y la integración horizontal, especialmente los vínculos con el sector de gas natural.

A pesar de su carácter incipiente, el documento explora también cómo algunos agentes privados extranjeros estarían implementando en América Latina y el Caribe, estrategias de diversificación hacia fuentes energéticas renovables no convencionales, como la energía eólica, solar, biomasa y otras.

En el punto 2 que sigue a esta introducción se aborda el tema del panorama general de la industria de la energía eléctrica en el ámbito global y regional. Los tópicos tratados abarcan desde un análisis de las tendencias mundiales y por regiones de las demandas proyectadas, la configuración de la oferta por tipo de tecnologías y un análisis específico respecto a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y los cambios regulatorios para promoverlas. Del mismo modo se realiza un somero análisis de los principales actores productores, operadores y difusores de dichas tecnologías.

En el punto 3 se caracteriza la industria de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe indicando para cada uno de los principales países la potencia instalada, el tipo de parque existente y la relación con los crecientes consumos de gas natural. Del mismo modo se aborda el tema de las privatizaciones y liberalización de mercados con especial énfasis en la identificación de los mecanismos y modos bajo los cuales los principales operadores energéticos de la región se fueron conformando en su estructura actual y posicionamiento relativo en el mercado energético latinoamericano y global.

En el punto 4 se caracteriza y analiza la estrategia de las principales empresas extranjeras operadoras en las cadenas eléctricas y su vinculación con las de gas y de fuentes renovables. Este punto brinda una imagen abarcativa de cada uno de los principales grupos a escala global, su presencia en la región, los procesos de recientes fusiones que han sido resultantes de un continuo juego de búsqueda de mayor integración a escala global en el marco de la liberalización del mercado europeo, de las sinergias entre grupos beneficiados por el auge inmobiliario del período 2003-2008 y nuevos posicionamientos en la cartera de diversificación de riesgos financieros antes y después de la crisis de fines de 2008 y durante 2009 y de la intención de reforzar el dominio de mercados siguiendo los ejes

de seguridad de suministro y cambio climático. El análisis, aunque centrado en el carácter global de estos grupos, tiene por objeto comprender los posicionamientos actuales y previsibles de los mismos en la región y, dentro de ella, en los diversos países que la componen.

El punto 5, por su parte realiza un análisis similar al del punto 4, pero centrado en las estrategias de empresas latinoamericanas como Petrobrás, ISA, ABB y CGE de Brasil, Colombia y Chile, respectivamente.

Por último en el punto 6 se extraen las conclusiones con énfasis en las implicancias de política para la región, centradas básicamente en la resultante de varios ejes temáticos: a) seguridad de suministro a partir de los procesos de inversión privada esperables; b) regulación para el fomento en el sector de las ERNC; c) abastecimiento de gas natural; d) política de precios y e) desafíos para el sector público y la macroeconomía de los países de LAC.

2. Panorama general de la industria de la energía eléctrica en el ámbito global

2.1 Caracterización del consumo de energía a escala global: tendencias históricas y proyecciones por grandes regiones y mayores países

El consumo de energía de fuentes primarias y secundarias ha venido creciendo a nivel mundial a una tasa media anual del orden del 1.6% a.a. entre 1980 y 2006, mientras que la demanda de electricidad lo ha hecho al 3.3% (BP, *Statistical Review of World Energy*, 2009; WEO 2009) o bien al 3% a.a. entre 1990 y 2007 (DOE, EIA, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov>).

Sin duda ello ha sido producto de una cantidad de factores interrelacionados entre sí como por ejemplo, la creciente urbanización producida a escala mundial, el consiguiente cambio de la estructura productiva, el crecimiento del PBI, del ingreso por habitante, la innovación tecnológica y la expansión geográfica de los mercados mundiales especialmente en Asia.

Tanto el consumo, como la generación de energía eléctrica han registrado pautas y dinámicas dispares en las distintas regiones.

En el cuadro 1 se presentan los trazos gruesos de las tendencias de cuyo análisis es posible comprender algunos de los principales ejes de la problemática energética mundial que han caracterizado buena parte de la última década.

Con respecto al sector eléctrico se destacan los siguientes hechos:

1. Entre 2000 y 2007/8 la tasa de crecimiento de la generación eléctrica necesaria para abastecer la demanda se ha incrementado fuertemente respecto a la de la década de los noventa (3.7% a.a. contra 2.0% a.a.).
2. El crecimiento de Asia, explica buena parte de dicho cambio, siendo responsable del 61% del aumento registrado entre 2000 y 2007 de aquel indicador a escala mundial, con China explicando el 42% de dicho total a nivel global.
3. En 1990 la región asiática daba cuenta del 21% de la generación eléctrica, pero este porcentaje fue en 2007 y 2008 de alrededor de 35%, con China pasando de representar el 5% del total mundial al 16% en sólo 17 años.

4. En este contexto de crecimiento, el porcentaje de participación de energía generada mediante tecnologías que utilizan fuentes térmicas convencionales se ha incrementado en todas las regiones del mundo pasando del 63 % del total en 1990, a 64% en 2000 y a 67% en 2007 (DOE, EIA, *International Energy Statistics*, 2009).
5. Este porcentaje es particularmente elevado en Asia (79% del total) y más aún en China (84%). En cambio, LAC es la región con menor participación de generación térmica en su mix total de generación eléctrica (30% en 2008, aunque esta proporción era de sólo 23% en 1990).
6. En términos de eficiencia energética –expresada de modo muy aproximado como la evolución del consumo total de energía eléctrica por unidad de Producto– algunas regiones han logrado reducir sus coeficientes de modo drástico, mientras que otras lo han incrementado fuertemente. Por ejemplo, entre 1990 y 2007 los EUA y toda América del Norte han registrado un descenso en este indicador de alrededor del 17%; Europa del 5% y Eurasia (dominada por los países ex-URSS) 16%. En cambio Asia, Medio Oriente y LAC han registrado incrementos que van del 51% en Asia¹, 32% en Medio Oriente y 20% en LAC.
7. Aunque las cifras anteriores son relativamente aptas para evaluar tendencias de evolución histórica, caben fuertes dudas acerca de los valores absolutos de los coeficientes y su validez para comparar la “eficiencia energética” entre regiones. Ello se debe, por una parte, a que las cifras de producto bruto interno pueden reflejar problemas tanto de medición en términos de valor absoluto en cada país y región, como respecto a las tasas de cambio utilizadas para homogeneizar dicha variable, limitación que tampoco se superan totalmente con expresiones de dicha variable en términos de poder de paridad equivalente. Aún así, algunos guarismos son sorprendentes. Por ejemplo el valor del coeficiente consumo de EE/PBI de China es 3.6 el de los EUA y 2.5 el de Europa, a pesar de la pequeña mejora en la “eficiencia” lograda en China entre 1990 y 2007. LAC en cambio, se acerca a la media mundial aún teniendo en cuenta que el mencionado coeficiente sufrió un aumento del 20% en el mismo período.

El indicador consumo de energía por unidad de producto-que se suele utilizar para medir “eficiencias relativas” entre regiones o países-, oculta ciertamente el hecho de que dicho valor, además de presentar las distorsiones ya mencionadas vinculadas a la medición y expresión homogeneizada del PBI, ignora el impacto que en el resultado tienen las diferentes estructuras productivas. En tal sentido las fases de desarrollo que atraviesa Asia, China e India en particular, como algunas otras economías en desarrollo, se caracterizan por la creciente importancia del sector industrial, en general energo-intensivo, y con los procesos de urbanización y modernización. En cambio la disminución en los EUA y Europa pueden deberse a la relativa pérdida de importancia de la industria en el total del PBI, a la saturación de sus mercados, además de la influencia originada en factores tecnológicos y de medidas de uso racional de la energía. En especial, es de hacer notar que el proceso de globalización de la economía, ha tenido impactos sobre los niveles de industrialización a escalas regionales como consecuencia del desplazamiento de las actividades industriales de las corporaciones desde los países desarrollados a los denominados en vías de desarrollo y otras economías emergentes. Tal movimiento, ampliamente documentado y analizado en sus consecuencias y dinámicas (Henry Wai-chung Yeung, 2006²; Bair, Jennifer (2005)³, Gereffi, G.2008, 2001)⁴, se ha basado precisamente en el

¹ China por el contrario presenta una mejora del 2%.

² Henry Wai-chung Yeung, *From Followers to Market Leaders: Asian Electronics, Firms in the Global Economy*, Department of Geography, National University of Singapore, Working Paper Series Vol. 2006-16 September 2006; *Situating Regional Development in the Competitive Dynamics of Global Production Networks: An East Asian Perspective Working Paper Series Vol. 2006-15, September 2006.*

³ Bair, Jennifer (2005), 'Global capitalism and commodity chains: looking back, going forward', *Competition & Change Vol. 9(2)*, pp. 153-80.

aprovechamiento de los menores costos de producción que presentan regiones como la asiática y otras economías emergentes. En tal sentido tanto el factor costo de la mano de obra, como los aspectos ambientales vinculados a las restricciones impuestas en los países desarrollados a las emisiones de GEI - fenómenos que se hallan en estrecha correlación con el proceso de liberalización del comercio mundial y la globalización de la economía- han desempeñado, y se prevé desempeñaran, un papel de importancia creciente en las próximas dos décadas.

Sin embargo es casi imposible lograr una medición objetiva –con base a la información disponible– de cuánto de las diferencias en los indicadores de “eficiencia energética” por regiones (consumo de EE/PBI) son debidos a: 1) factores tecnológicos; 2) precios diferenciales de la energía e incidencia en los costos de producción y gasto familiar; 3) pautas y hábitos de consumo; 4) diferencias en la estructura de usos derivada de la distinta importancia relativa de cada sector de consumo en cada economía nacional, lo que determina los agregados a nivel de regiones y 5) aplicación y resultados de política específicas de Uso Racional o (URE).

La descripción realizada, sin ser exhaustiva, muestra claramente algunas de las razones por las cuales los ejes temáticos: 1-Seguridad de Suministro; 2- Eficiencia Energética y 3- Impacto ambiental (en términos de emisiones de GEI), han cobrado creciente importancia de las últimas décadas a escala global. Si bien el análisis aquí se halla referido al sector eléctrico, dichas pautas podrían extenderse al hallazgo de tendencias similares a nivel del consumo total de energía, en particular vinculadas al consumo industrial y del sector transporte⁵.

En la medida que el desarrollo de estas tendencias se ha dado también en el marco de reformas institucionales y normativas del sector energético en general (y del eléctrico en particular), el tema de la vinculación entre estrategias empresariales, integración de cadenas energéticas, transnacionalización de las empresas energéticas y de la importancia asignada al tema de las fuentes renovables, conforman un complejo panorama que, como se verá, presenta serios desafíos a escala regional y mundial.

Por otra parte, en tanto que las proyecciones a futuro de la demanda de energía y de electricidad acentuarían las tendencias ya mencionadas, conviene analizar qué prevén los escenarios esbozados por las agencias internacionales, para luego comprender cómo podría impactar todo ello en LAC.

⁴ Gereffi, G.2008, 2001, *The Value of Value Chains: Spreading the Gains from Globalisation* (Gary Gereffi and Raphael Kaplinsky, co-editors). *Special issue of the IDS Bulletin*, Vol. 32, No. 3, July. Brighton, UK: Institute of Development Studies at the University of Sussex, 2001; *Manufacturing Climate Solutions: Carbon-Reducing Technologies and U.S. Jobs* (Gary Gereffi, Kristen Dubay and Marcy Lowe). Durham, NC: Center on Globalization, Governance & Competitiveness, Duke, 2008.

⁵ Por ejemplo, entre 2000 y 2006 China ha sido responsable del 36% del incremento en el consumo de petróleo a escala mundial, pero sólo del 14.7% del incremento total del PBI global. De modo inverso, América del Norte ha contribuido al 30% del incremento del PBI, pero sólo al 17% del consumo de petróleo. Este tipo de análisis es generalmente utilizado para señalar la “baja eficiencia energética” de China y de otras economías emergentes, con implicancias respecto a los ejes seguridad de suministro, impacto sobre el medioambiente y sobre el tipo de recomendaciones para que las economías emergentes realicen mayores esfuerzos para mejorar la “eficiencia en el uso de la energía”. Sin embargo, cuando se analiza la estructura de usos, se puede inferir del análisis que el mayor incremento relativo del consumo de petróleo en China respecto al de su PBI, se debe a la elevada participación de la demanda de petróleo como insumo industrial (o consumo no energético) y a las características del parque del sector transporte donde el predominio de la modalidad “carga pesada” -consecuencias ambas del rol exportador de China y de las grandes distancias entre sus mayores ciudades-, son factores vinculados al proceso de globalización y ajenos al concepto de “eficiencia”. De este modo se suelen ignorar un conjunto de factores que explican el fenómeno observado, invalidando parcialmente las inferencias realizadas a partir de indicadores simplistas. Cf. Kozulj, R., 2008, Escenarios de Precios Internacionales del crudo y su posible impacto sobre la macroeconomía de Colombia, Boletín del Observatorio Colombiano de Energía N° 32, Bogotá, Octubre-Diciembre de 2008.

CUADRO 1
CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y SU CONSUMO POR GRANDES REGIONES
Y PRINCIPALES CONSUMIDORES MUNDIALES

Región/País	Tasas de crecimiento		Incremento participación térmica convencional/total generación		% generación sobre total mundial		Variación	Intensidad Consumo EE (KWH/u\$s de 2000)			Variación en la Intensidad de consumo eléctrico		Intensidad relativa por Región Total mundial=100
	1990-2000	2000-2007/8	1990-2000	2000-2007/8	2000	2007-2008	1990-2008	1990	2000	2007	1990-2000	2000-2007	2007
América del Norte	2,4%	1,3%	2%	1%	31%	27%	-5%	0,4212	0,3856	0,3519	-8%	-9%	81
Estados Unidos	2,3%	1,3%	2%	1%	26%	22%	-5%	0,4021	0,3679	0,3345	-9%	-9%	77
América Latina y el Caribe	4,7%	3,7%	3%	3%	5%	5%	1%	0,3856	0,4321	0,4633	12%	7%	107
Europa	1,8%	1,6%	-3%	3%	22%	19%	-5%	0,5061	0,4746	0,4827	-6%	2%	112
Eurasia	-3,0%	2,2%	-9%	1%	8%	7%	-7%	2,5313	2,7345	2,1253	8%	-22%	491
Medio Oriente	6,8%	6,5%	2%	-2%	3%	4%	2%	0,5433	0,6158	0,7186	13%	17%	166
Asia y Oceanía	5,5%	7,4%	4%	5%	27%	35%	14%	0,3544	0,4336	0,5338	22%	23%	123
África	3,1%	4,8%	0%	2%	3%	3%	0%	0,6567	0,6295	0,6349	-4%	1%	147
China	8,1%	13,1%	3%	2%	9%	16%	11%	1,2356	0,9828	1,2085	-20%	23%	279
Total Mundial	2,6%	3,7%	1%	4%	100%	100%	0%	0,4320	0,4147	0,4327	-4%	4%	100

Fuente: estimaciones propias con datos del DOE, EIA, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov> y Banco Mundial WDI online, 2009.

Las proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía (WEO, 2008 y 2009), suponen en el escenario base un crecimiento total de la demanda de energía del orden del 1.5% a.a. para el período 2006/2007-2030, siendo la correspondiente a la electricidad del 2.5% a.a.

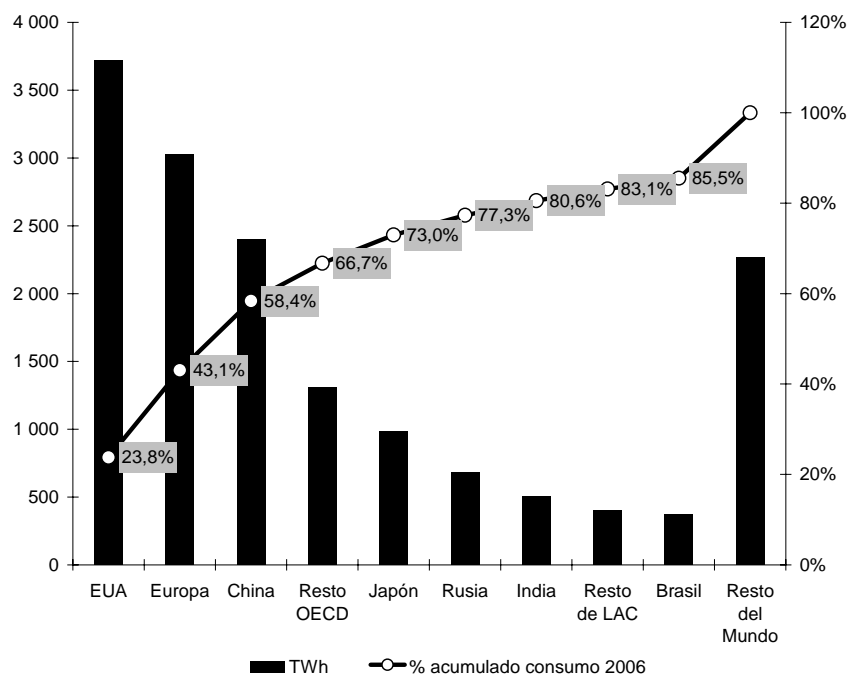
El consumo de electricidad por regiones muestra, como es sabido, una elevada concentración en torno a los países desarrollados. Más del 57% de dicho consumo en el año 2007 se debió a los países de la OECD y el porcentaje representado por ellos cuando se agrega el consumo de las tres principales economías emergentes (China, India y Rusia) llegaba al 80%. En cambio América Latina y el Caribe (LAC) daban cuenta de sólo el 5%, correspondiendo a Brasil casi la mitad del consumo eléctrico regional.

Aunque las tasas proyectadas hasta el 2030 por la Agencia Internacional de la Energía (WEO, 2009) resultan inferiores a las registradas durante el período 1980-2007, las pautas de un mayor crecimiento de la demanda en los países emergentes se mantienen, con lo cual la importancia relativa de cada región se modificaría a futuro tanto por efecto del crecimiento económico, como por las características del mismo, asociado a mayores consumos por unidad de producto sin que ello se deba totalmente a la menor “eficiencia energética”.

El cuadro 2, construido a partir de la sumatoria de las demandas históricas y proyectadas de electricidad, petróleo, gas natural y carbón mineral, muestra una aproximación razonable de la evolución histórica de la demanda total de energía proveniente de dichas fuentes y los cambios de estructura por región.

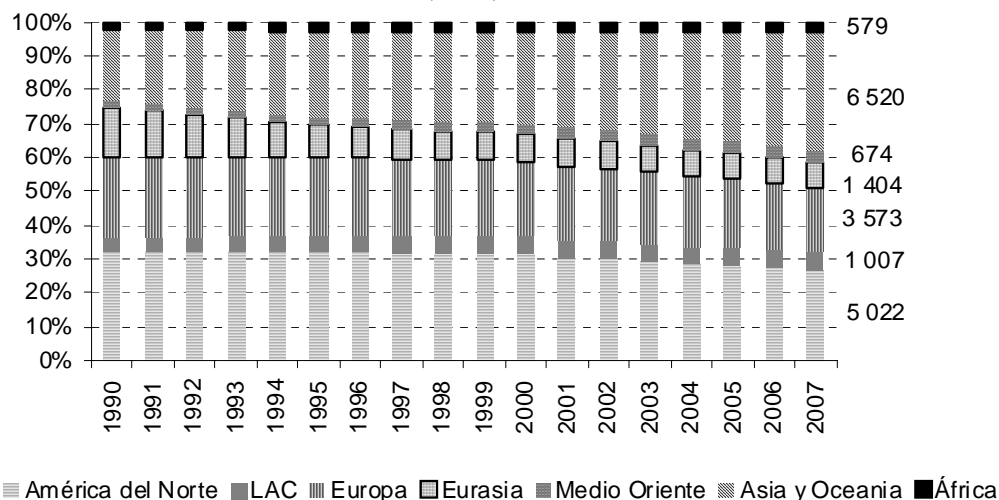
Como se puede observar tanto en los gráficos 1 y 2 referidos a la demanda y generación eléctrica, como en el cuadro 2, relativo al dinamismo total de las principales fuentes energéticas, el mayor incremento esperado se produciría por la continuidad en la expansión de Asia. Sin embargo, aún así, los países de la OECD que daban cuenta del 74% del consumo eléctrico en 1980 y del 62% en 2007, participarían en el 2030 con alrededor del 49%.

GRÁFICO 1
CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR GRANDES PAÍSES Y AGRUPACIONES
(Datos año 2006 en TWh.)



Fuente: Elaboración propia con datos de la AIE, *World Energy Outlook 2008, Global Energy Trends to 2030*, p.140.

GRÁFICO 2
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR REGIONES ENTRE 1990 Y 2007
(TWH)



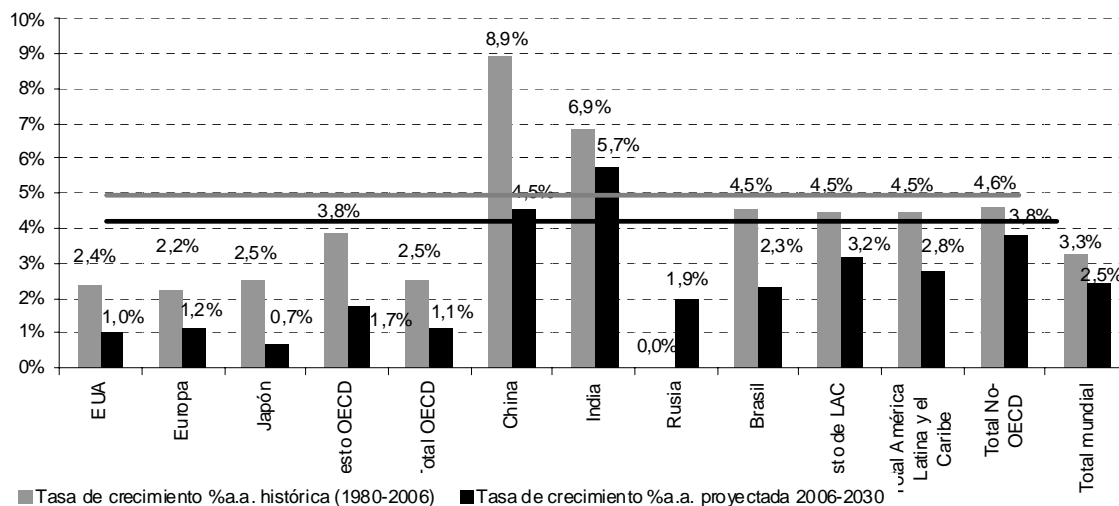
Fuente: Estimaciones propias con datos del DOE, EIA, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov>.

En términos incrementales, no obstante, los países No-OECD, serían responsables del 80% del incremento esperado del consumo energético total, con China participando del 66.7% del mismo.

América Latina y el Caribe, en cambio darían cuenta de un 8.3%, mientras que, sólo Brasil, lo daría del 6.1%.

En este contexto previsto de incremento del consumo de energía, el tema de la contribución de las energías renovables como forma de mitigar los impactos de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) ha ido cobrando una importancia creciente, en particular porque una parte significativa de los combustibles fósiles son destinados a la generación de energía eléctrica, siendo a su vez una de las fuentes que se prevé, será una de las mas dinámicas.

GRÁFICO 3
TASAS HISTÓRICAS Y PROYECTADAS DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR GRANDES PAÍSES Y AGRUPACIONES



Fuente: Elaboración propia con datos de la AIE, *World Energy Outlook 2009, Global Energy Trends to 2030*.

CUADRO 2
ESTIMACIÓN APROXIMADA DE LA DEMANDA HISTÓRICA Y PROYECTADA DEL
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA. DATOS CORRESPONDIENTES A PETRÓLEO, GAS
NATURAL, CARBÓN MINERAL Y ELECTRICIDAD

País o grandes grupos de países/Año	Mtep			Crecimiento anual acumulativo		Estructura en %		
	1980	2006	2030	Tasa de crecimiento % a.a. histórica (1980-2006)	Tasa de crecimiento % a.a. proyectada 2006-2030	1980	2006	2030
EUA	1296,3	1655,1	1801,3	0,9%	0,4%	31%	22%	16%
Europa	948,9	1190,8	1357,2	0,9%	0,5%	22%	16%	12%
Japón	195,7	327,6	401,3	2,0%	0,8%	5%	4%	4%
Resto OECD	186,4	363,0	583,6	2,6%	2,0%	4%	5%	5%
Total OECD	2627,3	3536,5	4143,5	1,1%	0,7%	62%	48%	37%
China	284,7	1224,4	2759,9	5,8%	3,4%	7%	17%	24%
India	48,2	280,9	790,6	7,0%	4,4%	1%	4%	7%
Rusia	s/d	549,9	694,8	s/d	1,0%	s/d	7%	6%
Brasil	35,0	86,4	145,5	3,5%	2,2%	1%	1%	1%
Resto de LAC	88,1	193,4	353,6	3,1%	2,5%	2%	3%	3%
Total América Latina y el Caribe	123,1	279,8	499,0	3,2%	2,4%	3%	4%	4%
Total No-OECD	1597,3	3826,7	7173,4	3,4%	2,7%	38%	52%	63%
Total mundial (sólo EE, Petróleo, Gas Natural y Carbón)	4224,6	7363,2	11316,9	2,2%	1,8%	100%	100%	100%
Total mundial	5378,0	8086,0	11405,0	1,6%	1,4%			

Fuente: Elaboración propia con datos de la AIE, *World Energy Outlook 2008, Global Energy Trends to 2030*.

Nota: Estimación realizada con base a la información publicada por la AIE convertida de las unidades originales a Mtep según factores de conversión convencionales. El total de energía expresado en la misma unidad considera otras fuentes cuyo detalle no se halla disponible. En el caso de los datos de Petróleo los valores de corte corresponden al año 2007, mientras que en el caso de las restantes fuentes corresponde al año 2006. Por otra parte el reporte mencionado no ofrece el agregado a nivel de regiones o países, ni tampoco información respecto a otras fuentes primarias o secundarias.

2.2 Presiones de costos y medioambientales sobre la dinámica de diversificación energética. Importancia de las fuentes renovables no convencionales

La magnitud del incremento de la demanda mundial de energía a largo plazo ha mostrado ser uno de los factores decisivos respecto a la elevación de los precios de la mayor parte de los productos energéticos registrados desde 2002/2003 a la fecha (Kozulj, R, OBSCE, 2009). La satisfacción de estos niveles de demanda (Joyce Dargay et al., 2007)⁶ ha requerido y se cree requerirá de un incremento de la oferta que, en general, implicarían costos marginales crecientes para casi la totalidad de la nueva oferta proveniente de las fuentes basadas en recursos no renovables y aún en las

⁶ Cf. Dargay, J., Gately, D. y Somer, M. (2007), *Vehicle ownership and income growth: worldwide 1960-2030, Energy Policy*, enero de 2007.

renovables convencionales como la hidroelectricidad (Barroso, Luiz, 2009)⁷. Ello tanto más por cuanto, la importancia de las fuentes térmicas convencionales continuará siendo importante en el futuro presionando los costos hacia arriba, en especial si el mayor uso del carbón debe hacerse minimizando las emisiones de CO₂ y la previsión del incremento del comercio de gas vía GNL continua como se espera y proyecta.

Aunque no existe ningún modelo explicativo totalmente válido que vincule de modo satisfactorio los incrementos de los precios de la energía, con los incrementos en la demanda, se han hallado correlaciones satisfactorias que, complementadas con variables respecto a las condiciones de la oferta de crudo, conocidos los valores del costo incremental del petróleo, permiten inferir de modo razonable los niveles de precios esperados para cada umbral de incremento de la demanda en el largo plazo (Kozulj, R. OBSCE, 2008). Del mismo modo las fluctuaciones en los precios de corto plazo en el mercado spot, vinculados a cambios de oferta y demanda han sido expuestos en la literatura (Zamani, M., 2004)⁸. Si bien se trata de un tema altamente controvertido (Frey, G., Manera, M., Markandya, A., Sacrpa, E. CESIfo Forum, 2009)⁹, la mayoría de las predicciones auguran escenarios de precios elevados a largo plazo en condiciones de crecimiento de la economía mundial¹⁰. La vinculación entre el impacto de los precios del crudo respecto al resto de los productos energéticos, si bien no es lineal, es innegable, particularmente debido al incremento de la participación de la generación térmica.

Pero, por otra parte existe un conjunto adicional de factores que abonan la hipótesis de que a largo plazo los costos de la electricidad serán crecientes. Entre ellos las modificaciones en la regulación provenientes de las lecciones aprendidas respecto a la inadecuación de las señales de precios de mercado para inducir nuevas inversiones y la introducción sea de mecanismos de subastas (Barroso, L, 2009; CREG 2007-2009), sea de señales complementarias para que el mercado spot refleje a tiempo la escasez y puedan ser funcionales para obtener adecuadas respuestas de la demanda (Hogan, W.W., 2009 y Chandley, J. y Hogan, W.W., 2009)¹¹.

Del mismo modo, el proceso de fusiones empresariales, las tendencias a la reintegración vertical de las cadenas energéticas sumadas a los vínculos horizontales preexistentes entre ellas como producto de las estrategias empresariales a escala mundial y la incursión de actores relevantes en el campo de las renovables, auguran bajas probabilidades de que los precios futuros sean menores a los actuales salvo en condiciones de una grave depresión mundial. Asimismo, las grandes ganancias de eficiencia en la generación a partir de la introducción de la tecnología de ciclos combinados lograda desde los 90, pareciera estar llegando a su límite. Pero, además, los incrementos en los precios del gas debido tanto al poder de mercado de los principales actores, como al hecho de que, como fuese mencionado, se espera un incremento en la participación del GNL en la oferta total de gas, hacen poco probable imaginar que en un contexto de creciente demanda de energía, vuelvan a producirse situaciones de exceso de oferta que empujen a una mayor competencia y a una disminución de los precios.

Si bien la diferencia entre costos de producción y precios registrados en todos los mercados correspondientes a combustibles fósiles muestran una importante brecha que podría alentar la expansión de la oferta, las crecientes presiones ambientales, las disputas por la seguridad de

⁷ Cf. OSINERGMIN, Segundo Encuentro Internacional de Regulación 2009, Exposición de Luiz Barroso Subasta de Energía y Suficiencia en la Generación, Lima, 21-10-09.

⁸ Cf. Zamani, Mehrzad, (2004), *An econometrics forecasting model of short term oil price IIES. Energy Economist. 6th IAEE European Conference (2004)*.

⁹ Cf. Frey, G., Manera, M., Markandya, A., Sacrpa, E., *Econometric models for oil price forecasting: a critical survey, CESIfo Forum, 2009*.

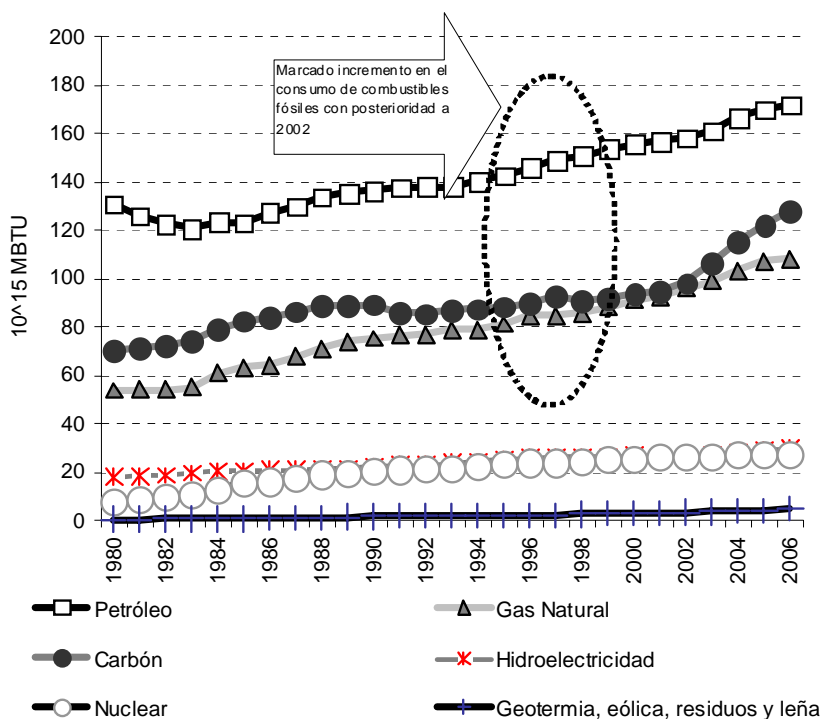
¹⁰ A pesar de que el WEO, 2009, supone para 2009 un precio del crudo de u\$/bl 43 y de 55 para 2010, los análisis retrospectivos de los WEO, muestran claramente errores de predicción sistemáticos basados precisamente en adecuar sus proyecciones a las fluctuaciones de corto plazo. Por otra parte los precios registrados en el último trimestre de 2009 y lo que va del 2010 ubican valores por encima de los u\$ 70-80 por barril. El propio Escenario de referencia del WEO 2009 presenta valores del crudo del orden de 80 a 115 u\$ por barril entre 2010 y 2030.

¹¹ Hogan, W.W., 2009, *Providing Incentives for Efficient Demand Response, Prepared for Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. EL09-68-000, October 29, 2009. Véase también, ELECTRICITY MARKET REFORM: APPA'S JOURNEY DOWN THE WRONG PATH, April 16, 2009, John D. Chandley and William W. Hogan.*

suministro y su vínculo con aspectos de geopolítica, junto a los escenarios de precios de los citados combustibles han abierto una importante oportunidad para la diversificación de la matriz energética con fuentes renovables y recursos de biomasa. Sin embargo, las fluctuaciones de los precios de los energéticos convencionales y la amplitud de la renta potencial de estos recursos, han requerido del diseño de mecanismos regulatorios que aseguren una mayor participación de fuentes renovables cuya sostenibilidad económica y financiera requiere de mecanismos específicos para otorgarles viabilidad frente a sus sustitutos. El gráfico 4 muestra claramente las tendencias reflejadas en los últimos 26 años con respecto al marcado incremento en el consumo mundial de combustibles fósiles, en especial carbón mineral desde 2003 a 2006 y el escaso peso de las renovables.

Para la gran mayoría de los países, la producción de energía eléctrica con base en el uso de carbón y gas natural, resultan en menores costos de generación si no le son imputados los costos de emisión estimados, por ejemplo en el caso de la Unión Europea, en u\$s 30/ton CO₂. La inclusión de estos costos ambientales puede elevar en 30U\$s por MWh el costo de generación de plantas a carbón y en unos 15 u\$s por MWh el de las plantas de Ciclo Combinado (CC) a gas natural (WEO, 2008). Aún así la resultante final depende de una cantidad de hipótesis, que va desde los costos de capital y costos de los combustibles, al factor de utilización de las plantas, el que puede a su vez variar en amplitudes considerables según sea la combinación hidráulica, nuclear, térmica convencional y las normas de despacho.

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR FUENTES PRIMARIAS
(En 10¹⁵ MBTU.)

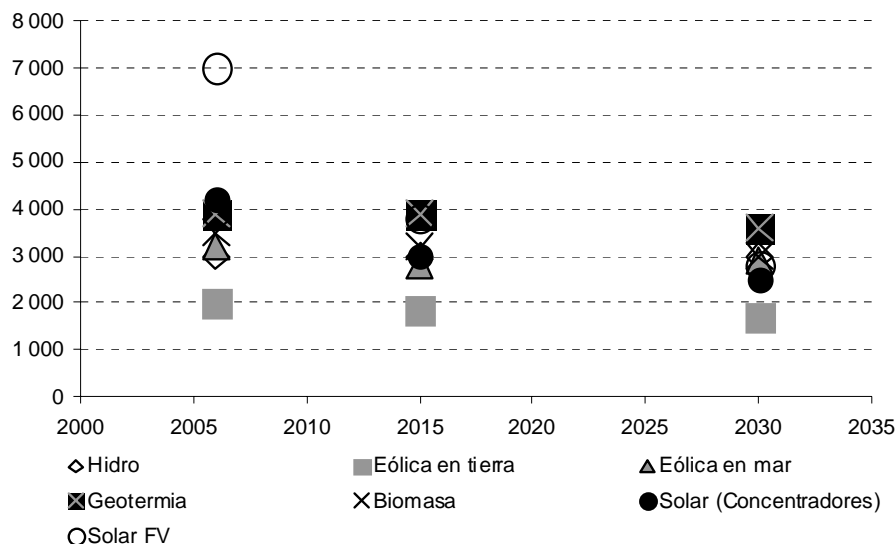


Fuente: Estimaciones propias con datos del DOE, EIA, International Energy Statistics, <http://tonto.eia.doe.gov>.

Los costos de inversión y los costos de generación mediante energías renovables son altamente variables entre países y regiones. En general no se dispone de un inventario preciso de dichos costos a nivel de cada tecnología por región. Como mera referencia se presenta en los dos gráficos siguientes los costos de inversión y de generación estimados por la AIE en el WEO 2008 (Gráficos 5 y 6).

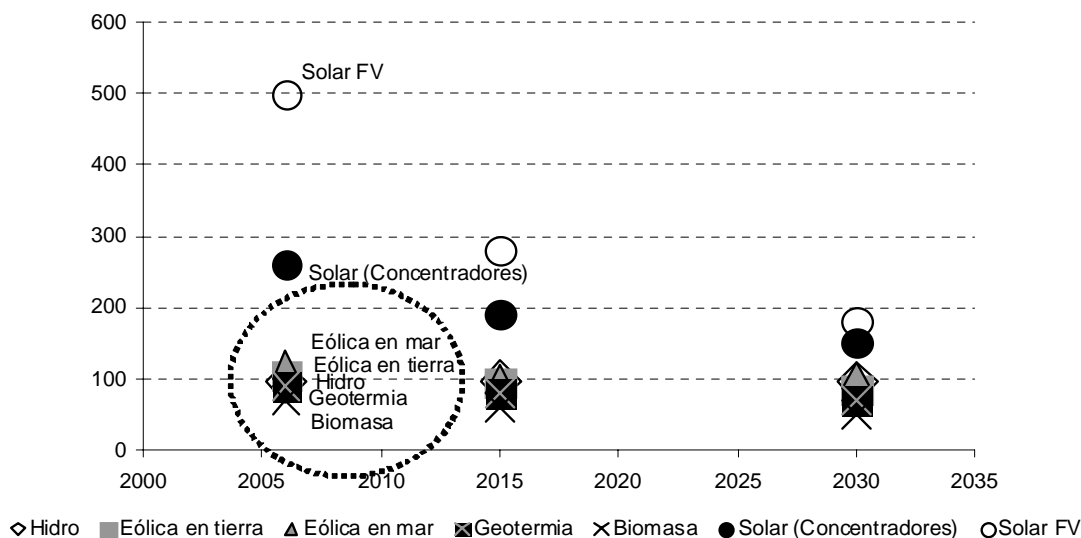
Al respecto cabe señalar que el costo para los proyectos hidroeléctricos en LAC suelen ser muy inferiores a los tomados como referencia a nivel global por la AIE aún para los proyectos más costosos de la región. Por otra parte se desconocen las hipótesis respecto a los factores de utilización previstos para el cálculo de los costos de generación. Además, los valores de referencia suelen darse en gamas “valores piso-techo”, mientras que aquí sólo se presentan en valores medios aproximados. Con todo, los valores que se muestran permiten obtener una imagen de la situación actual y prevista a futuro.

GRÁFICO 5
APROXIMACIÓN A LOS COSTOS DE INVERSIÓN POR TIPO DE FUENTE RENOVABLE Y EVOLUCIÓN ESPERADA
(En dólares de 2007 por KW instalado)



Fuente: Estimaciones propias con base a datos presentados por la AIE, WEO, 2008.

GRÁFICO 6
APROXIMACIÓN A LOS COSTOS DE GENERACIÓN POR TIPO DE FUENTE RENOVABLE Y EVOLUCIÓN ESPERADA
(En dólares de 2007 por KWh.)



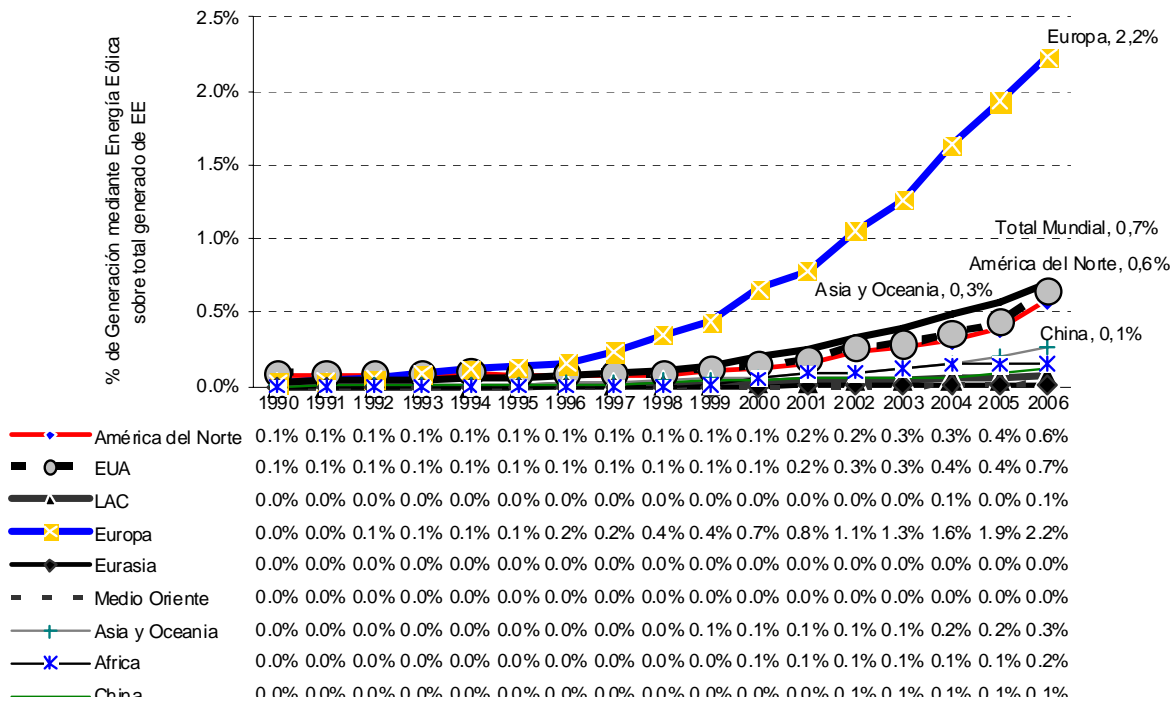
Fuente: Estimaciones propias con base a datos presentados por la AIE, WEO, 2008.

El objetivo es mostrar los elevados valores resultantes tanto en términos de inversión por MW instalado, como en términos de costos de generación, lo que explica el argumento generalmente aceptado de que, en ausencia de otras regulaciones ambientales, estas fuentes requieren sea de subsidios, sea de regulaciones especiales que les permitan competir con las fuentes convencionales de energía, especialmente las térmicas con combustibles fósiles. Nótese que la disminución de costos prevista a largo plazo no es demasiado importante como para que en el futuro puedan competir con las fuentes convencionales.

Por otra parte la introducción de estas fuentes en escalas adecuadas para permitir entregas de energía eléctrica a las redes es la única forma significativa de lograr algún impacto sobre la reducción de los GEI y la seguridad de suministro, en tanto la energía eólica en tierra, la solar FV, algunos proyectos con recursos de biomasa y las PCH son en general soluciones para sistemas eléctricos aislados aptos para poblaciones rurales que carecen de acceso a la energía eléctrica por redes y cuya inclusión en el mercado se pretende realizar minimizando los impactos ambientales, a la vez buscando disminuir la pobreza energética (Kozulj. R. 2009). Otras modalidades de autogeneración en industrias y tendencias a incrementar sistemas de energía distribuida pueden ampliar este mercado en condiciones de regulación que permitan la venta de excedentes a la red.

El gráfico 7 muestra precisamente el escaso aporte de la principal fuente de ERNC, como lo es la eólica, a lo largo del período 1990-2006, último año disponible en las series del DOE, tendencia que nuevas regulaciones intentan modificar.

GRÁFICO 7
EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL TOTAL DE GENERACIÓN POR REGIONES, PERÍODO 1990-2006



Fuente: Estimaciones propias con datos del DOE, EIA, International Energy Statistics, <http://tonto.eia.doe.gov>.

Según el estudio prospectivo de la AIE (WEO, 2008 y 2009) el mayor aporte de las energías renovables a la generación eléctrica provendrá, en términos relativos de la hidroenergía, pero en términos incrementales del conjunto de las demás fuentes, especialmente representativa sería la eólica.

Se prevé así que la participación de las fuentes renovables pase, a escala global, del 18% registrado en 2006 (casi 16% hidro) a un 23% en 2030 (representando las hidro menos del 15%). Este dinamismo de las nuevas fuentes renovables o ERNC sería especialmente intenso en los países OECD donde de un 16% en 2006 pasarían a representar un 26% en 2030, alcanzando las fuentes renovables diferentes a la hidroenergía a casi 14% del total de la oferta eléctrica. Los mecanismos para alcanzar dichas metas son normativos y apuntan simultáneamente a lograr los objetivos de seguridad de abastecimiento y menor impacto ambiental para satisfacer la demanda, objetivos que como se ha señalado se desprenden de la caracterización realizada respecto al consumo eléctrico por regiones y los nuevos desafíos que, a los preexistentes, se derivan principalmente del desarrollo de Asia.

En tanto las realidades regionales y nacionales respecto a este tema difieren, como así también los objetivos, instrumentos y metas, se analizará seguidamente, aunque de un modo abreviado, los cambios regulatorios observados en distintos casos.

El análisis pone especial énfasis en los aspectos relacionados con las ERNC y no con los demás aspectos de las reformas en la regulación que se vinculan con la liberalización de los mercados eléctricos, el grado de competencia en los mismos y los cambios de modalidad registrados en el papel de los comercializadores, debido a que precisamente en el nuevo contexto emergente los ejes “seguridad de abastecimiento y medioambiente” han sido definidos como ejes centrales de respuestas sistémicas frente a una época caracterizada desde el mundo desarrollado como “la era de la inseguridad energética”, en la cual “los escenarios de precios elevados, la disputa por las reservas mundiales por parte de las economías emergentes, los problemas para obtener contratos de largo plazo, inversiones suficientes y revertir las tendencias de los últimos 10 años sólo se consideraban posibles en el caso de una gran depresión mundial que afectara el nivel de la demanda mundial” (Diwan, R., 2007)¹². Que este diagnóstico, en línea con las tendencias presentadas en este trabajo, no se ha hallado lejos de los registros empíricos lo muestran precisamente tanto las revisiones del WEO 2008 y 2009 (donde se mantienen elevados precios del crudo), como el hecho de que la crisis de fines de 2008 hasta la fecha sólo afectó el nivel de precios del petróleo por un muy reducido período de tiempo.

Es en este contexto donde además de que se espera que a futuro las renovables puedan contribuir tanto a mitigar en parte la inseguridad energética como a fomentar nuevas actividades industriales lideradas por los países desarrollados, acosados por fenómenos de saturación de mercados y limitaciones estructurales para mejorar los aspectos distributivos, que el énfasis que se pone sobre los cambios regulatorios a escala mundial en el campo de las ERNC halla su justificación.

2.3 Cambios regulatorios generales y referidos a las fuentes de energía renovables en los principales mercados: Unión Europea, Estados Unidos, Japón, China, sudeste de Asia

2.3.1 Aspectos generales referidos al avance de las reformas en materia de liberalización de mercados

Como es sabido, durante las tres últimas décadas el sector eléctrico ha sufrido numerosos cambios en su estructura institucional y en la modalidad de su funcionamiento a escala global. La primera generación de reformas nacidas básicamente en los 80, se basaron en la experiencia del Reino Unido y los EUA. La idea básica tras estas reformas consistió en intentar introducir una mayor competencia en los mercados de generación eléctrica y en inducir a la desintegración de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica (*unbundling*). Muchos de estos procesos fueron acompañados de

¹² Conceptos centrales de la exposición realizada por Roger Diwan, en el encuentro organizado por la *Federal Trade Comisión*, *Energy Markets in The 21st Century: competition policy in perspectiva*, sesión 3- 12 de abril de 2007. Véase también, Diwan, R. (2007) *The Current Implications of the World Energy Situation for United States Energy Supplies*, 12 de abril de 2007.

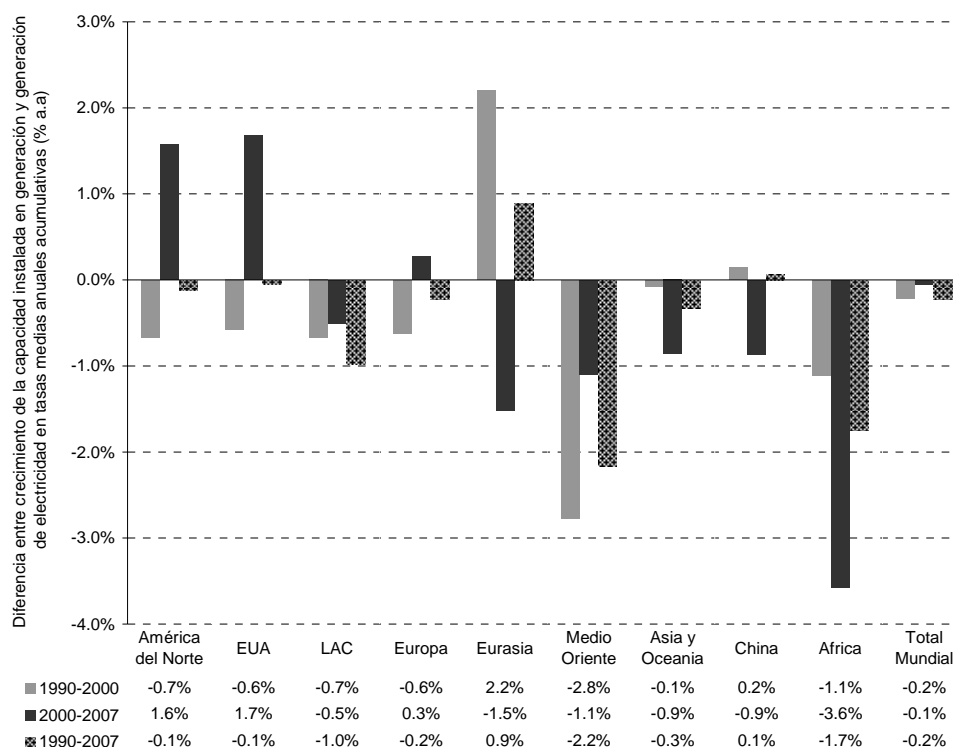
privatizaciones, aunque no necesariamente. Modelos similares se implementaron para la industria del gas. Se buscaba con ello, en el auge de la aplicación de los conceptos surgidos del marco teórico de la economía generalmente denominada neoliberal, una mayor eficiencia en la asignación de las inversiones, la eliminación del papel empresario del Estado, la desmonopolización de los mercados y un beneficio para los consumidores o bien la eliminación de esquemas de subsidios generalizados (Vickers and Yarrow, 1988). La idea dominante fue intentar que cada tipo de consumidor pagara según los costos en que se suponía hacía incurrir, según sus modalidades de consumo, al sistema de abastecimiento eléctrico en sus diversos eslabones. Del mismo modo se buscó desplazar el peso que representaban las inversiones públicas en el sector eléctrico y otros ámbitos de servicios públicos, creando ambientes propicios para lograr atraer inversiones privadas. Este esquema genérico fue propuesto también a los países en vías de desarrollo, siendo LAC una de las regiones pioneras con las reformas de Chile y Argentina, cruciales para comprender luego el impacto de ambas sobre la génesis de los principales operadores en esta región.

Al mismo tiempo, se debe remarcar que las modalidades, motivos y alcance de esas reformas fueron muy dispares entre regiones y países. Las sucesivas regulaciones para intentar introducir una mayor competencia fueron un rasgo común y también lo fueron los cambios de reglas de remuneración para lograr inducir inversiones suficientes para evitar crisis energéticas o bien, por el contrario, dichas modificaciones fueron consecuencia de las mismas cuando los sistemas regulatorios mostraron sus limitaciones en este aspecto. Los mecanismos para incrementar la competencia chocaron en muchos casos con el poder de mercado de los actores quienes lograron hacer uso de estas reglas para capturar rentas extraordinarias. En general el sistema mostró ser también, en muchos casos, apto para reducir los costos de generación en condiciones de oferta excedente, pero por ello mismo, no indujo a inversiones de riesgo a más largo plazo. Sin embargo el énfasis en lograr mayor competencia y eficiencia en los mercados, especialmente a través de la introducción de normativas que ampliaran el papel de los comercializadores y la disminución de los umbrales de consumo para acceder a mercados liberalizados fue una tendencia marcada, fuese con el propósito de racionalizar el consumo según poder de pago de los distintos segmentos de mercado, fuera ya, para intentar bajar los costos. Una evaluación de las reformas y de los impactos debidos a privatizaciones, competencia y regulación (Yin-Fang Zhang *and* Colin Kirkpatrick, (2002)¹³ señalaba que “por sí mismas las privatizaciones y regulaciones no han demostrado conducir a mejoras de eficiencia macroeconómica. Asimismo en los casos donde las privatizaciones fueron realizadas en condiciones de monopolio, el énfasis debería ser puesto en la mejora de los marcos regulatorios. Por el contrario, la introducción de un mayor grado de competencia parecería haber sido un medio eficaz para estimular mejoras de eficiencia al margen de los cambios producidos en la propiedad o en la regulación”.

A pesar de ello es hoy reconocido que el énfasis puesto en la desintegración vertical de la cadenas energéticas-la eléctrica en particular- incrementaron los costos de transacción en detrimento de la economías de alcance, lo que apunta en una dirección opuesta a las anteriores conclusiones. Este argumento sin embargo en pocos casos generó una tendencia contraria a las privatizaciones, sino más bien esta siendo presentado por los propios agentes privados en pos de lograr mayores rentas (Osinerg, Lima, 2009). Una medida muy imperfecta de mostrar que las reformas a escala mundial no han logrado inducir inversiones para mejorar el nivel de la seguridad del abastecimiento eléctrico lo constituye la constatación de que la capacidad instalada ha crecido por debajo de la generación eléctrica en prácticamente todas las regiones (gráfico 8).

¹³ Yin-Fang Zhang and Colin Kirkpatrick, (2002), Electricity Sector Reform in Developing Countries: an econometric assessment of the effects of privatisation, competition and regulation, Paper N° 31, Centre on Regulation and Competition, Institute for Development Policy and Management, University of Manchester, octubre de 2002.

GRÁFICO 8
DIFERENCIAS ENTRE TASAS DE CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA Y DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
% A.A. POR PERÍODOS-1990-2006/7



Fuente: Elaboración propia con datos del DOE.

Nótese que en los EUA y Europa la tendencia se revierte después del 2000, pero que en casi todas las restantes regiones se ha presentado este fenómeno que, desde otro ángulo, muestra los resultados de las reformas, en tanto que la comparación de costos de la energía antes y después de ellas no podría aislar los impactos del incremento de los precios internacionales de los efectos de la “competencia” o de su ausencia de un modo nítido. Asimismo las tendencias al equilibrio en los EUA y China contrastan con lo ocurrido en regiones como África, Medio Oriente, LAC y, en menor grado la propia Europa. Esta conclusión es avalada en alguna de la literatura revisada al respecto (Steve Thomas, 2005)¹⁴, que reafirma que la adopción del modelo británico desde los 90 ha mostrado, a partir de 2001, una serie de rupturas en la medida que el eje seguridad de suministro comenzó a mostrar serias fallas. La correlación entre incremento de capacidad y privatizaciones no produjo los resultados esperados (Yin-Fang Zhang *and* Colin Kirkpatrick, 2002), conduciendo así a fuertes reclamos para introducir la planificación como elemento correctivo. Es que el cambio de orientación de objetivos públicos y privados (Martin *and* Parker, 1997)¹⁵, necesariamente desplazó la prioridad de extender el servicio a la mayor cantidad de personas (al margen de los costos incurridos en tal modalidad), hacia la extensión de la capacidad sólo si ella era considerada rentable y, en muchos casos, en condiciones de monopolio o imperfección de mercados que implicaron resistencias a las reformas de segunda generación en pos de mantener rentas de privilegio opuestas a los postulados

¹⁴ Steve Thomas, (2005), *The grin of the Cheshire catstar*, Public Service International Research Unit, Business School, University of Greenwich, 30 Park Row, London SE10 9LS, UK

¹⁵ Martin, S. and Parker, D. (1997) *The Impact of Privatisation: Ownership and corporate performance in the UK*, London: Routledge.

bajo los cuales se realizaron las reformas (Gausch, 2004)¹⁶. De este modo las crisis ocurridas hacia el 2000 en varios países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo (Australia, Nueva Zelanda, EUA, Chile, Brasil, Argentina entre otros), condujeron a una mayor intervención del Estado. Si bien este cambio de orientación política no necesariamente ha implicado recetas de política uniformes, en todos los casos ha significado una difícil convivencia entre mantener esquemas de liberalización y garantizar la expansión del sistema a los menores costos posibles. Para el mundo desarrollado, aunque dicho desafío es relevante, la opción por mantener esquemas liberalizados va acompañada de la suficiencia de capacidad financiera para optar por la línea de mantener la estructura básica de las reformas de los 90 introduciendo ajustes y nuevas regulaciones en pos de una mayor competencia, a la vez que se reconoce que para el caso de las renovables tal esquema requiere de mecanismos subsidiarios y mandatarios.

En cambio, en los países en desarrollo, el creciente deseo de intervención de los mercados contrasta con su necesidad de cumplir con imposiciones de los organismos financieros internacionales (Yinfang Zhang, David Parker y Kirkpatrick, C., 2004)¹⁷, a la vez que serían precisamente estos países los que requerirían de un mayor apoyo financiero externo. En paralelo es en los PVD donde los actores privados han, por lo general, sub-invertido con el propósito de maximizar la rentabilidad de activos privatizados y donde la contradicción básica del regulador entre intentar promover mayores inversiones sin que se produzcan severos incrementos en los costos de la energía y descontentos populares ha sido y es más aguda (Steve Thomas, 2005).

Las principales reformas en los países de la OECD han tendido así, a una mayor liberalización de los mercados, proponiéndose los modelos adoptados desde los 90 con sus consiguientes avances según los modelos del Reino Unido, Wales y Noruega consistentes en incrementar el número de actores presentes en la generación y en permitir a un mayor número de consumidores elegir a sus proveedores (Al-Sunaidy, A. y Green, R., 2005)¹⁸. El avance de tales esquemas ha sido no obstante muy diverso entre los diferentes países e imposible de asir de modo homogéneo dada la disparidad del seguimiento que realizan al respecto los propios países miembros (OECD, 2002)¹⁹. Al mismo tiempo la introducción de la apertura del mercado europeo a la competencia entre países ha sido lenta hasta tiempos recientes y se puede suponer ha constituido un factor clave para explicar el reposicionamiento estratégico de los principales grupos empresarios y las fusiones ocurridas de 2004 a la fecha.

2.3.2 Los cambios de orientación en torno a las energías renovables

La iniciativa europea comienza a fines de 1997 y puede ser dicho se halla plasmada en sus lineamientos iniciales en el documento *Energy for the Future; Renewable sources of energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. En marzo de 2006, la Unión Europea (UE), respondiendo al llamado de los presidentes europeos y ante la creciente importancia de los ejes seguridad de abastecimiento y cambio climático, lanzó el documento titulado *European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*. Como consecuencia se planteó un “mapa u hoja de ruta” para lograr una mayor participación de las fuentes de energía renovable. La meta propuesta era lograr una participación de las mismas de al menos el 15% en 2015, llegando obligatoriamente a una

¹⁶ Gausch, J.L. (2004) *Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right*, WBI Development Studies, Washington, DC: World Bank.

¹⁷ Zhang, Y., Parker, D. y Kirkpatrick, C., (2004), *Competition, Regulation and Privatisation of Electricity. Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter?* Cranfield Centre for Competition and Regulation Research, School of Management, Cranfield University, UK

¹⁸ Al-Sunaidy, A. y Green, R., (2005) *Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries*, *Energy*, Volume 31, Issues 6-7, May-June 2006, Pages 769-787.

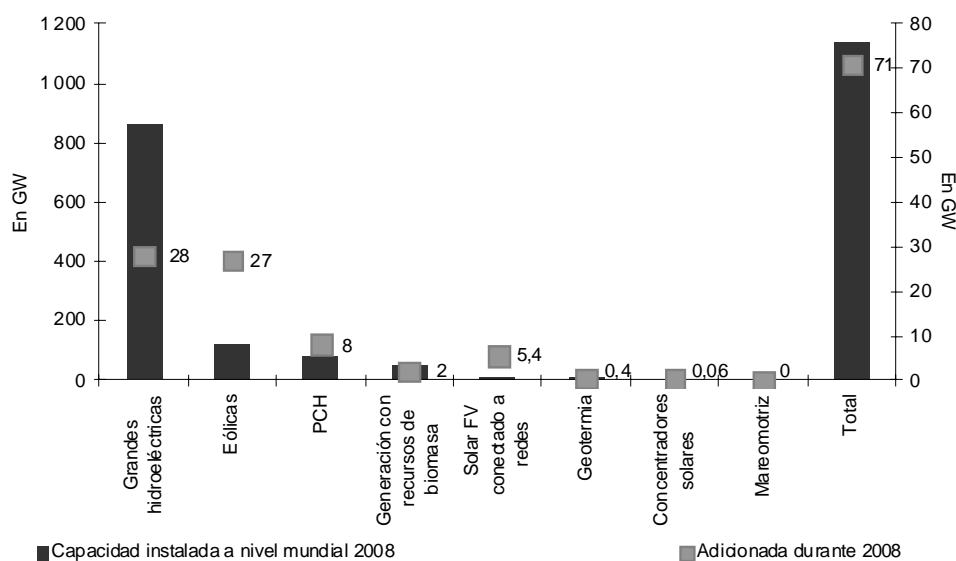
¹⁹ OECD (2002), *OECD Reviews of Regulatory Reforms, Regulatory Policies in OECD Countries From Interventionism to Regulatory Governance*, Paris, 2002.

participación en el consumo total de energía del 25% en el año 2020, normativa que a su vez contiene otras metas obligatorias sectoriales²⁰.

Un reciente análisis publicado por la UE evaluando los progresos realizados desde las primeras directivas para el impulso a las renovables muestra que los progresos han sido menores a los esperados en al menos 16 de los 26 países comunitarios. Sin embargo en términos del crecimiento un grupo de 9 países se ha destacado. El crecimiento total entre 1997 y 2006 ha sido pasar de 40 a 170 TWh/año, con un claro predominio de la energía eólica seguida por recursos de biomasa sólidos, fuentes que dan cuenta de casi el 80% de la generación con renovables. Precisamente el documento de evaluación muestra la gama limitada de opciones utilizadas y un crecimiento del 17% a.a. en la generación, que es considerado insuficiente frente a las metas planteadas²¹. De hecho, la capacidad instalada incremental de renovables en Europa ha aumentado de unos 5800 MW anuales en 2003, a poco menos de 8000 MW en 2006 y se estima era del orden de los 8900 MW en 2008. Hacia dicho año, según algunos autores (Meeus, L. y Saguan, M. 2009) estos incrementos de potencia instalada en renovables resultaban similares a los de los EUA y los de Asia que partían de niveles muy inferiores en el 2003 (cerca de 1900 y 800 MW anuales respectivamente).

El gráfico 9 muestra la capacidad instalada total a nivel mundial de las distintas fuentes renovables y las adiciones de capacidad por tipo de tecnologías que, se estima, se produjeron durante el año 2008.

GRÁFICO 9
CAPACIDAD INSTALADA A NIVEL MUNDIAL DE FUENTES RENOVABLES PARA
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL AÑO 2008
(En GW)



Fuente: REN 21, *Renewables Global Status Report 2009*.

En la mayor parte de los casos el notable incremento en la inversión en fuentes renovables para generación eléctrica proviene de mecanismos del tipo “*feed-in*”, los que obligan a las empresas distribuidoras a comprar una cantidad progresiva a futuro de electricidad generada con renovables

²⁰ Commission of the European Communities, *Renewable Energy Road Map, Renewable energies in the 21th century: building a more sustainable future*, Bruselas, 10-1-2007.

²¹ Commission of the European Communities, *Renewable Energy Progress Report*, Bruselas, 24.4.09.

como mecanismo seguro para superar las numerosas barreras de entrada que fueron identificadas a lo largo de estudios desarrollados entre 2000 y 2006. Se estima que en 2006 al menos 41 países adoptaron tal política, mientras que el número de países que lo harán se eleva a 49 (REN 21, 2006). Durante 2008 el número de países con metas para el desarrollo garantizado de diversas energías renovables ascendió a 76 (REN 21, 2009). Las iniciativas para tecnologías Solar FV conectadas a la red parecen multiplicarse en los EUA (en particular en el Estado de California), en Australia y en China. Sin embargo como se deduce del gráfico precedente la generación proveniente de grandes centrales hidroeléctricas continua dominando el mercado, seguido por las granjas eólicas, las que en conjunto daban cuenta en 2008 del 75 y 11 % del total de la capacidad instalada. No obstante, en términos incrementales el 39 y el 38% de la nueva capacidad en renovables correspondieron a dichas fuentes respectivamente, mientras que el 23 % restante provino de las restantes tecnologías (ver gráfico 9). En respuesta a la crisis económica, varios países adoptaron medidas especiales para no frenar el desarrollo del sector. En el caso de los EUA los paquetes de estímulo no tienen sólo como objetivo metas de seguridad de abastecimiento y de reducción de impactos ambientales, sino también la de generación de nuevos empleos en la industria. En los últimos años China e India se han sumado tanto a las políticas de promoción de renovables como a la producción de equipos. China, por ejemplo, multiplicó por dos su capacidad en parques de generación eólica. El sector ha mostrado el impacto de políticas “garantizadas” por regulaciones obligatorias resistiendo de este modo mejor a los impactos de la crisis económica mundial de 2008 y 2009, aunque se estima se verá igualmente afectada por ella, al menos en algún grado. Se estima que las inversiones globales en la industria de las renovables han rondado los 120 mil millones de dólares.

Con los cambios de orientación política en los EUA las regulaciones son un motor para el desarrollo de las renovables no sólo en el campo de la generación sino también en tecnologías limpias para el sector transporte, más allá de las medidas de promoción a los biocombustibles desarrolladas en años previos. Recientemente el Acta denominada *American Recovery and Reinvestment Act of 2009*, (ARRA), incluye un paquete de estímulos fiscales y de otra naturaleza-especialmente de ayuda financiera- a un conjunto de actividades, entre ellas el desarrollo de las renovables.

Según algunos expertos con un adecuado soporte a la investigación y desarrollo, créditos, subsidios y mecanismos de política de compra obligatoria de cantidades de energía renovable, la participación de estas fuentes podría alcanzar el 40% en el 2050, contra sólo un 15% si se dejara librado a mecanismos de mercado (COP 15, 2009)²².

Según un reciente reporte de la AIE (AIE, 2009)²³, a pesar de los éxitos obtenidos mediante las regulaciones y paquetes de estímulos a las renovables, aún restan por implementar con mayor rigor ciertas políticas como lo son:

- Remover las barreras no-económicas principalmente derivadas de los mecanismos regulatorios y de despacho.
- Poner en juego un mecanismo de penalización para la emisión de GEI, aunque considerando las circunstancias de cada país.
- Realizar pasos en dirección a fortalecer las tecnologías renovables de acuerdo a su progresiva reducción de costos, para dar luego paso a los mecanismos de mercado.

Este tipo de recomendaciones generales podría interpretarse en el sentido de que aún no existe un marco normativo único ni una idea precisa de cómo combinar los mecanismos de “mercados liberalizados” con mecanismos de soporte y mandatarios que permitan una transición razonable hacia una mayor participación de estas fuentes sin que el sistema de fijación de precios pierda las características de opciones de mínimo costo y evolucione hacia un sistema generalizado de “*mark-up*”. No obstante es reconocido que sin mecanismos obligatorios, introducción de costos ambientales,

²² Cf. COP 15, 2009, *United Nations Climate Change Conference*, Copenhagen, Diciembre de 2009, <http://en.cop15.dk/news/view+news?newsid=862>, University of Copenhagen/*Climate Change Global Risks, Challenges & Decisions* 11/03/2009 13:55, *New renewables to power 40 percent of global electricity demand by 2050: With global cooperation and investment, renewables' share will exceed all previous estimates, Finnish research shows.*

²³ AIE, *Deploying Renewables, Principles for Effective Policies*, OECD, Paris, 2009.

fijación de metas de penetración y soporte estatal o internacional, el desarrollo de las fuentes renovables sería muy lento o aún posiblemente inviable.

En el caso de China e India la cooperación entre ambos países ha sido vista como una oportunidad para complementar la cooperación internacional (Huang Liming, 2006)²⁴. El autor no obstante remarca el tipo de dificultades antes descritas. Al igual que en el caso europeo las políticas de tipo “*feed in*” formaron parte sustantiva de un marco global y de mayor coherencia para la promoción de las renovables en todas las regiones, lo que explicaría el crecimiento registrado en el consumo de electricidad generada con renovables y los crecientes inversiones en el sector.

El siguiente cuadro muestra la evolución del principal mecanismo para viabilizar el desarrollo y expansión del mercado de renovables con datos disponibles hasta 2009.

CUADRO 3
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CASOS DE ADOPCIÓN DE MECANISMO FEED-IN PARA LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Año	Número acumulativo de casos	Casos de adopción de mecanismos "Feed-in"
1978	1	Estados Unidos
1990	2	Alemania
1991	3	Suiza
1992	4	Italia
1993	6	Dinamarca e India
1994	8	España y Grecia
1995	8	
1996	8	
1997	9	Sri Lanka
1998	10	Suecia
1999	13	Portugal, Noruega y Eslovenia
2000	14	Tailandia
2001	16	Francia y Latvia
2002	20	Austria, Brasil, República Checa, Indonesia y Lituania
2003	27	Cipre, Estonia, Hungría, Korea, República de Eslovaquia y Estado de Maharastra en India
2004	33	Italia, Israel, Nicaragua, Prince Edward Island en Canadá, Andhra Pradesh y Madhya en India
2005	37	Turquía, Washington en los EUA, Irlanda y China
2006	43	Ontario (Canadá), Argentina, Tailandia, Ecuador, otros
2007	49	Sur de Australia, Albania, Bulgaria, Croacia, Macedonia, Uganda
2008	61	Otros de Australia, California en EUA, etc
2009	63	Australia y Sudáfrica

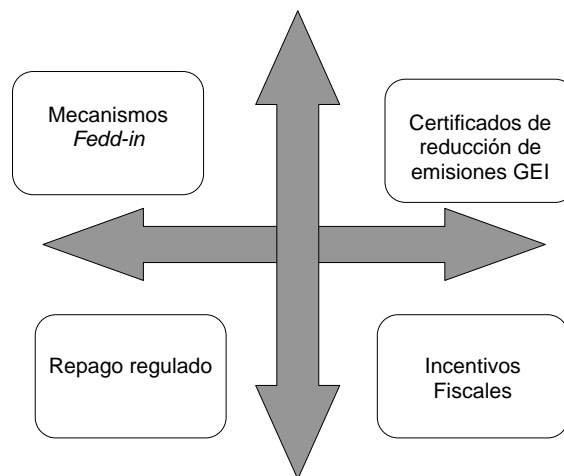
Fuente: REN 21, 2009.

La mayor parte del desarrollo de fuentes renovables se basa así en cuatro mecanismos potencialmente complementarios (o también excluyentes), los que se muestran en la figura 1. Como se

²⁴ Huang Liming, *A study of China-India cooperation in renewable energy field*, References and further reading may be available for this article. To view references and further reading you must purchase this article. Department of International Economics and Trade, Jinan University, Guangzhou 510632, PR China, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 11, Issue 8, pag. 1737-1759, octubre de 2007.

observa los mecanismos *Feed-in* han tenido un rápido auge con posterioridad a 2003, habiendo mostrado un lento desarrollo durante el auge de la “liberalización de mercados” durante los 90. También han mostrado abandonos y reinstauraciones. Sin embargo el mayor desarrollo de las renovables se correlaciona bien con el citado mecanismo, mostrando ser el de mayor eficacia, en particular porque los cuatro mecanismos principales no necesariamente son excluyentes.

DIAGRAMA 1
MECANISMOS COMPLEMENTARIOS PARA EL DESARROLLO
DE LAS RENOVABLES



Fuente: Elaboración propia, adaptación Meeus, L. et. al. 2009.

- **Feed-in:** las compañías eléctricas pagan a los generadores un precio premio el que se traslada a los consumidores o bien los generadores reciben un precio específico por este tipo de energía que se calcula en base a criterios de reducción de emisiones respecto al resto de la energía producida por varios años, lo que asegura un retorno previsible de las inversiones.
- **Certificados:** las compañías eléctricas, o los productores y comercializadores están obligadas a comprar una cierta cantidad de certificados por kWh producido o bien pagan una multa. Los productores venden su energía a precios convencionales y perciben un ingreso extra por la venta de los certificados de energía generada libre de emisiones.
- **Repago regulado:** el Estado cobra un cargo a los usuarios y el productor de renovables percibe este cargo por varios años.
- **Incentivos Fiscales:** en la mayor parte de los casos son exenciones impositivas, créditos blandos y otros instrumentos que complementan a los anteriores.

El análisis de la experiencia internacional revela que tanto los mecanismos de *Feed-in*, como el de los certificados dependen en su efectividad más que de sus características intrínsecas, de las de la modalidad de implementación. Las mayores barreras parecen registrarse en todos los casos en las dimensiones “administrativas” y en las de “facilidades de acceso a la red”.

2.4 Dinámica del mercado de la Península Ibérica, origen de algunas de las principales empresas extranjeras presentes en América Latina y el Caribe

La internacionalización de las empresas eléctricas españolas, y también, las de otras vinculadas de forma directa o indirecta a ellas en los sectores de hidrocarburos y gas natural, tuvo como trasfondo elementos vinculados con el proceso de globalización y, en particular con la estrategia evolutiva adoptada por el gobierno español para enfrentar los desafíos que España derivados de su ingreso a la Unión Europea (UE). En forma paralela la generalizada crisis de los 80' en América Latina, condujo a severas reformas macroeconómicas y de reorganización de las actividades empresariales, la que abrieron oportunidades de inversión para diversos actores extranjeros, en especial como consecuencia de los procesos de reestructuración de los servicios públicos y las privatizaciones masivas ocurridas en algunos de los países de la región (Iza, M.P, 2007; Rozas, P. 2008 a y b, 2009)²⁵. Ciertamente los cambios tecnológicos ocurridos en el ámbito de la informática, las estrategias del sector financiero internacional y la emergencia de la tecnología de ciclos combinados (junto a un incipiente énfasis en las políticas ambientales a escala mundial) constituyeron otros de los factores que acompañaron este proceso.

La internacionalización de las tres principales empresas eléctricas españolas: Endesa, Iberdrola y Unión FENOSA, y la de Repsol y Gas Natural SDG en el área de hidrocarburos y distribución de gas natural, tuvieron como trasfondo los dos ejes centrales mencionados: a) ingreso de España a la UE y b) procesos de Reforma en LAC.

Aunque este tema es central para este estudio, en esta sección sólo se mencionaran algunos de los principales hitos referidos a cada una de las empresas mencionadas, temática que será ampliada en las secciones posteriores directamente vinculadas con las estrategias empresariales seguidas por estos grupos.

Endesa, S.A. era una empresa del sector eléctrico, de gas y aguas, fundada en España en 1938 bajo el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Su capital estuvo en manos del Estado hasta que en 1988 comenzó con el proceso de su privatización mediante una Oferta Pública de Venta (OPV) del 25 por ciento de sus acciones. Este mismo año la compañía comenzó a cotizar en la Bolsa de Nueva York por primera vez. En 1994 se vendió un segundo paquete y dos años después fue transferida a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI, la heredera del antiguo Instituto Nacional de Industrias INI), que abordó la última fase de la privatización con dos nuevas OPV, en 1997 y 1998, respectivamente, pasando a ser una de las múltiples empresas privadas con capital público en España. Este último paso se correspondería con la directiva europea que establecía para el año 2000 que todos los miembros de la UE debían tener como mínimo un 30% de su mercado liberalizado. Es recién entonces cuando desaparece la Empresa Nacional de Electricidad como Sociedad Estatal y pasa de ser una corporación paraestatal, a una empresa privada con el nombre de Endesa. Para ese entonces su participación en los procesos de privatizaciones de Argentina, Chile y otros países de la región lo convirtieron en el principal actor del sector eléctrico en LAC.

Iberdrola tuvo su origen a fines de 1992 como resultado de la fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero. Hidroeléctrica Española (también conocida como Hidrola) que había sido fundada en 1907 e Iberduero fundada en 1944 surgida a su vez de la unión de Hidroeléctrica Ibérica (creada en 1901) y Saltos del Duero. El proceso de su internacionalización también se vincula a LAC, en particular con los tempranos procesos de reformas en Argentina. Este actor fue uno de los

²⁵ Iza, María Paula: "El proceso de internacionalización del sector energético español: Análisis de caso Repsol-YPF" en Contribuciones a la Economía, agosto 2007. Texto completo en <http://www.eumed.net/ce/2007b/mpi.htm>; Rozas B., P (2008 a), Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: El caso de ENDESA, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 133, Santiago de Chile, Agosto de 2008. Rozas B., P, (2008 b) Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: Los casos de Iberdrola y Unión Fenosa, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 139, Santiago de Chile, Diciembre de 2008. Rozas B., P, (2009), Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina, Naciones Unidas, CEPAL, serie Ciencias Humanas, Economía y Energía, Santiago de Chile, 2009.

principales que buscó fusionarse con otros importantes grupos del sector energético español con sucesivos fracasos²⁶.

En el caso de Unión FENOSA, su nacimiento en España ocurre en 1982 tras la fusión entre Unión Eléctrica, creada en 1912 como Unión Eléctrica Madrileña y Fuerzas Eléctricas del Noroeste S.A. (FENOSA), empresa creada en 1943. En 1986 el Grupo inicia su expansión internacional con un contrato de consultoría para la empresa "Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay" (UTE), y en 1988 entra en funcionamiento la central nuclear de Trillo, participada por esta empresa, promotora del proyecto. En 1992 se produjo la primera inversión directa en el exterior y en el año 1994 se crea "Unión Fenosa Energías Especiales" para dar impulso a las energías renovables. En 2009 es adquirida por Gas Natural SDG, la empresa de gas más importante de España, con fuerte presencia en LAC y es controlada por Repsol.

Sin embargo, a pesar de la importancia que la dinámica de las tres principales compañías eléctricas españolas ha tenido tanto para el posicionamiento de España en el mercado europeo, como principalmente para América Latina donde, como se verá, cada uno de estos grupos ha tenido estrategias marcadamente diferenciadas, el caso de Repsol es quizás el más relevante tanto por su envergadura como por su vínculo directo e indirecto con las eléctricas españolas, como con los grupos financieros y por su destacado papel en varios países de América Latina.

Al igual que en otros muchos países europeos, donde el Estado fue durante buena parte del siglo XX un promotor directo e indirecto de actividades empresarias en el áreas de los servicios, el Estado Español asumió durante dicho siglo un rol determinante en la economía española. En el caso particular del mercado petrolero, el rol del estado se vio reforzado por el contexto internacional. Sobre todo desde los setenta, a partir de la crisis internacional del petróleo, se revalorizó el rol de este recurso en la economía. La creación de diversos organismos estatales encargados de las diversas áreas de producción y comercialización del petróleo y sus derivados fueron los instrumentos a partir de los cuales se materializó el rol del Estado.

Sin embargo, desde la década del ochenta, el cuestionamiento de la intervención estatal en la economía y el objetivo de revalorizar el sector privado frente al público sumado a las intenciones españolas de ingresar al esquema regional europeo abogaron y determinaron el inicio de la liberalización de la mayoría de los sectores económicos.

En este contexto, las medidas destinadas a equiparar las políticas económicas de los miembros de la UE finalizaron con la liberalización total del mercado energético. En el marco de este proceso de reorganización de las actividades estatales energéticas cuyo dominio detentaba en Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) se creó, en 1986, el Grupo Repsol. El grupo surgió a partir de una empresa holding (Repsol SA) de la que dependían varias filiales: Repsol Exploración (actividades de Exploración y Producción), Repsol Butano (Gases Licuados de petróleo- GLP), Repsol Química (Química), Repsol Petróleo (Refino y Marketing), Petronor (Refino y Marketing) y la Compañía Arrendataria del Monopolio del Petróleo SA (CAMPESA -Logística).

A partir de la creación de la petrolera se diseñó la estrategia de crecimiento y modernización de la compañía. La misma apuntaba a incrementar la eficiencia, la competitividad, el tamaño y la rentabilidad de la empresa de modo de superar los retos internos y externos a los que se enfrentaba Repsol. Los desafíos incluían la liberalización absoluta del mercado español y, por tanto, la competencia de las grandes compañías petroleras europeas en el mercado interno; y, en el nivel internacional, un importante proceso de fusiones que modificaba el ranking de reservas, el valor del mercado y la facturación de las empresas²⁷ alejando a Repsol del listado de las petroleras más importantes.

²⁶ Dichos intentos fueron: 1-con Repsol en 1997 y 1999, el primero fallado por desacuerdos entre ambas compañías, el segundo por la negativa de La Caixa (principal accionista de Repsol) y 2-con Endesa en 2000, que fue abandonado por las condiciones impuestas por el Gobierno de aquel entonces.

²⁷ Al respecto cabe señalar que por ese entonces se habían unido *British Petroleum* y Amoco Arco; Exxon y Mobil, Total y PetroFina, Nova y Transcanada. A mediados de julio de 1999, la francesa Total lanzaba una oferta hostil sobre Elf, su

Los condicionamientos internos, regionales e internacionales obligaban de este modo a Repsol a crecer, integrarse, ganar dimensión y achicar gastos. Este proceso que comenzó en los 80' se acentuó en los 90' en concomitancia con la participación de grupos financieros como la Caixa y BBVA que también eran accionistas de empresas del sector eléctrico.

Desde la puesta en marcha de la transformación, que combinó racionalización puertas adentro y expansión internacional, América Latina se convirtió en uno de los objetivos centrales de la compañía, pero también de los sectores financieros que de algún modo hacían a un entramado con posibilidades de integración horizontal de las cadenas energéticas y otros negocios.

El escaso potencial de reservas de hidrocarburos que poseía Repsol movilizó su expansión y permitió la captura de nuevos mercados externos mejorando su competitividad internacional. La operación de entrada a Argentina a partir de su participación en la empresa estatal argentina YPF, privatizada a comienzos de los noventa, fue una operación crucial que adquirió toda su fuerza con la adquisición de la casi totalidad del paquete accionario en 1999 convirtiéndose así en Repsol-YPF.

Sin embargo, tanto la crisis regional latinoamericana de 2001-2002 (especialmente en Argentina), como luego el favorable entorno internacional de 2004 a 2007 – caracterizado por el auge de las actividades inmobiliarias a escala global y la elevación del precio de las *commodities*- fueron de la mano con la profundización de la liberalización del mercado energético europeo. Todo ello fue acompañando los importantes cambios ocurridos a nivel de la propiedad de las acciones de los principales grupos españoles que operan en el área energética en España y en América Latina, pero también de un drástico giro de las inversiones en el sector de hidrocarburos con un desplazamiento de inversiones de la región hacia el norte de África, objetivo lógico si se piensa en el contexto donde la seguridad de suministro pasa a ser prioritario. Este proceso se documenta más adelante con base en los datos de los propios resultados financieros de Repsol.

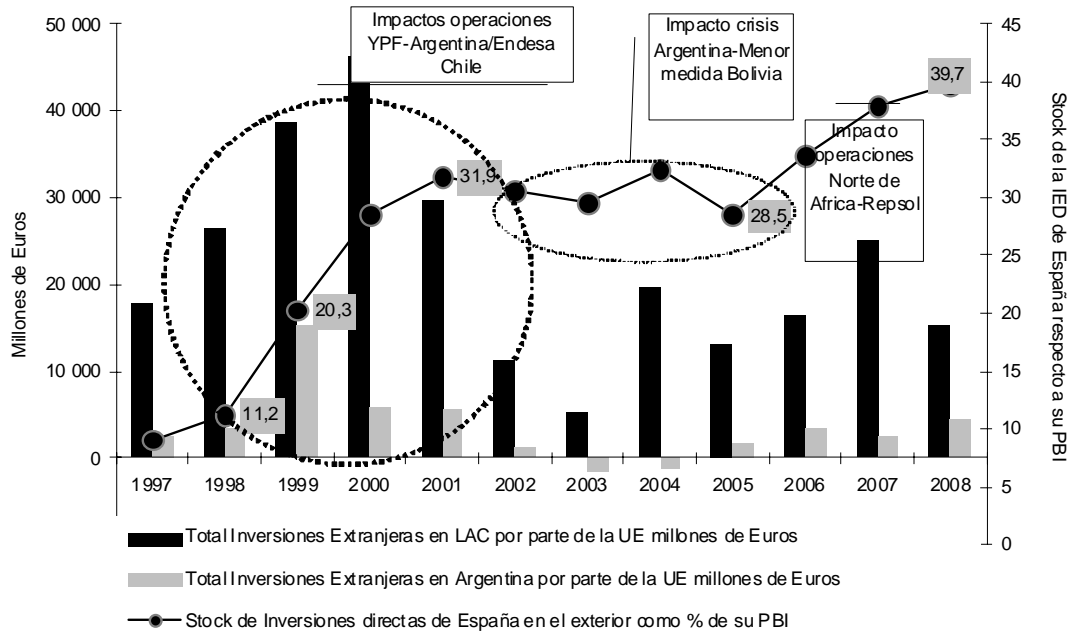
El impacto de las operaciones de Repsol con fuertes ejes en España y en Argentina se procura explicar seguidamente.

El gráfico 10, presenta la vinculación entre: 1- La IED de la UE en toda LAC; 2-la IED de la UE en Argentina y 3- la evolución del porcentaje del stock de IED de España respecto a su PBI.

Nótese que en ausencia de datos suficientes para confeccionar una matriz de IED por países de origen y destino, el gráfico representa la importancia de Argentina dentro del total de la IED de la Unión Europea en LAC, marcada significativamente por la operación de Repsol efectuada por España. Por otra parte es a partir de la misma, que el stock de capital constituido por la IED de España como porcentaje de su PBI tiende a crecer, posiblemente no sólo por la operación mencionada sino también por la toma de ENDESA en Chile. Sin embargo dicho guarismo (Stock de IED como % del PBI de España), se estanca y aún disminuye con la crisis de Argentina de 2002 signada por un proceso neto de desinversiones europeas ocurridas entre 2002 y 2004. No obstante, el stock de IED de España luego de este período vuelve a incrementarse ligeramente pero explicado en más por la reinversión de utilidades obtenidas en LAC en otras regiones en el caso de Repsol (Norte de África) y por otras inversiones dentro de LAC, aunque ya de menor envergadura.

principal competidora en Francia. Total que se había fusionado con Petrofina de Bélgica ubicándose décima en el ranking mundial, pasará a ocupar el cuarto puesto al unirse a Elf, con el 13% de la oferta mundial de Hidrocarburos.

GRÁFICO 10
INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA DE LA UNIÓN EUROPEA EN LAC Y EN ARGENTINA
Y STOCK DE LA IED DE ESPAÑA COMO % DE SU PBI



Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat.

En realidad, como señala Rozas, P. (2009), la reestructuración corporativa de los principales operadores en respuesta tanto a las crisis de varios países de la región latinoamericana y a los altos niveles de endeudamiento que involucró la expansión de las operadoras internacionales de energía en LAC, implicó que las empresas españolas reorientasen sus estrategias regidas por ciertos vectores básicos:

- concentrar su desarrollo en el mercado español y europeo mediterráneo con mejores perspectivas de crecimiento antes de la crisis de 2009;
- focalizar sus inversiones de acuerdo a lo anterior desprendiéndose de actividades ajenas a la especificidad de su sector (por ejemplo el rol de operador global de servicios múltiples como telefonía, aguas, etc.);
- lograr mayores grados de integración vertical y horizontal;
- impulsar, al amparo de rentas más seguras y previsibles, la producción de energías renovables;
- aplicar políticas de saneamiento financiero, reestructurando deudas e intentando bajar el costo de la deuda.

Como todo ello se relaciona con el tema específico de las estrategias empresariales, su desarrollo pormenorizado, se realiza en los capítulos siguientes con particular énfasis en su impacto sobre LAC. Sin embargo en tanto uno de los objetivos del presente estudio es analizar el posible impacto que sobre dichas estrategias pueden tener las nuevas tendencias mundiales en el campo de las energías renovables y, en mucho mayor medida el vínculo entre las empresas de origen español sobre el sector eléctrico regional a partir de las vinculaciones de las actividades en las áreas de hidrocarburos y gas natural, algunos movimientos recientes en las tendencias respecto a la propiedad de los activos pueden resultar sumamente ilustrativas.

En tal sentido son cruciales los siguientes hechos:

1. La toma de Endesa por ENEL-especialmente importante por el papel del grupo Acciona y su vinculación con las energías renovables y el desplazamiento que significa para parte del eje español su presencia el LAC.
2. La crisis inmobiliaria-financiera y su impacto sobre el grupo constructor SACYR Vallehermoso principal accionista de Repsol, aunado al cambio de estrategia regional de Repsol.
3. La reorientación de las inversiones, ahora más selectivas de los restantes grupos hacia los mercados de Chile, Brasil y México.
4. La fusión del grupo Unión FENOSA con Gas Natural, controlada de Repsol, que finalmente logra de un modo orgánico una mayor y directa integración de mercados energéticos, especialmente importante en el área de la generación eléctrica con gas natural.

Se analizará seguidamente el tema específico de la posición relativa de los grupos españoles vinculados al desarrollo de las renovables dentro del contexto europeo, para comprender en cuánto y cómo estas nuevas tendencias podrían impactar en Latinoamérica.

2.5 Mayores operadores privados en el ámbito global: opciones tecnológicas, fuentes de energía y estrategias de internacionalización

El siguiente cuadro intenta identificar a los mayores operadores internacionales y su papel en la difusión de energías renovables.

Como se puede apreciar, el grueso de las inversiones en energías renovables por parte de los grupos identificados se da en sus propios territorios o bien compitiendo dentro del mercado europeo. A pesar de la importancia de operadores internacionales como EDF (Francia) y TEPCO (Japón), sus estrategias para el desarrollo de renovables son débiles frente al rol de grupos como E-On (Alemania) y RWE. Si bien ambos grupos alemanes han adquirido parte de los activos de empresas españolas²⁸, el peso de Acciona y Enel aparece como mayor si se consideran en conjunto (y vinculadas al poder de ENDESA) y más relevante para el caso de LAC. El rol más expansivo en Europa pareciera corresponder a E-On, sin embargo el posicionamiento de ENEL y el de Acciona parece extenderse más allá de la conquista del mercado europeo, mirando tanto a China como a los EUA. Aunque existen iniciativas para la región por parte de ENDESA (ahora en manos de ENEL), son de poca significación en América Latina, con la posible excepción de Chile. Sin embargo también México y en Brasil -a través de Iberdrola- el negocio de las renovables se va expandiendo. Cómo aún puede desenvolverse en el futuro el mapa de fusiones es una incógnita fuertemente vinculada a las posiciones de endeudamiento de las empresas españolas y de la propia ENEL, pero también por los efectos de la desregulación del mercado europeo y el papel de los comercializadores. En tal sentido y más allá del creciente papel asignado a las

²⁸ Cabe destacar que E.ON España, (antes Electra de Viesgo), es filial en España de la empresa pública alemana E.ON. Esta compañía trató de hacerse con el control en España de Endesa actuando sola tras la retirada de Gas Natural, que no podía asumir las cifras propuestas por la empresa alemana. Aunque tuvo que desistir en su empeño tras la oferta de la española Acciona y la italiana Enel, quedó con una pequeña parte de los activos de Endesa. Estos activos constaban principalmente de la empresa Viesgo, fundada en 1906 en Puente Viesgo (Cantabria), con el nombre de Electra de Viesgo y que pertenecía a Endesa desde 1991. E.ON, que ya se encontraba en España desde agosto de 2007 a través de E.ON Renovables, adquirió Viesgo y las centrales de Los Barrios y Tarragona, pertenecientes a Endesa, el 26 de junio de 2008, fecha en la que creó E.ON España como unidad de mercado. Como fuera dicho, E.ON intentó adquirir Endesa en 2006, sin embargo esta adquisición fue evitada por una oferta conjunta de la empresa pública italiana Enel y la empresa española Acciona. No obstante, E.ON adquirió unos 10.000 millones de € en activos, que está obligada a ceder en virtud de la Comisión de la Competencia Europea. [El 26 de junio de 2008, E.ON adquirió la compañía Electra de Viesgo (que pasó a denominar E.ON España), que pertenecía a Enel, y las centrales térmicas de Los Barrios y Tarragona, incrementando su presencia en el mercado español, en el que cuenta con 650.000 clientes.

energías renovables -a lo que se ha dedicado la mayor parte de este capítulo- restaría por analizar el potencial papel de grupos como la BG, Centrica, *Quadrant Energy* -un desprendimiento precisamente de la BG tras las regulaciones en el Reino Unido- y otros comercializadores productores de gas y electricidad. Ello por cuanto aunque las políticas de seguridad de suministro y cambio climático tienen como ejes a orientar el análisis hacia el papel de las renovables, las estrategias empresarias de los principales generadores son lograr una integración entre los segmentos de producción-comercialización de gas y producción y comercialización de energía eléctrica, siendo aún el gas natural la fuente de menor emisión relativa dentro del espectro de las fuentes fósiles. En tal sentido y mirando hacia LAC, el papel y evolución de las estrategias de Repsol, Petrobrás, Total y BG será determinante. Por otra parte no debe ser olvidado el papel de los proveedores de renovables como Enercon, Gamesa, *GE Energy*, Q-Cells, Sharp Solar, SunOpta, and Vestas.

Por su parte todos los grupos involucrados en la generación de EE en LAC (ENDESA, AES, Unión Fenosa, GDF, GDP e Iberdrola mantienen, con distinto grado de peso, proyectos de energías renovables, lo que será analizado más adelante.

CUADRO 4
CARACTERIZACIÓN DE LOS PRINCIPALES GRUPOS EMPRESARIOS Y SU ORIENTACIÓN EN ENERGÍAS
RENOVABLES NO CONVENCIONALES A ESCALA GLOBAL

Grupo	Estado	Eólica	Eólica off-shore	Solar FV	Concentradores	Biomasa	Geotermia
	En operación	331 MW en Italia/ 420 MW en el este de Europa/EUA 231 MW/LAC 24 MW		3.3 MW en Italia y 50 MW por completar			Italia 31 plantas 5 TWh año/ EUA planta de 70 MW EUA 150 MW/LAC 100 en Chile y otros estudios
Enel Green Power	Proyectos y estudios	Meta 30% por año		Crecimiento de 15 MW hacia 2012		En proyecto Italia	
	En operación	En España opera mas de 5700 MW de los que posee alrededor de 3700 MW		Total 115 MW, 69 en España, 49 en Portugal/ Tiene otras instalaciones	64 MW en Arizona EUA/ 50 MW en España pendientes de conexión a la red	33 MW en España/ 22 MW en construcción también en España	No
Aciona Energy	Proyectos y estudios				200 MW en construcción en España	82 MW en gestión en España	No
	En operación	19 granjas eólicas en RU no indica potencia.	Varios proyectos 180 MW y más				
E.ON (RU)	Proyectos y estudios					150 MW en estudio	

Cuadro 4 (continúa)

Cuadro 4 (conclusión)

E.ON (Alemania)			0.8% de las necesidades en Alemania contra 8% con Eólica	0.8% de las necesidades en Alemania contra 8% con Eólica	En investigación consorciada (DESERTEC)	30 MW sin especificar donde	No
	En operación	Mas de 2200 MW operados en Europa y EUA					
	Proyectos y estudios	Planea agregar 1800 MW		En investigación consorciada	En investigación consorciada (DESERTEC)	Sin información	No
	En operación						
EDF	Proyectos y estudios	Plantea Asociación con EDF Energies Nouvelles (50% de propiedad de EDF) y esta última con empresas del Reino Unido para desarrollos eólicos off-shore. Opera 120 MW de eólicos y piensa en expansiones sin mayores especificaciones. Por otra parte participará en 900 Mw de PPA's de terceros actores para contribuir al desarrollo de todo tipo de renovables, pero principalmente eólica.					
	En operación						
RWE Innogy	Proyectos y estudios	Opera alrededor de 2500 MW de energía eólica en Alemania y Holanda. A través de su filial española Agrupación Energías Renovables (Aersa), ha adquirido el 100% del operador español de energía eólica Urvasco Energía. La adquisición permitirá al grupo alemán alcanzar una producción de energía eólica de unos 350 megavatios (MW) de potencia en España. La compañía adquirida opera seis parques eólicos con una potencia conjunta de 150 MW. Las instalaciones están situados en Aragón, Castilla-La Mancha y Andalucía.					
	En operación						
TEPCO	Proyectos y estudios	Es el tercer operador mundial luego de EDF y de E-On. Sin embargo en el desarrollo de renovables no parece poseer activos de importancia. El grueso de su actividad se desarrolla con térmicas convencionales y nucleares, poco mas del 13% con Hidro.					

Fuente: elaboración propia con base a información publicada por las empresas.

3. La industria de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe

El propósito de esta sección es caracterizar al sector eléctrico en América Latina y el Caribe con el objeto de comprender varios de los temas clave que se han desarrollado en los capítulos precedentes. Como se ha visto, el desplazamiento de los ejes que caracterizaron la expansión del sector eléctrico durante la primera fase de las reformas tales como: 1- lograr la atracción de capitales extranjeros para la expansión del sector; 2- liberar al Estado del peso de la inversión pública en el área de los servicios públicos; 3- lograr una mayor eficiencia de las inversiones en beneficio de los consumidores y de la macroeconomía a través de una mayor competencia en el mercado, giró, a partir del cambio de contexto mundial y regional, hacia otros aspectos. En particular, las crisis de abastecimiento de Chile, Argentina y Brasil condujeron a la revisión de la eficacia de las modalidades regulatorias para garantizar la expansión de la oferta. La ruptura del esquema dominante entre 1990 y 2001 en el caso argentino, motivada por la crisis de 2001-2002 y los cambios introducidos en la legislación en materia de hidrocarburos en Bolivia en 2006, tuvieron serias consecuencias para el desarrollo de la industria del gas modificando drásticamente las perspectivas futuras de generación en el sector eléctrico. Del mismo modo, estas crisis tuvieron su impacto sobre las estrategias de los principales operadores en la región quienes, durante las reformas de los 90', se fueron convirtiendo en los principales actores del sector energético en general y del eléctrico en particular.

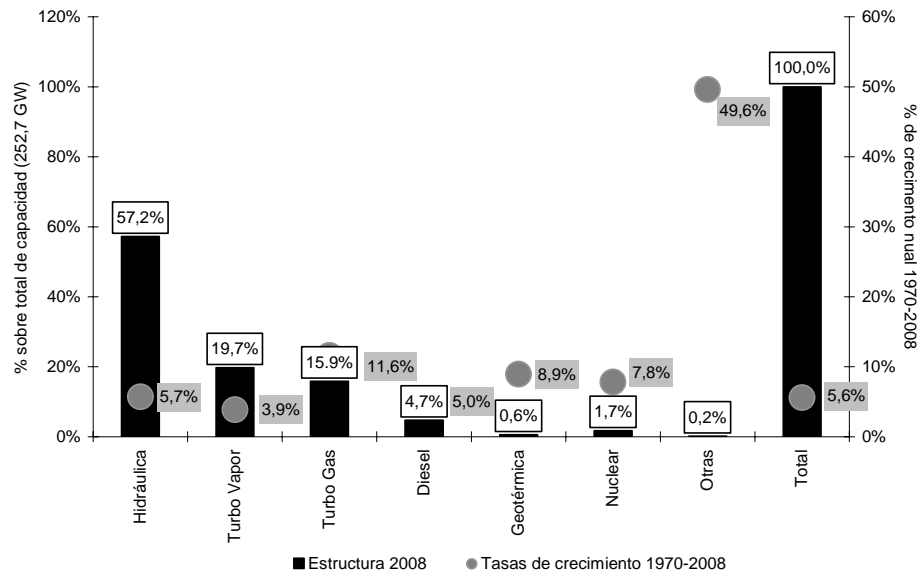
En tanto el eje seguridad de suministro pasó también a ser central en la región, resulta de especial interés comprender cómo ello se vincula con las estrategias empresariales de los principales grupos inversores y con la evolución de la matriz energética de los países con especial énfasis en los aspectos vinculados a la disponibilidad de gas para la generación de electricidad, el potencial alcance de las energías renovables y las conductas de los agentes privados.

3.1- Caracterización del Sector Eléctrico en LAC

América Latina y el Caribe cuentan actualmente y en conjunto con alrededor de 252,7 GW de capacidad instalada para generación eléctrica. Una marcada característica de la evolución de su parque en las dos últimas décadas ha sido el incremento de la participación del parque de generación térmica convencional en dicho total a pesar de ser la región que, como se ha visto, tiene uno de los menores grados de participación de fuentes térmicas dentro del total mundial.

En efecto, entre 1990 y 2008 aproximadamente un 48% sobre un total de 111.5 GW de aumento de la capacidad total de generación ha correspondido a dichas fuentes, pero el mismo se elevaría a 63% del total si no se considera el peso de Brasil, país cuyo parque es predominantemente hídrico. Como se puede observar en el gráfico 11, a pesar de que el parque hidráulico pesaba en 2008 un 57.2% del total, el mayor dinamismo entre 1970 y 2008 correspondió a los equipamientos turbo gas que crecieron al 11.6% a.a frente a una media de crecimiento del 5.6% a.a. La composición del parque muestra así una fundamental dependencia de los combustibles fósiles y de los recursos hídricos, siendo muy bajo el grado de participación de la demás fuentes, en especial la ERNC.

GRÁFICO 11
CAPACIDAD INSTALADA DEL PARQUE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAC SEGÚN TIPO DE INSTALACIONES Y TASAS DE CRECIMIENTO ENTRE 1970 Y 2008

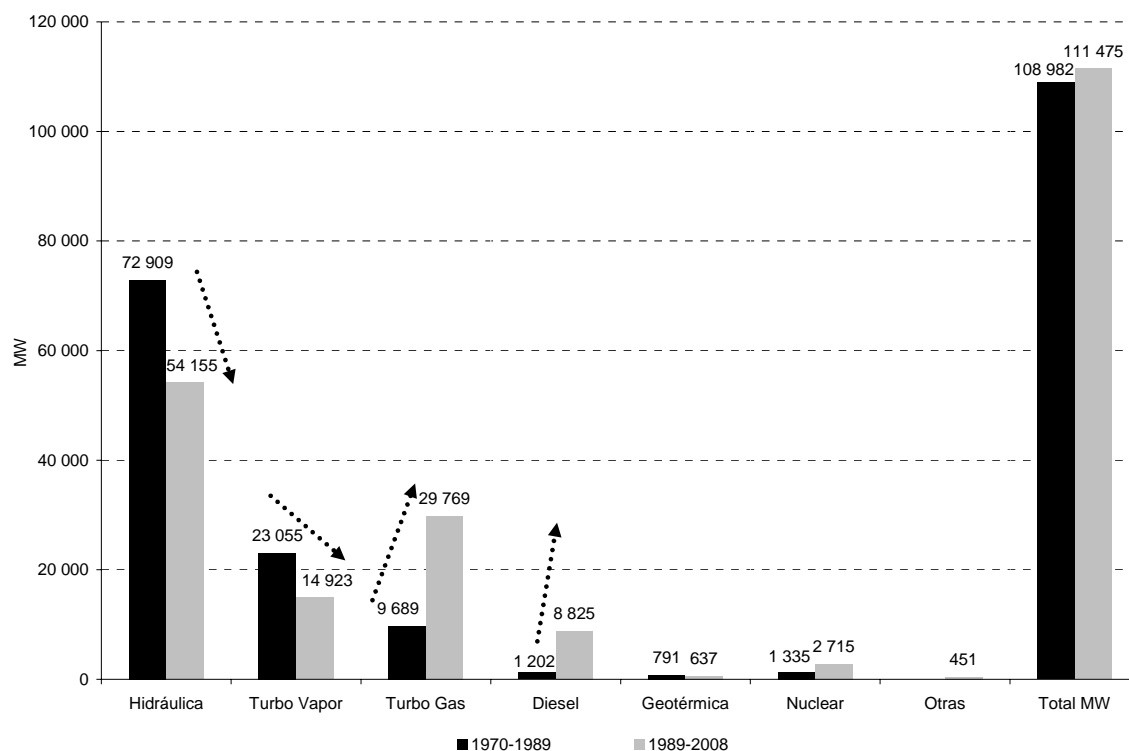


Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, SII, 2009.

Las pautas de inversión en el sector han variado tras el período de reformas -y aún desde los 80- debido entre otros factores a las restricciones ambientales y financieras para la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, al progresivo agotamiento de las posibilidades de generación hidráulica en gran escala y a bajo costo en muchos países y al surgimiento de los negocios integrados de producción de gas y generación de electricidad. Del mismo modo un escenario de precios bajos del gas natural predominante hasta 2003, una visión regional de gas abundante en países como Argentina, Bolivia, Perú y Colombia y las propias estrategias de integración de actividades de explotación de gas y generación eléctrica han facilitado la construcción de centrales de tipo ciclo combinado y otras centrales térmicas a gas o duales en la mayoría de los casos (gráfico 12). Obviamente, los menores costos de esta opción en mercados que debían ser competitivos fue otro de los motivos que pueden explicar la tendencia observada.

Aunque dicha pauta ha sido muy diversa en los diferentes países que conforman la región, en general ha conducido a una sostenida demanda de gas natural.

GRÁFICO 12
VARIACIONES EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE INSTALACIONES



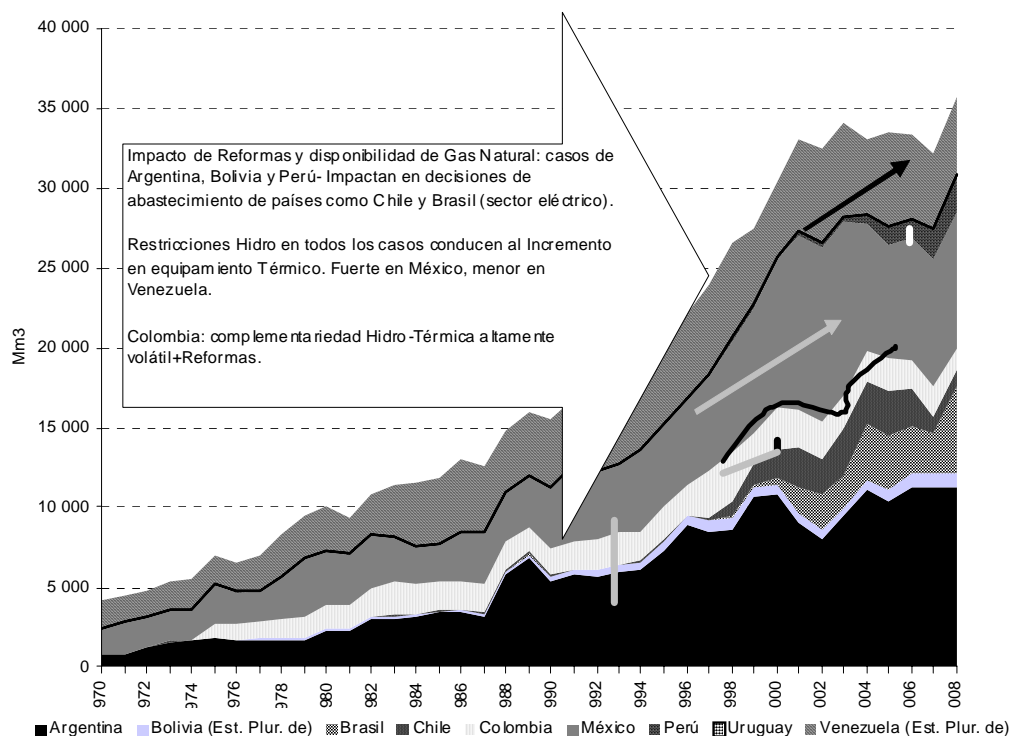
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, SIEE, 2009.

El mayor incremento relativo se produjo en los mercados de Argentina, Brasil y de Chile siendo una consecuencia directa de las reformas en Argentina y Bolivia, pero también las de Brasil y la más temprana de Chile. En los casos de México y Venezuela, donde la presencia de empresas estatales fue alcanzada por las reformas más con respecto a la permisibilidad de las contrataciones con el sector privado que en profundas reestructuraciones del mercado de gas y de electricidad, el crecimiento obedeció, en el caso de México a la mayor penetración del equipamiento de tipo turbo vapor convencional y la disminución relativa de la potencia hidráulica, mientras que en Venezuela a pesar de mantener su participación la potencia hidráulica, el crecimiento de la demanda térmica fue también importante y variable según la hidraulicidad media. En el caso de Perú, el deseo de garantizar el desarrollo de Camisea, dio lugar a los contratos iniciales con Electroperú, pero luego se incrementó con la demanda de múltiples generadores privados que se instalaron con ciclos abiertos aprovechando la existencia de gas barato y que se consideraba abundante (Osiner, 2009)²⁹.

El gráfico 13 muestra la evolución del consumo de gas natural para generación eléctrica por países, evidencia que se halla alineada con la información desplegada en el gráfico 14 donde se muestra la evolución del parque por países. Ello permite comprender tanto magnitudes absolutas como relativas respecto al cambio ocurrido en la capacidad instalada de generación eléctrica de LAC.

²⁹ En el caso de Colombia, una importante parte del incremento de capacidad se dio también con centrales CC y CA, en particular desde la llegada del gas al sistema del interior, consecuencia del llamado Plan de Masificación de Gas (Conpes (1990), UPME-ANH (2006)). En este caso no obstante, las centrales a gas se estimularon como potencia de respaldo ante la variabilidad de la hidraulicidad media vinculada al fenómeno de El Niño, lo que explica las fluctuaciones en el consumo efectivo de gas frente a su potencial.

GRÁFICO 13
CONSUMO DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA SEGÚN PAÍS
PERÍODO 1970-2008



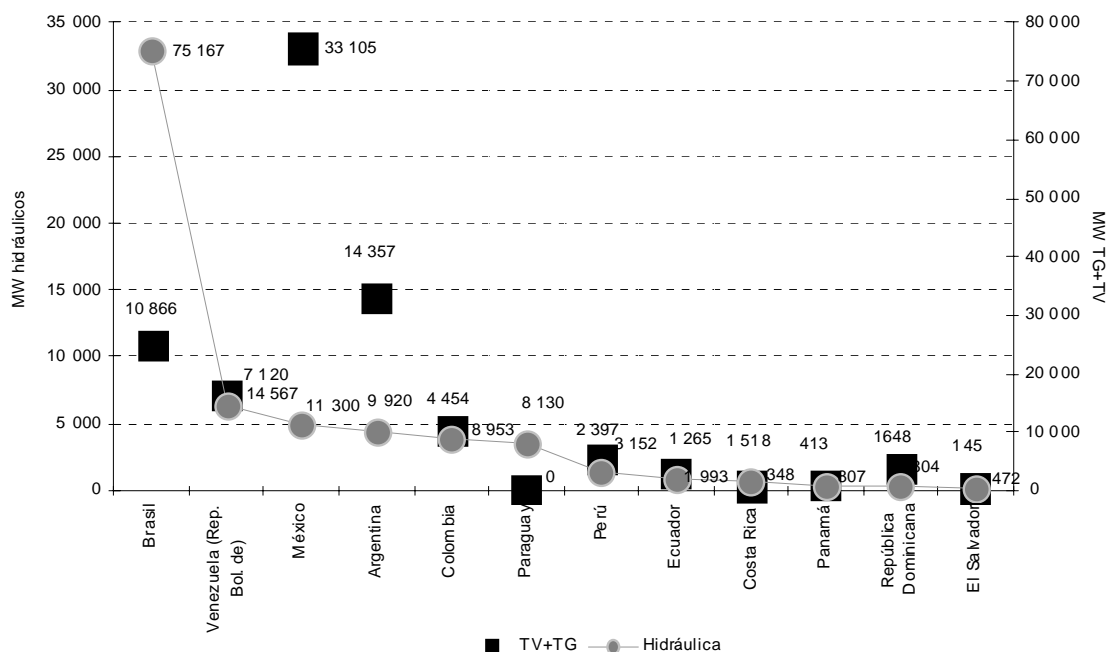
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, SIIE, 2009.

El gráfico 14 ilustra la composición del parque representativo del 84% de la capacidad instalada en LAC en 2008, sólo por centrales hidráulicas y térmicas a gas y duales en los países seleccionados.

Las dimensiones del parque en cada caso suponen condiciones muy distintas en cuanto a la caracterización de la región sea en términos de la estructura institucional y regulatoria, la posibilidad de acceder a los activos, la dependencia del gas natural y petróleo o derivados y el comportamiento estratégico de los grupos empresarios.

Otra de las características que ha presentado la región es que la demanda de electricidad ha crecido a una tasa mayor que la de la potencia instalada en la mayor parte de los países a partir de los 90 y también desde 2000 a 2008 (Cuadro 5), revertiendo-en la mayor parte de los casos- la tendencia previa, lo que de algún modo se vincula con las estrategias seguidas por las empresas eléctricas privatizadas de aprovechar el excedente de capacidad previo como modo de recuperar sus inversiones, la mayor parte de ellas de tipo “take over”, con importantes grados de endeudamiento, pero también en relación a la insuficiencia financiera de los Estados para enfrentar mayores niveles de inversión.

GRÁFICO 14
POTENCIA HIDRÁULICA Y TÉRMICA A GAS O DUAL INSTALADA
POR PRINCIPALES PAÍSES



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, SIIE, 2009.

Nota: Se excluyen las centrales Diesel, Nucleares y otras. La sumatoria corresponde al 84% de la potencia instalada total de LAC.

CUADRO 5
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
(GWH) Y COMPARACIÓN DE INCREMENTOS EN %

País	Capacidad Instalada MW					Incrementos en la Capacidad Instalada %			
	1970	1980	1990	2000	2008	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2008
Argentina	6691	12017	17167	25957	28063	180%	143%	151%	108%
Bolivia (Est. Plur. de)	267	489	636	1325	1454	183%	130%	208%	110%
Brasil	11358	33081	52987	73600	100974	291%	160%	139%	137%
Chile	2143	2940	4444	9729	13126	137%	151%	219%	135%
Colombia	2078	4475	9173	12715	13468	215%	205%	139%	106%
Costa Rica	244	653	889	1704	2359	268%	136%	192%	138%
Ecuador	292	1082	1869	3499	4187	371%	173%	187%	120%
El Salvador	166	450	650	1118	1422	271%	145%	172%	127%
Guatemala	216	430	860	1694	2287	199%	200%	197%	135%
Honduras	89	236	562	920	1593	265%	239%	164%	173%
México	7188	16985	28267	41724	51248	236%	166%	148%	123%
Nicaragua	163	300	376	645	896	184%	125%	172%	139%
Panamá	164	525	893	1248	1654	321%	170%	140%	133%
Paraguay	189	297	5158	7396	8136	157%	1737%	143%	110%
Perú	1677	3140	4143	6066	7158	187%	132%	146%	118%
República Dominicana	327	970	1638	3081	5518	297%	169%	188%	179%
Uruguay	559	835	1637	2182	2047	149%	196%	133%	94%

Cuadro 5 (continúa)

Cuadro 5 (conclusión)

Venezuela (Rep. Bol. de)	3164	8552	18893	21233	23124	270%	221%	112%	109%
Total	36974	87455	150241	215835	268714	237%	172%	144%	124%
País	Generación en GWH					Incrementos en la Generación en %			
Argentina	17875	32889	40341	74525	102240	184%	123%	185%	137%
Bolivia (Est. Plur de)	767	1210	1779	3223	5319	158%	147%	181%	165%
Brasil	37578	118503	210765	321075	411928	315%	178%	152%	128%
Chile	6316	9769	15432	36598	52923	155%	158%	237%	145%
Colombia	8106	15967	26869	33335	43116	197%	168%	124%	129%
Costa Rica	889	1965	3329	5753	8417	221%	169%	173%	146%
Ecuador	780	2872	4806	7889	12531	368%	167%	164%	159%
El Salvador	566	1338	1768	3686	5132	236%	132%	208%	139%
Guatemala	594	1640	1978	3819	7175	276%	121%	193%	188%
Honduras	337	802	1489	3221	5168	238%	186%	216%	160%
México	21683	52301	92123	156131	183913	241%	176%	169%	118%
Nicaragua	542	872	1162	1610	2258	161%	133%	139%	140%
Panamá	711	1599	2061	3801	5473	225%	129%	184%	144%
Paraguay	186	764	1940	4460	5975	410%	254%	230%	134%
Perú	5151	8699	11791	17330	26964	169%	136%	147%	156%
República Dominicana	1003	2466	3104	5937	13113	246%	126%	191%	221%
Uruguay	1783	2779	3806	6421	7762	156%	137%	169%	121%
Venezuela	8551	27514	45009	61226	81756	322%	164%	136%	134%
Total	113419	283949	469551	750038	981164	250%	165%	160%	131%

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, SIE, 2009.

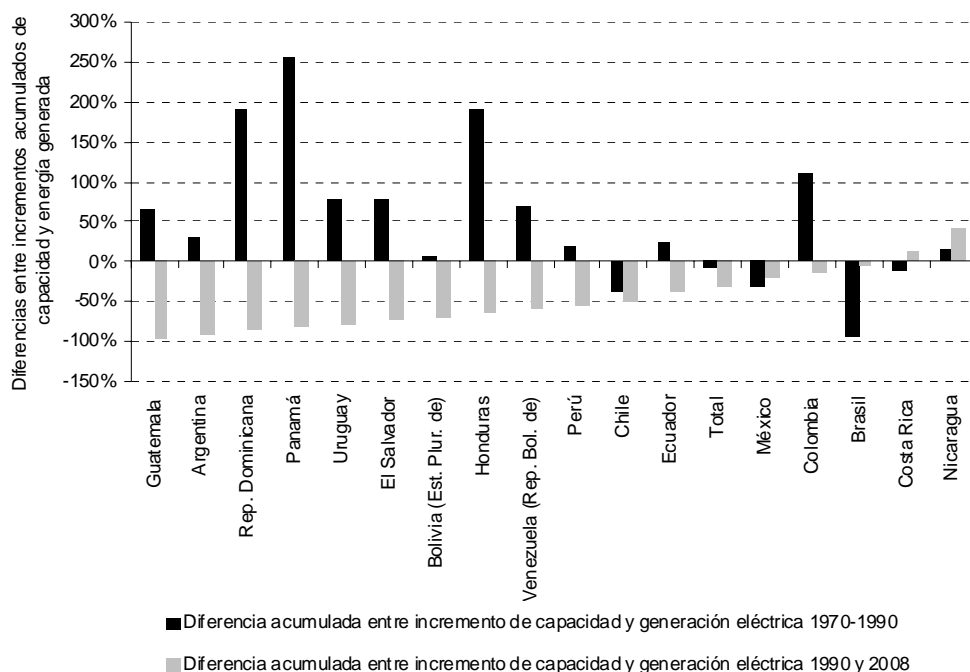
De este modo al margen de la profundidad y modalidad que adoptaron las reformas, ciertamente la tendencia indicaría un proceso de insuficiencia de inversiones, la que ha sido señalada junto al comportamiento de los actores e “imprevistas sequías”, como causas de las diversas crisis energéticas como las de Chile en 1999, Brasil en 2002, Argentina en 2004, Perú en 2008 y 2009 y Colombia en 2009.

Si bien las cifras precedentes no representan un indicador adecuado respecto a la insuficiencia estructural de la oferta eléctrica frente a la demanda, ciertamente señalan una clara tendencia a la reducción de los márgenes de reserva existentes lo que se demuestra también mediante la gráfica 16 que indica el incremento medio del grado de utilización de la capacidad en cada país.

Si bien sería deseable poder vincular las tendencias precedentes con la evolución de las fallas en cada uno de los países, con otros indicadores de calidad del servicio eléctrico no se dispone de esta información de modo orgánico³⁰.

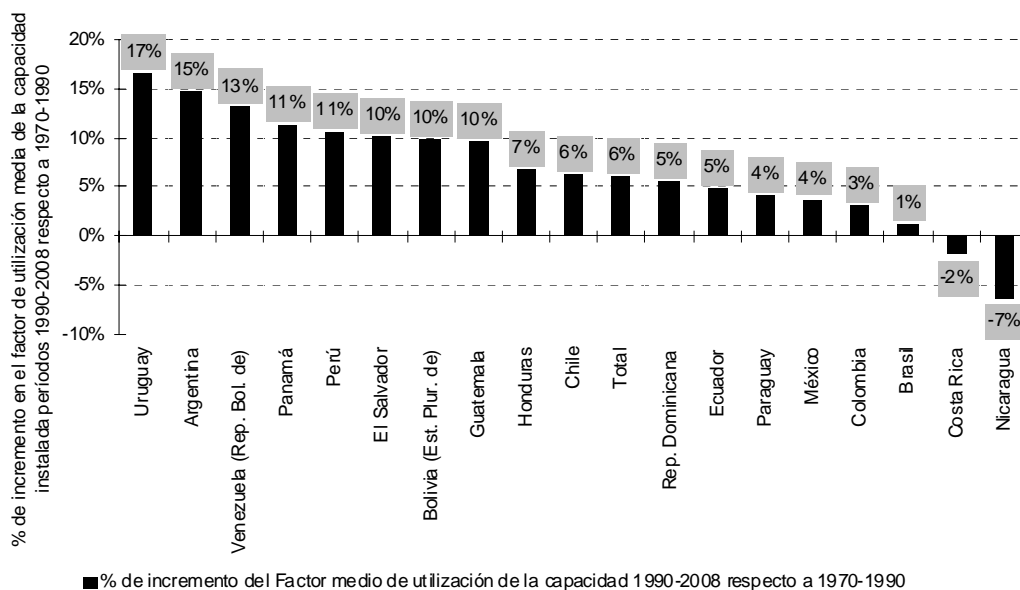
³⁰ Por ejemplo, parte de esta tendencia podría deberse a mejoras en el control de pérdidas técnicas y no técnicas en cada país y no sólo a una mayor intensidad del uso de la capacidad y a una insuficiencia de inversiones. Sin embargo este último factor ha sido señalado como una de las causas de las crisis eléctricas en Brasil (Sauer, Ildo, 2004) y en Argentina y Chile (Kozulj, R. 2009).

GRÁFICO 15
COMPARACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ACUMULADAS ENTRE INCREMENTO DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA INSTALADA TOTAL POR PAÍSES EN LOS PERÍODOS 1970-1990 Y 1990-2008
(Diferencias expresadas en % acumulados)



Fuente: Estimaciones propias con datos del SIIE OLADE, 2010.

GRÁFICO 16
APROXIMACIÓN AL INCREMENTO EN EL FACTOR DE UTILIZACIÓN MEDIA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ENTRE 1990 Y 2008, CON RESPECTO A 1970-1990



Fuente: Estimaciones propias con datos del SIIE OLADE, 2010.

3.2 La reestructuración de la Industria Energética Post-Reformas

3.2.1 Objetivos de la segmentación de los monopolios públicos y sus resultados

Al igual que en otras regiones del mundo, la segmentación de los monopolios públicos y la desintegración vertical de actividades (o *unbundling*), se propuso alcanzar una serie de objetivos múltiples. Los más importantes entre ellos fueron:

- Liberar al Estado del peso financiero que significaba la responsabilidad de invertir para lograr la cobertura del servicio público muchas veces en condiciones de déficit de las empresas a causa de restricciones políticas para incrementar tarifas de acuerdo a los costos.
- Atraer inversores privados al sector.
- Introducir mayor grado de competencia en la generación de electricidad, con el fin de lograr una mayor eficiencia.
- Introducir mediante la regulación de las actividades de transporte y distribución una expansión equilibrada y eficiente de estos segmentos caracterizados como “monopolios naturales”
- Lograr simultáneamente que las tarifas reflejasen los costos económicos de los servicios.

Las reformas no obstante fueron de muy diverso alcance según los países, como así también el logro de los objetivos perseguidos.

En casos como el de Chile, por ejemplo, las reformas no lograron incrementar la competencia en tanto el grado de concentración de la propiedad de los activos continuó siendo elevado. La inversión privada fue relativamente por detrás de la demanda en la primera fase, aprovechando las rentas hidráulicas. La subsiguiente expansión basada en ciclos combinados a gas con respaldo de reservas abundantes y baratas de Argentina chocó con la realidad de las crisis de abastecimiento de este último país desde 2004. Las posteriores respuestas a la crisis implican costos mayores y la selección de alternativas menos eficientes (Kozulj, R. 2009).

En la Argentina, aunque el grado de concentración de los activos de generación se ha mantenido bajo - no obstante, con incrementos medidos a nivel de propiedad de los mismos a lo largo del tiempo- las señales regulatorias y los cambios de reglas fueron inadecuados para incrementar la oferta luego de 1999. En este caso la expansión de la oferta correspondiente al sector privado apenas si superó, en la etapa de reformas 1990-2001 a la proveniente de la entrada de Yaciretá y fue debida en gran parte a las estrategias seguidas para lograr la valorización del gas. El sistema logró, en este contexto, bajar los costos de generación, pero el traslado a los consumidores de esta mayor eficiencia fue muy diferenciado entre los grandes usuarios industriales y los usuarios cautivos. El sesgo del equipamiento hacia un mayor peso relativo de CC a gas también chocó con la escasez de este recurso. Por otra parte tras la crisis de 2001/2, los marcos regulatorios, aunque continuaron formalmente vigentes perdieron su consistencia. Por un lado las tarifas antes vinculadas de modo directo o indirecto a la paridad del dólar, fueron congeladas en pesos y reajustadas tras sucesivas negociaciones, dislocando sus niveles relativos. En este marco la expansión del sistema se basó en la creación de diversos fideicomisos y hasta la fecha no existe una definición precisa de mecanismos de expansión.

En el caso de Brasil, la secuencia de las Reformas y la gran concentración de propiedad en manos de Eletrobrás, indujo a efectos indeseables en el manejo de la reserva hidráulica, lo que con la sequía del año 2000 se puso de manifiesto. Las tarifas se incrementaron notoriamente y el Estado nacional tuvo que realizar fuertes erogaciones en compensación por pérdidas a las distribuidoras (Sauer, I. 2004). La prospectiva de oferta mediante el nuevo mecanismo de las subastas mostró ser un medio para superar las deficiencias del anterior método de remuneración por costos marginales en

cuanto a la expansión, pero el sistema evoluciona entonces hacia un mecanismo de cost-plus muy poco transparente.

En la mayor parte del Istmo Centroamericano las tarifas se incrementaron tras las reformas.

En el caso de Perú, la introducción de un mayor número de actores se basó en el aprovechamiento de un gas sumamente barato, lo que indujo a un incremento de la potencia en equipos de muy baja eficiencia, a una inadecuada localización de las plantas, a congestión en la transmisión, a un desequilibrio hidro-térmico de importancia y a crisis de abastecimiento en 2008 y 2009 levantando fuertes polémicas en torno a la suficiencia de reservas para abastecer a otros sectores de demanda.

En el caso de Colombia, la particularidad de la composición del parque hidro-térmico, condujo a la necesidad de modificar sucesivamente la regulación para garantizar firmeza, a la retención del gas por parte de los generadores eléctricos (creando escasez e incremento de precios del gas para otros usuarios), sin resolver finalmente la seguridad de abastecimiento como se mostró durante 2009.

El conjunto de estas situaciones desplazó también en LAC el centro de la discusión acerca de las bondades de la competencia, las reglas de remuneración y otros aspectos vinculados a impactos sociales, socioeconómicos y ambientales, hacia las formas de garantizar la seguridad de abastecimiento. Aunque se hizo manifiesta la necesidad de introducir reformas de segunda generación en el sector eléctrico, ciertamente ellas aún están lejos de una definición precisa y más aún de su aplicación. La antigua contradicción entre lograr simultáneamente tarifas razonables y la expansión del sistema se ha tornado aún más compleja. Por otra parte, los países fuertemente dependientes de combustibles importados para la generación eléctrica sufrieron serios impactos durante el período 2003-2008 como consecuencia de los elevados precios internacionales lo que impactó de modo negativo en su balanza de pagos.

3.2.2 Integración horizontal, vertical y de negocios: la emergencia de conglomerados energéticos

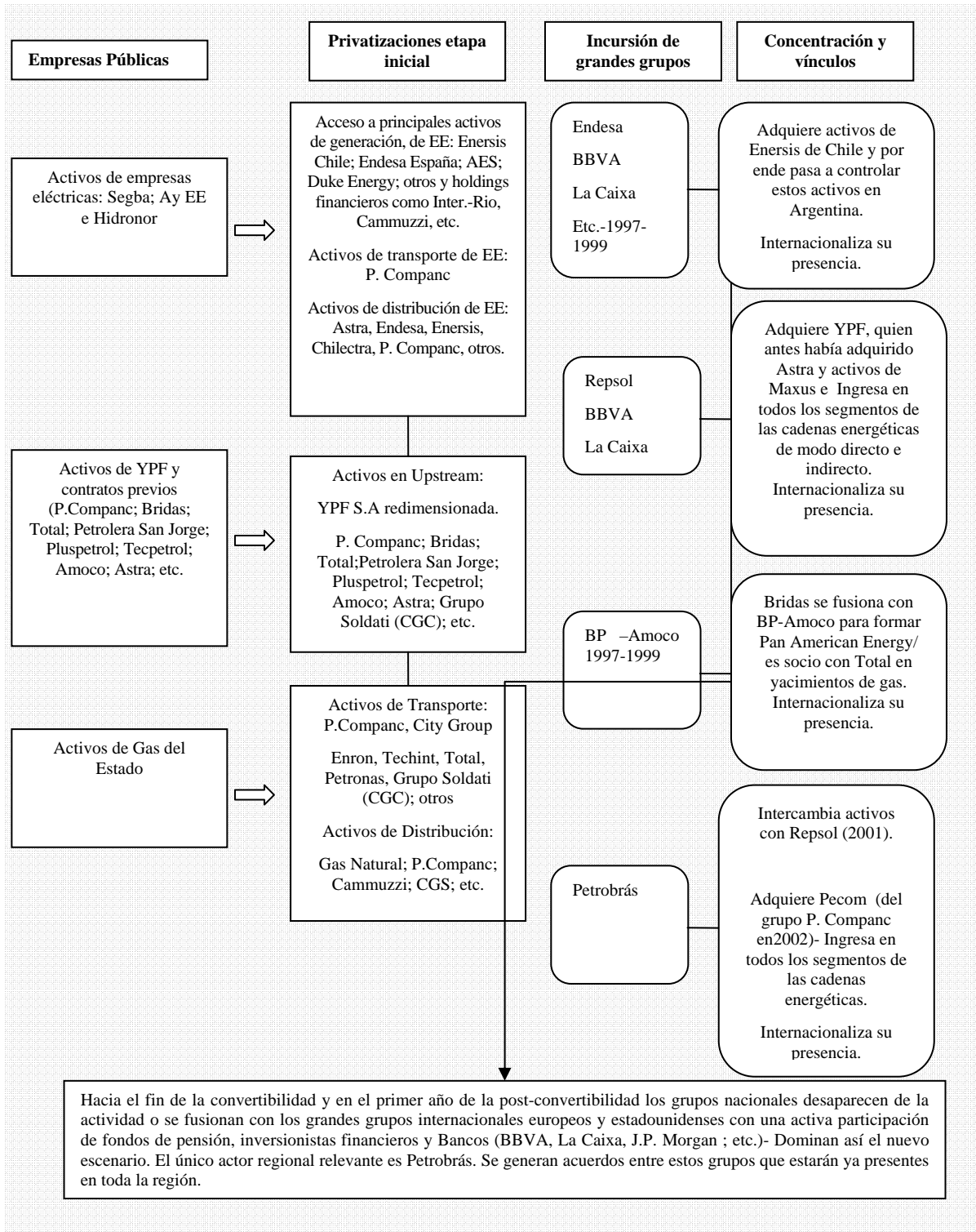
Las reformas emprendidas principalmente en Chile y en Argentina, en países como Brasil, Colombia, Perú y otros, junto a los cambios ocurridos en el contexto mundial y europeo de fines de los 80 y durante los noventa explican en buena medida tanto la emergencia de los principales operadores del mercado eléctrico y energético en la región, como el grado de integración horizontal y vertical logrado por estos operadores internacionales y regionales.

La descripción concreta del conjunto de esos procesos, es compleja y no resultaría fácil de sintetizar en unas pocas líneas pero se halla descrita en una vasta literatura previa (Kozulj, R. y Bravo, V.; Kozulj, R. 2000, 2002, 2004, 2009; Pistonesi, H., 2000; Hasson, G. 1998; Aspiazu, D. y Basualdo E., 2001), para el caso de Argentina; (Rozas, P. 2008 y 2009; Iza, M.P., 2007) para el caso concreto de los principales operadores eléctricos de origen español; Ariztía Correa, R. (2002), para el caso de Chile; Sauer I. L. , (2003), para el caso de Brasil).

En la figura 1 se intenta resumir, a modo de síntesis, cómo del proceso de privatizaciones de distintas empresas públicas ocurrido en la Argentina y del consecuente proceso evolutivo de fusiones y adquisiciones estratégicas de activos en Chile y otros países se arriba a una situación caracterizada por el rol dominante a nivel regional de grupos como Repsol YPF y Endesa por parte de España; Petrobrás por parte de Brasil y BP por parte del Reino Unido hacia finales de los 90 y comienzos de la presente década. Por supuesto otros actores como AES, DUKE, GDF, EDF, Iberdrola, Unión FENOSA, Tractebel y otros más, también participaron de estos procesos. Como se verá en el capítulo siguiente, también generaron diversas fusiones, cuyo impacto sobre la región se analizará.

En el cuadro 6, por su parte, se presenta una síntesis del grado de integración de los distintos grupos en las diversas cadenas energéticas según país.

DIAGRAMA 2
ESQUEMA DE PROGRESIVA TRANSNACIONALIZACIÓN Y
CONCENTRACIÓN DE ACTORES



Fuente: Kozulj, R. (2009).

CUADRO 6
PRESENCIA DE LOS PRINCIPALES GRUPOS INTERNACIONALES EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA Y DEL GAS
EN LAC COMO RESULTADO DE LAS REFORMAS

Grupos empresariales	Upstream – Gas natural					Distribución de GN				Cadena Eléctrica				
	Repsol - YPF	Total	Petrobras	BG	BP	Gas natural SDG, S.A. (Acuerdos con ENI) Repsol controlante +30%	ENDESA (Tomada por ENEL 2009)- Vínculos con Repsol	Unión Fenosa (Tomada por Gas Natural SDG S.A. en 2009)	Iberdrola	Tractebel	GDF-Suez	Edf	EDP	AES
Incursión en renovables a escala global					BP Solar/otras	Si-CC+Eólica/vínculos con ACCIONA	Si-CC+Eólica	Si-CC+Eólica	Si-CC+Eólica/convenio con GAMESA	Si-convenios power fin	Si-CC+nuclear 3ra generación	Nuclear, nuevas tecnologías	Si Eólica	Si-CC+Eólica
Argentina	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	-		X-
Bolivia (Est. Plur. de)	X	X	X						X					
Brasil	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X
Chile				X			X		X	X	X			X
Colombia	X		X	X	X	X	X	X						X
Costa Rica								X						
Ecuador	X													
El Salvador														X
Guatemala									X				X	
Honduras														
México	X					X		X	X	X	X	-		
Nicaragua														
Panamá								X						X
Paraguay														
Perú	X		X				X			X	X			
Rep. Dominicana								X						X
Uruguay														
Venezuela (Rep. Bol. de)	X	X		X										

Fuente: Elaboración propia con base en datos publicados por las empresas.

Se desprende del mismo, que lejos de lograr una diversificación de actores desintegrados vertical y horizontalmente, las reformas dieron lugar a la emergencia de verdaderos conglomerados que operan a nivel regional y extraregional.

En realidad, más allá de si este nivel de concentración de la propiedad afecta o no a la competencia en la generación eléctrica, desplaza el eje de la cuestión al de la seguridad de suministro a escala nacional y regional y ello por varios motivos:

- Gran parte de la seguridad de abastecimiento eléctrico depende de la seguridad y suficiencia del suministro de gas natural, siendo ello cierto tanto para países con componentes del parque hídrico muy elevadas como Brasil, o en grados diversos como Colombia, Perú, la Argentina y otros donde además se presentan diversidades muy importantes en las capacidades de embalse.
- Ante la insuficiencia de gas natural el reemplazo de este combustible en centrales de ciclo combinado es por GNL o bien mediante el uso de Diesel Oil, ambos combustibles más costosos.
- El suministro vía GNL requiere de un plazo no inferior a cuatro a seis años para hallar su disponibilidad efectiva, además de implicar el logro de acuerdos muy precisos entre las partes oferentes y demandantes a lo largo de toda la cadena.
- Por razones tanto de inestabilidad jurídica, institucional, como económica, pero también debido a los cambios de orientaciones estratégicas vinculadas a la seguridad de suministro de los países centrales los operadores pueden preferir utilizar las rentas obtenidas en la región para reinvertirlas fuera de la misma. En tal caso el objetivo de lograr atraer capitales suficientes para expandir la oferta de gas y electricidad se dificulta o imposibilita.
- El hecho de que existan fuertes vinculaciones entre los principales operadores y el sector financiero introduce un factor adicional de riesgo e incertidumbre del abastecimiento energético.
- El énfasis puesto como solución a la difusión de renovables puede distorsionar la visión del verdadero alcance de su potencial contribución a la diversificación de la matriz energética de cada país y requerir del incremento de tarifas.

Como se verá luego y con respecto a esta problemática, las estrategias seguidas por el grupo Repsol indicarían no sólo un desplazamiento de inversiones hacia otras regiones, generando insuficiencia de inversiones en LAC, sino también ciertas pautas de estancamiento en su nivel de actividad a nivel de grupo, que podrían tornar aún más complejo el delicado panorama de abastecimiento en América Latina. Del mismo modo la concentración de las inversiones de Petrobrás en torno a lograr la autosuficiencia para Brasil como objetivo central a partir de la crisis con Bolivia, hace que el espacio a cubrir para lograr el monto de inversiones necesarias sea mayor al registrado en el pasado, lo que además se produce en circunstancias complejas del entorno financiero internacional y de muchos Estados de la Región.

3.2.3 Implicancias para la regulación

Las situaciones descritas en los dos acápite anteriores han implicado serios desafíos para la regulación. Por una parte el énfasis en lograr obtener mayores niveles de competencia y eficiencia condujo por lo general a estrategias empresarias de corto y mediano plazo, tendientes a capturar las rentas que el sistema adoptado les permitía. La incompatibilidad entre señales de precios de corto plazo como las generadas en el mercado spot y la dificultad de obtener contratos de largo plazo en muchos países restó previsibilidad para emprender inversiones de riesgo a largo plazo. La inadecuación de dichas señales vistas en los casos de Argentina, Chile, Perú, Brasil y Colombia, fueron una de las causas principales de la adopción progresiva del sistema de subastas como medio de dirimir en el mercado la expansión del sistema. Sin

embargo, no queda aún en claro en qué medida estos procesos puedan inducir inversiones de largo plazo con suficiente antelación y ser compatibles con el objetivo siempre presente de los reguladores de lograr tarifas económicas o a costos razonables. El sistema parece marchar hacia la reinstalación de criterios cost-plus en un contexto donde además la demanda de nuevas instalaciones se halló hasta poco antes de la crisis de 2009, frente a limitaciones de la capacidad de producción de nuevos equipos y fuertes incrementos de costos de las materias primas asociadas a su producción.

El impulso otorgado a las ERNC mediante mecanismos obligatorios también aleja los criterios de la regulación de lo que había sido el paradigma dominante en torno a los ejes competencia-eficiencia-menores costos.

La constatación de las pérdidas de eficiencia debidas a los procesos de desintegración de las cadenas eléctricas y las consiguientes pérdidas de economías de alcance e incremento de los costos de transacción, ha dejado a los reguladores con pocas opciones en particular porque las regulaciones para introducir mayores niveles de competencia chocan contra la realidad de los conglomerados y sus posibilidades concretas de ejercer poder de mercado. En el otro extremo, los incentivos a la inversión para lograr niveles de expansión de la oferta acordes al crecimiento proyectado de la demanda no parecieran ser compatibles con los objetivos de reducir tarifas.

Uno de los aspectos más notorios, sin embargo, lo constituye el hecho de que la regulación de las distintas cadenas energéticas suele recaer en entes independientes y poco coordinados (como por ejemplo en la Argentina), o aún en los casos donde no como en Colombia y Perú, la coordinación entre los sectores de gas y electricidad resulta sumamente dificultosa. De este modo no sólo resultan inadecuados los marcos regulatorios que intentan poner límites a la integración vertical de una industria determinada (ej. la eléctrica), sino totalmente inoperantes frente a las posibilidades del accionar de los conglomerados que pueden incurrir en estrategias colusivas o en acciones de ejercicio de poder de mercado, sin que la regulación pueda hacer mucho por impedirlo (Ej. políticas respecto al suministro de gas en segmentos de producción y transporte, o de operación de conjuntos de equipamiento hidro-térmico) con su incidencia en la formación de costos marginales y obtención de rentas en uno u otro de los segmentos de cada cadena energética.

La tendencia a adoptar la figura del comercializador como modo de incrementar la competencia y evitar las anteriores problemáticas, pareciera ignorar que se suman nuevos costos de transacción y que su eficacia es sólo posible en mercados con oferta excedente, lo que no es el caso actual de la mayor parte de los países de la región. Por otra parte, aún cuando la regulación pueda independizar en la práctica las áreas de producción, transporte y distribución de la figura del comercializador, poco puede hacer para impedir que los mismos hallen formas de dominar el mercado de comercialización a través de empresas controladas o vinculadas en grados permitidos por la legislación.

Esta situación ha conducido en muchos países a serios cuestionamientos de las reformas y sus resultados. Sin embargo el retorno a modelos de prestación de los servicios mediante empresas públicas choca con limitaciones de diverso grado. Por ejemplo, el escaso presupuesto asignado a las empresas públicas o aún la prohibición de invertir cuando, como resultado de la convivencia de las nuevas reglas adoptadas para alcanzar la liberalización de los mercados con la persistencia de empresas públicas, éstas han logrado captar recursos suficientes y se convierten en actores poderosos. En tales casos las inversiones de dichas empresas son vistas como potenciales factores de “distorsión de las reglas de mercado” que ahuyentarían a potenciales inversores privados, lo cual es agravante de la insuficiencia de inversiones si los gobiernos no optan por una clara línea de estatización y disponen de recursos financieros para avalar tal situación. Cuando, por el contrario, el avance se da en esta dirección, es decir de fortalecer el accionar de empresas públicas, se pueden hallar limitaciones de orden político, de capacidad de gestión y transparencia, emergiendo los motivos que en el pasado condujeron a su transformación, a lo que se puede sumar una percepción desfavorable en los mercados financieros internacionales respecto al factor de riesgo político.

3.2.4 Hechos a ser remarcados

A partir de lo expuesto hasta esta parte del presente estudio surgen entonces con claridad algunos hechos que, en el contexto del mismo, merecen ser remarcados antes de abordar el tema de la descripción de los principales operadores que actúan en América Latina y el Caribe y sus estrategias empresariales:

- El grado de diversificación de la matriz energética en la mayor parte de los países de la región es aún muy bajo y ha evolucionado hacia una mayor dependencia de combustibles como el gas natural y los derivados de petróleo. Esto, que ha sido parte de una tendencia mundial, se ha acentuado en LAC tras las reformas.
- Las inversiones en el sector energético en general, y en el eléctrico en particular no han acompañado, en la mayor parte de los casos al crecimiento de la demanda, en especial desde los noventa.
- Este relativo retraso de inversiones respecto a la demanda, se produce en un marco mundial donde los ejes de las reformas han girado predominantemente desde temas como liberalización de mercados y énfasis en la competencia, hacia los de seguridad de suministro e impacto sobre el medioambiente.
- Las reformas en LAC han implicado que buena parte de la estructura de la oferta de energía se halle en manos de conglomerados energéticos internacionalizados, con un fuerte predominio de los grupos españoles, que a su vez están sufriendo continuos cambios derivados tanto de sus posiciones de endeudamiento, como de sus propias estrategias que privilegian los mercados propios y de otros países centrales.
- En este complejo marco, ciertamente la región enfrenta serios desafíos para lograr atraer inversiones suficientes para incrementar la oferta de acuerdo a las proyecciones de demanda aún bajo hipótesis de crecimiento moderado.
- La modificación de los aspectos institucionales y regulatorios en cada país, si bien parece ser crucial para incrementar la oferta energética, debe considerar las tendencias que se desprenden del análisis de las estrategias de las principales empresas extranjeras según el grado en que las mismas afecten o no a cada uno de ellos.

4. Estrategia de las principales empresas extranjeras

En este capítulo se resumen los aspectos relevantes a los principales operadores internacionales de la región, aquellos aspectos vinculados a posibles cambios de propiedad y en parte a lo que es posible entrever de sus estrategias empresariales. El análisis comienza por el Grupo Repsol debido precisamente a su importancia como actor vinculado a la industria eléctrica, no tanto por su papel como generador, sino principalmente por su rol como abastecedor de gas.

4.1 El grupo Repsol

Repsol YPF S.A. (*Acrónimo: Refinería de Petróleos de Escombreras Oil - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima*) Es una sociedad anónima, que fue fundada en 1987 y en su origen formada por la agrupación de una serie de compañías, previamente pertenecientes al Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH), con actividades en la exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y gas. También fabrica, distribuye y comercializa derivados del petróleo, productos petroquímicos y gas licuado y vende gas natural. Cuando en 1999 Repsol adquirió la práctica totalidad de las acciones de la petrolera estatal argentina YPF, la sociedad pasó a llamarse Repsol YPF, S.A. constituyendo una empresa multinacional integrada de petróleo y gas natural, convirtiéndose en una de las mayores petroleras privadas del mundo, con operaciones en más de treinta países, siendo además la mayor compañía privada energética en Hispanoamérica, en término de activos.

Repsol opera en más de 30 países y emplea a más de 37.000 personas de múltiples nacionalidades.

La operación de compra de YPF produjo un incremento de los activos del 140%, mientras que la deuda a LP creció 349% y la de CP en 267%. El fuerte desendeudamiento de Repsol entre 2001 y 2002 constituye un hecho importante cuya explicación no ha sido posible de establecer en relación con desinversiones de activos físicos, ni con los ingresos operativos netos (cuadro 7).

CUADRO 7
DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO EN LOS PRINCIPALES RUBROS DEL BALANCE DE REPSOL
TRAS SU OPERACIÓN DE ADQUISICIÓN DE YPF EN 1999-2000
Y PROCESO DE ENDEUDAMIENTO HASTA 2003

Descripción Rubros de Balances de Repsol	Variación 1998/1999
Ingresos operativos	38%
Resultados antes de impuestos	16%
Resultado operativo	59%
Total activo	140%
Activo	140%
Fondos propios	107%
Acciones minoritarias	24%
Deuda Financiera a largo plazo	349%
Otras deudas de Largo Plazo	85%
Pasivo Comercial	61%
Deuda Financiera de Corto Plazo	267%

Año	Deuda (millones de Euros)	Variación
1998	3 534	
1999	17 136	13 602
2000	20 398	3 262
2001	16 555	-3 843
2002	7 472	-9 083
2003	5 047	-2 425

Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol, publicados en la página web 2003-2004.

Asociado a los cambios de política en España y como consecuencia de la búsqueda de oportunidades de inversión privada, Repsol-YPF pasó a ser controlada desde 2004 por un accionista principal vinculado al negocio de la construcción. En 2008 su paquete accionario era el siguiente: Sacyr Vallehermoso, S.A. 20,0 %; Criteria CaixaCorp. (*) 14,1%; Chase Nominees Ltd. 9,8%; Petróleos Mexicanos (PEMEX) 4,9%; AXA, S.A. 4,2%; Barclays Bank 3,2%; Mutua Madrileña 2,0%; Caixa Catalunya (**) 1,62%; Bolsa de valores /accionistas minoritarios 40,18 %.

(*) A través de Criteria y Repinves (**) A través de Repinves.

Los activos controlados por este grupo en LAC en el sector del *upstream* lo convierten en uno de los principales actores regionales.

CUADRO 8
PRINCIPALES ACTIVOS DE REPSOL Y CONTRATOS EN EL
UPSTREAM EN LATINOAMÉRICA

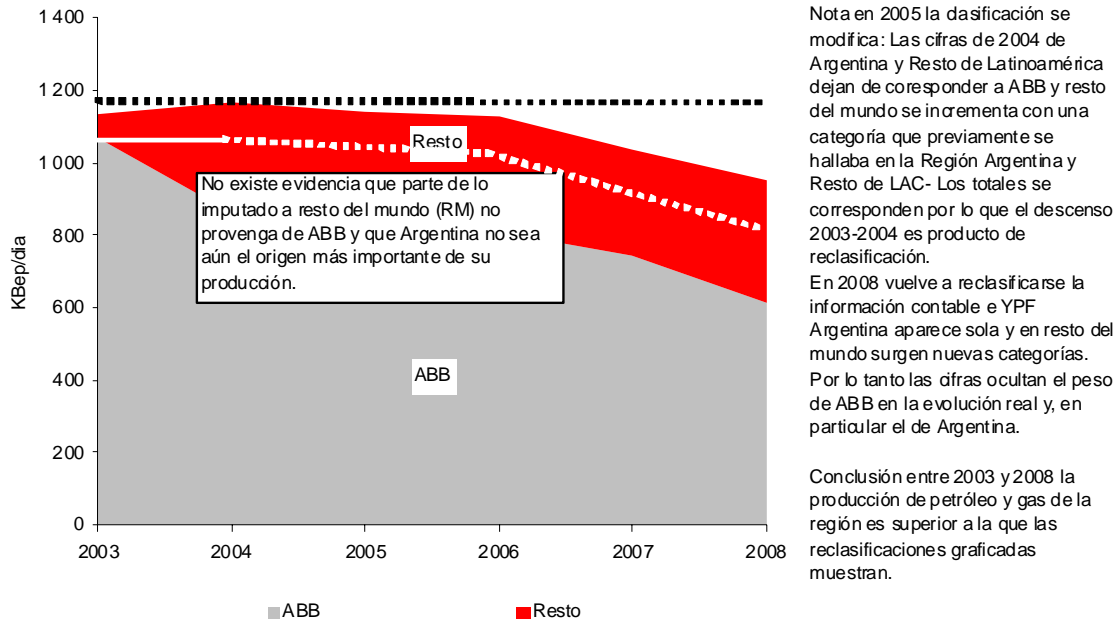
Argentina	YPF posee en Argentina derechos mineros sobre 113 bloques. <ul style="list-style-type: none"> • 21 de explotación, con una superficie neta de 50.221 Km2. • 92 bloques de explotación que suman un área neta de 26.501 km2.
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol participa en 22 bloques en las principales cuencas exploratorias de Brasil: Cuenca de Campos. • Es la empresa operadora en 11 de estos bloques. • Es la primera compañía privada en dominio minero exploratorio offshore en las cuencas de Santos. • Participa con 10% en uno de los mayores campos de petróleo del país. Es hoy una de las principales bases de la integración energética en América Latina.
Bolivia (Est. Plur. de)	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol posee en Bolivia derechos mineros sobre 31 bloques. • 6 bloques de exploración con una superficie neta de 7.022 km2. • 25 bloques de explotación con un área neta de 1.489 km2, situados en las cuencas de Beni, Pie de Monte, Subandino Sur y Subandino Norte.
Perú	<p>Repsol posee en este país sudamericano derechos mineros sobre 8 bloques: 39, 57, 90, 109, 76, 103, 56.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6 de exploración, con una superficie neta de 31.395 km2. • 2 de desarrollo, con un área neta de 202 km2. • Repsol es el operador del consorcio que explotará el campo Kinteroni X1 localizado al norte de los bloques 88 y 56 , participados también por la compañía y de los que proviene la producción del proyecto Camisea. • El consorcio Camisea , en el que Repsol participa con un 10%, anunció durante el 2008 el inicio de las operaciones del bloque 56 con la extracción comercial del yacimiento Pagoreni, en Cuzco (Perú).
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol posee en Ecuador derechos mineros sobre 2 bloques de desarrollo que cuentan con una superficie neta de 770 km2. • El bloque 16, esta ubicado en la provincia oriental de Orellana y con Tivacuno y Bogi – Capiron tiene una extensión de 220 mil hectáreas. • El acuerdo suscrito en Ecuador se amplió en seis años, de 2012 a 2018, el período de explotación del bloque 16 y se establece un plazo transitorio de un año.
Colombia	<p>Repsol tiene en Colombia derechos mineros sobre 9 bloques.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7 de explotación, con una superficie neta de 4.278 km2. • 2 de explotación (Capachos y Cravo Norte), con un área neta de 268 km2. • En Colombia se realizaron tres nuevos descubrimientos en 2008, dos de ellos con los sondeos Cosecha Z y Cosecha Y Norte, en el bloque Cosecha de la cuenca de Llanos Orientales, donde Repsol tiene una participación del 25% y Oxy (75%) es la compañía operadora.
Venezuela (Rep. Bol. de)	<p>Repsol tiene en Venezuela derechos mineros sobre 6 bloques ubicados en el oriente y en el occidente del país, específicamente en Quiriquire, Barrancas, Mene grande y Yucal Placer.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 de exploración, con una superficie neta de 669 km2. • 4 de explotación, con una superficie neta de 443 km2. • Tiene derechos exploratorios en el proyecto Cardon IV del proyecto Rafael Urdaneta.
México	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol cuenta con un contrato de servicios múltiples sobre 1 bloque de desarrollo denominado Reynosa Monterrey que se encuentra en la cuenca de Burgos, al norte del país. • El contrato tiene una duración inicial de 20 años. • El contrato estará vigente diciembre 2014. • Superficie original: 3.538 km2. • Tiene una cantidad de pozos activos: 51.

Fuente: elaboración propia con información de Repsol.

En el período 2003-2008 se producen importantes cambios en la orientación de las inversiones de Repsol corroborándose a través del análisis de sus resultados financieros un importante disloque en la relación espacial-o por áreas geográficas entre: 1-origen de la producción; 2- origen de los ingresos-3- destino de las inversiones.

Para comprender adecuadamente este proceso es necesario recurrir a una serie de gráficas que ponen de manifiesto la estrategia seguida por el grupo.

GRÁFICO 17
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL *UPSTREAM* (O ACTIVIDADES CLASIFICADAS COMO E&P) SEGÚN ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN. ABB (ARGENTINA-BOLIVIA-BRASIL) Y RESTO- PERÍODO 2003-2008



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

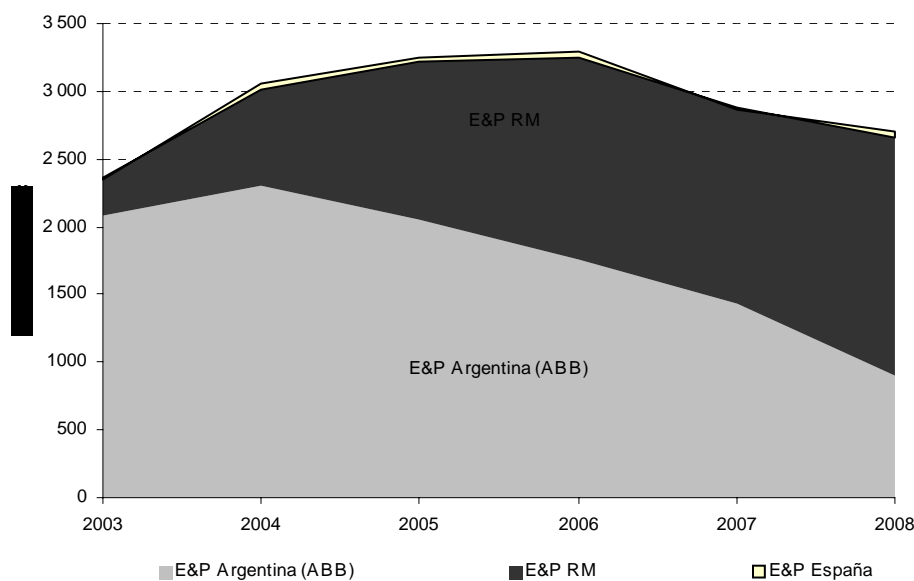
Aún cuando los cambios en la forma de clasificar el origen de la producción entre 2003 y 2004 y después de 2008 impiden conocer con exactitud el verdadero aporte de ABB a la producción, el hecho remarcado es que la producción total disminuye después de 2004, pero aún el grueso del volumen físico es extraído de Latinoamérica.

Los resultados operativos obtenidos por estas operaciones según los resultados financieros siguieron una pauta ligeramente diferente.

Para comprender en qué medida las políticas de precios jugaron un papel decisivo o no respecto a las modificaciones del perfil de la producción total según áreas geográficas se ha estimado el cociente entre el valor de los resultados operativos³¹ de Repsol y los niveles de producción en el *Upstream* expresados en KBEP/día (gráfico 19).

³¹ A tal fin se tomaron los valores correspondientes al rubro Resultados Operativos antes de cargas financieras que figuran en las cifras que presenta Repsol y las correspondientes a las magnitudes de producción.

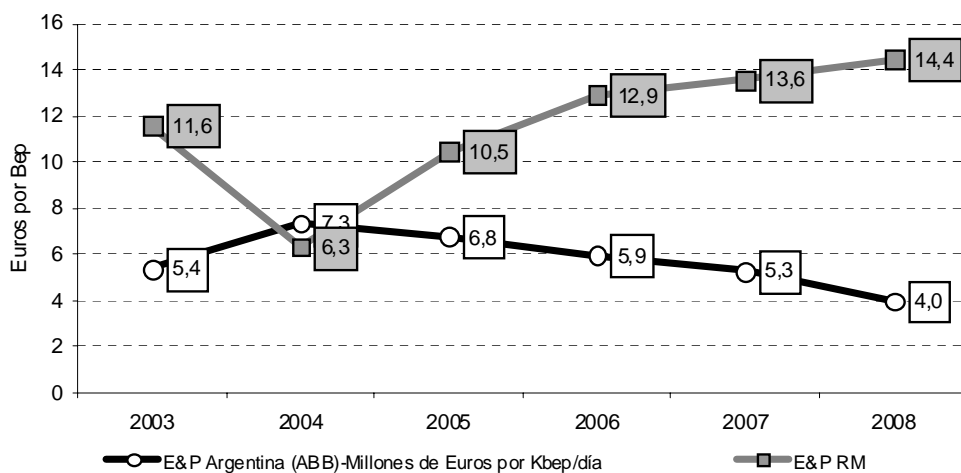
GRÁFICO 18
EVOLUCIÓN DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS EN EL UPSTREAM (O ACTIVIDADES CLASIFICADAS COMO E&P) SEGÚN ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN. ABB (ARGENTINA-BOLIVIA-BRASIL) Y RESTO- PERÍODO 2003-2008



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

Nota: en este caso también parte de los resultados en Resto del Mundo pueden provenir de algún país de ABB dados los cambios en las clasificaciones ocurridos entre 2004 respecto a 2003 y 2008, respecto a 2004-2007.

GRÁFICO 19
EVOLUCIÓN DE LOS BENEFICIOS NETOS UNITARIOS ANTES DE CARGAS FINANCIERAS- EUROS POR KBEP



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

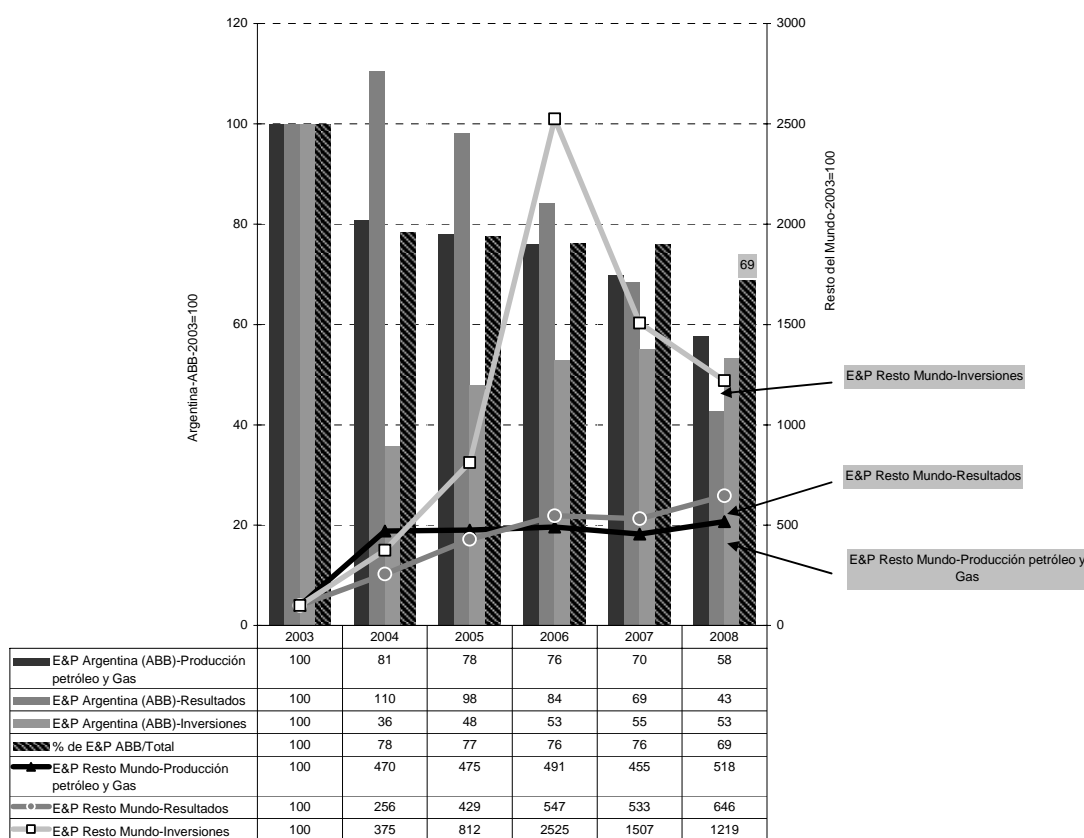
Si bien estos resultados son también producto del distinto mix, Gas-Petróleo en cada región, señalan el impacto de las diferentes políticas de precios en la región ABB, básicamente dominada por los resultados de Argentina, con respecto a la del resto del mundo.

Así mientras las regulaciones *ad hoc* impuestas en Argentina, y los cambios en la legislación de Bolivia, tendieron a reducir la renta unitaria neta obtenida en la etapa exploración y producción, en el resto del mundo la renta unitaria ha crecido de acuerdo a la tendencia de los precios internacionales.

De todos modos llama la atención la baja renta unitaria obtenida en cada caso y los elevados costos totales unitarios promedio implícitos (euros por bep), resultantes de los cálculos basados en las hojas de resultados de Repsol³².

Sin embargo, las decisiones de invertir fuera de la región, se dieron con especial énfasis ya a partir de 2004 muy al margen de que los resultados operativos de 2004 en ABB superasen los de 2003. Es que posiblemente tanto la prospectiva de los yacimientos en declinación en el caso de los de petróleo en Argentina, las adversas señales de precios, que si bien terminaron siendo mejores que los del período de la convertibilidad se hallaban lejos de los crecientes precios internacionales, los cambios institucionales y en materia de políticas en Venezuela, Bolivia, Ecuador y en parte en Argentina, sumados al propio objetivo de fortalecer la seguridad de suministro de gas y petróleo de España, un importador neto, pueden haber sido el conjunto de factores que explican esta decisión, que a partir de 2005 y 2006 cobra el carácter claro de un cambio de la estrategia previa de inversiones en la región.

GRÁFICO 20
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN, DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS E INVERSIONES
ENTRE 2003 Y 2004 EN VALORES ÍNDICES CON BASE 2003= 100
Y SEGÚN REGIONES ABB Y RESTO DEL MUNDO



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

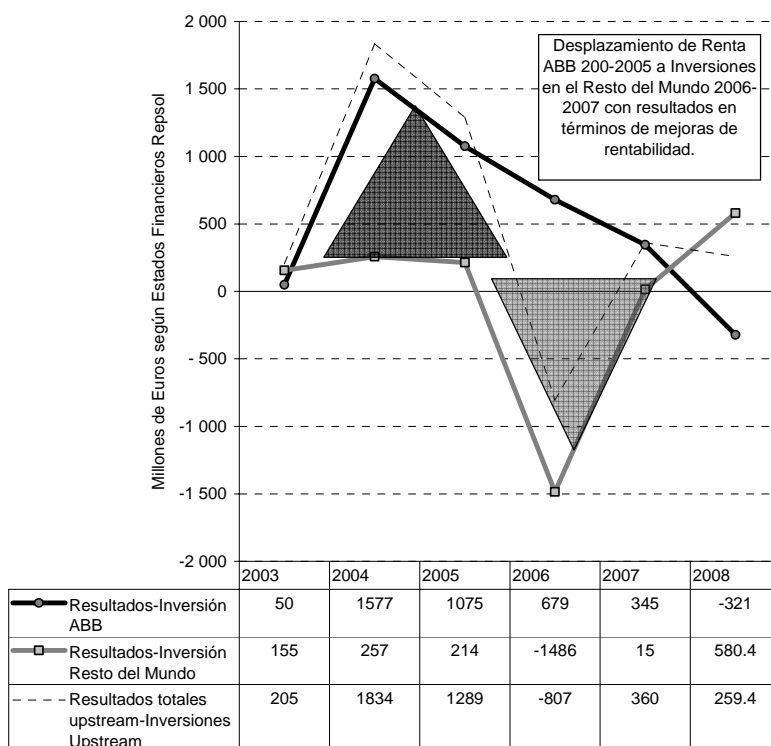
³² En efecto si se estima la diferencia entre el precio medio internacional de referencia (calculado con datos de BP, *Statistical Review of World Energy*, 2009) y los resultados operativos según hojas de balance y magnitudes de Repsol, se tendría que en promedio 2003-2008 los costos totales incluyendo el conjunto correspondiente al “government take” en ABB (Argentina como principal país) y Resto del mundo han sido 45 u\$/bep en Argentina (ABB) y de 39.4 u\$/ bep en el resto del mundo.

Una constatación del desplazamiento simétrico de las inversiones realizadas por Repsol con renta obtenida en ABB hacia el resto del mundo se puede inferir a partir de restar a los resultados operativos de cada región geográfica en cada año, el monto de las inversiones realizadas en ese mismo año en cada región. Esto es lo que se representa gráficamente a continuación (gráficos 21 y 22).

Si se tienen en cuenta los objetivos de mejora de rentabilidad global e incremento de la seguridad de suministro en España, esta estrategia difícilmente hubiera podido ser revertida sólo por mejoras en la rentabilidad en ABB, en tanto la declinación de la producción petrolera y según la propia Repsol, también en gas- sería un hecho geológico y no meramente económico. Esto sólo hubiera sido posible de revertir con mayores inversiones en exploración desde el comienzo de las reformas, cosa que no ocurrió precisamente porque la estrategia seguida fue la de monetizar reservas. Mientras esta estrategia es correcta desde el punto de vista empresarial, se puede percibir claramente que se ha constituido en un serio obstáculo para mejorar la seguridad de suministro en la región con fuertes implicancias para el sector eléctrico.

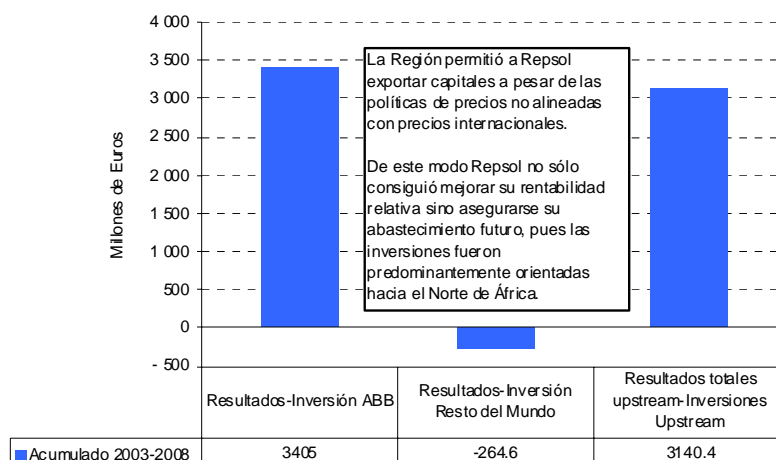
Sin embargo algunos hechos son remarcables a partir de este análisis: 1-Repsol no ha mejorado sus resultados operativos totales en el conjunto de sus actividades en el *upstream* a nivel global en los años 2007 y 2008, los mejores años para el conjunto de las petroleras mundiales debido a la combinación de precios elevados y demanda creciente; 2- Los niveles de producción obtenidos hasta el presente han sido declinantes, sin que hasta 2008/2009 las inversiones realizadas en el resto del mundo logran producir un incremento suficiente para compensar la declinación en ABB.

GRÁFICO 21
RESULTADOS OPERATIVOS NETOS DE INVERSIONES SEGÚN REGIONES
EN EL PERÍODO 2003-2008



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

GRÁFICO 22
RESULTADOS OPERATIVOS NETOS DE INVERSIONES SEGÚN REGIONES
RESULTADOS ACUMULADOS EN EL PERÍODO 2003-2008



Fuente: Elaboración propia con datos de Repsol.

En este contexto, el hecho de que el principal accionista del grupo, SACYR Vallehermoso, sea un actor fuertemente vinculado a la industria de la construcción, ha implicado transferir vulnerabilidad financiera de un sector de la economía a otro³³.

Del mismo modo las versiones de OPA's sobre Repsol que circularon en 2009, deben inscribirse en este marco de incertidumbre que, tanto a través de la estrategia seguida por Repsol, como de las circunstancias vinculadas con la crisis del sistema financiero internacional -derivadas a su vez de la crisis del mercado inmobiliario en los EUA y otros países-, han tenido fuertes repercusiones sobre la región. Obviamente el impacto de estas tendencias no ha sido idéntico en cada uno de los países, siendo muy importantes en Argentina³⁴ y Bolivia.

Por el contrario, es posible que el centro de sus negocios más rentables en LAC se ubiquen en México donde las sinergias entre Gas Natural SDG, Unión FENOSA, Repsol y PEMEX (accionista de

³³ En tal sentido Sacyr Vallehermoso, principal tenedor de acciones de Repsol y gran actor de la industria de la construcción en España (involucrado en la obra para el tercer juego de esclusas del Canal de Panamá, que se adjudicó Grupo Unidos por el Canal, en el cual Sacyr Vallehermoso es la empresa líder), se halla endeudado en unos 16 mil millones de dólares, tras reducirse en 20% con respecto a los 20 mil millones de dólares al cierre de 2008³³. Aunque Sacyr Vallehermoso precisa que las negociaciones para pagar su deuda se están realizando "caso a caso" y se mantienen de forma continuada, formalizándose por operaciones, sin que existan negociaciones colectivas sindicadas - y considera que no habrá "problemas de importancia" en la renovación del resto de las deudas que vencen en 2009- las ofertas de algunos grupos sobre Repsol en 2008 y 2009 tuvieron al parecer su origen en dicho endeudamiento. Por el momento no obstante el grupo Repsol aparece fortalecido tras la adquisición de Unión FENOSA, vía Gas Natural SDG, S.A. El episodio crítico sucedió a fines de 2008 cuando la petrolera de origen Ruso Lukoil realizó una oferta a Sacyr que dividió en España a los sectores que veían favorable la entrada de dicho socio mayoritario, siempre y cuando Repsol continuase dirigida por españoles, frente a otros grupos que se opusieron a tal opción considerada riesgosa en términos políticos. Es posible que la toma de ENDESA por ENEL haya jugado un papel positivo en las renegociaciones con la banca española. La cancelación de parte de la deuda con el Citigroup a partir de la Venta de Itínere, empresa dedicada al sector de autopistas, dejó el endeudamiento principalmente en torno a Bancos Españoles, distintitos a La Caixa y el BBVA.

³⁴ Si se considera que el grueso de las inversiones realizadas por Repsol en ABB correspondieron a Argentina y se comparan las inversiones extranjeras totales recibidas por este país desde el área de la Unión Europea en todos los sectores de la economía, se tendría que cerca del 40% de la IED directa desde la UE en Argentina correspondió a las realizadas por Repsol en E&P. Ciertamente la operación de compra de Repsol en 1999 explica más del 80% de la IED desde la UE en Argentina y al menos un tercio del total regional.

Repsol) se han fortalecido, tanto más cuanto la figura de Productores de Energía Independientes es una forma que, evitando la privatización masiva de las empresas públicas del área energética, ha logrado producir la participación de estos actores privados en conglomerados menos sujetos a regulaciones limitadoras de rentas.

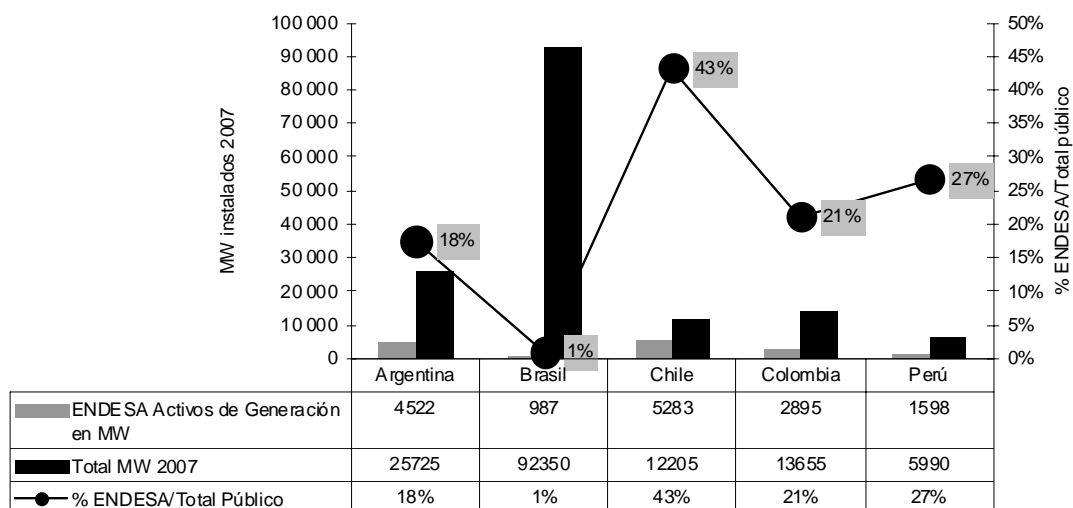
4.2 El grupo ENEL y Endesa

ENDESA es la mayor empresa eléctrica de España y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica. Se trata de un operador eléctrico relevante en el arco europeo mediterráneo. Además, tiene una presencia creciente en el mercado español de gas natural y dispone de un importante nivel de desarrollo en el terreno de las energías renovables. A través de sus compañías participadas, controla 39.656 MW de potencia instalada, con una generación en 2008 de 149.830 GWh.

ENDESA produce fuera de España el 40% del total de la electricidad que genera. Las ventas de electricidad en los mercados en los que opera ascendieron a 172.788 GWh. Es también el principal operador en LAC³⁵.

La presencia de Endesa en LAC (y por consiguiente de ENEL) en la actualidad se ilustra en el gráfico 23 y cuadro 9.

GRÁFICO 23
ACTIVOS DE ENDESA EN GENERACIÓN RESPECTO AL TOTAL PÚBLICO EN
ALGUNOS DE LOS PRINCIPALES PAÍSES DE AMÉRICA LATINA



Fuente: Elaboración propia con datos de ENDESA y SIIE, OLADE.

³⁵ Junto a la contención de los costos y la generación de sinergias con la empresa estatal italiana Enel (que controla el 92% de Endesa), ENDESA recibió el impulso de la actividad en Latinoamérica, donde el beneficio se incrementó un 29%, hasta 438 millones, y el ebitda alcanzó los 2.379 millones. Tomado de www.expansion.com, 4-11-09.

CUADRO 9
ACTIVOS DE ENDESA EN AMÉRICA DEL SUR

País	Generación en MW	Transporte Km	Distribución Clientes (millones)	% de Activos en AL
Argentina	4 522	232	2,3	8%
Brasil	987	500	5,3	23%
Chile	5 283		1,5	38%
Colombia	2 895		2,2	21%
Perú	1 598		1,0	10%
Total	15 285	732	12,3	100%

Fuente: Elaborado con datos de ENDESA.

El clima de competencia por asegurar y liderar mercados en Europa y fuera de ella merece ser ilustrado, porque hace a la esencia del dinamismo e incertidumbre acerca del futuro proceso de modificaciones en los paquetes accionarios de los operadores y por lo tanto de las posibles estrategias que podrían adoptar para la región.

Antes de ser tomada por ENEL y Acciona –y de que esta última vendiera su parte a la primera–, en el marco de las disputas de los principales grupos europeos por ampliar mediante fusiones sus respectivas posiciones de dominio de mercado, en septiembre de 2005 ENDESA fue objeto de una OPA hostil por parte de Gas Natural, que suscitó gran polémica política y empresarial en España. El 3 de febrero de 2006 el gobierno español aprobó la OPA con algunas condiciones, por entender que “no planteaba problemas de competencia y que favorecería la posición española en el sector de la energía”. Se debe recordar en tal sentido que Gas Natural SDG, S.A. es, como se ha dicho, una empresa controlada por Repsol y que tal fusión hubiera implicado enormes sinergias en España y en LAC. El 21 de febrero Endesa recibe, sin embargo, una contra-OPA, esta vez amistosa, de la empresa alemana E.ON. Pero, a diferencia de la anterior, la empresa alemana asegura que no habrá expedientes de regulación y sí que habrá inversiones en el sector eléctrico español, argumento crucial en el marco del temor de España de que el control por otra empresa europea descuidara el crecimiento del sector en España, replicando posiblemente las conductas del grupo fuera de la región. A su vez, el día 22, la empresa italiana ENEL se ofreció a ayudar a Gas Natural si decidía relanzar su OPA. El 3 de abril Endesa deposita una fianza judicial de 1.000 millones de Euros para paralizar la OPA de Gas Natural, mientras dura el Juicio Mercantil interpuesto contra la misma.

En abril de 2007 y luego de un período plagado de pleitos se anuncia que “Acciona y Enel han alcanzado un acuerdo con E.On sobre el futuro de Endesa por el que se garantiza el desarrollo del proyecto común de los dos socios para Endesa y se salvaguardan los derechos y mejores condiciones para los accionistas minoritarios. A cambio, ambos socios se comprometen a vender a E.On activos que previsiblemente deberían ser objeto de desinversión y otros que permitirán, en conjunto, una presencia significativa en los mercados energéticos de España. Parte de los activos eran propiedad de Enel y otros de Endesa. Ello permitiría al grupo alemán reforzar su proyección internacional y reforzaría la competencia en el mercado español y europeo”³⁶. Los dos años de sociedad conjunta entre Acciona y ENEL en ENDESA, se hallaron plagados de conflictos, derivados fundamentalmente del hecho de que Acciona pretendía en su carácter de socio, obtener contratos de obras civiles y suministros en condiciones no competitivas. Siendo Acciona un grupo constructor de Infraestructura de todo tipo, de equipos eólicos y otros, el interés particular de este socio iba posiblemente en contra de los objetivos conjuntos de ENDESA de reducir costos y lograr mejores condiciones de competitividad y rentabilidad. Esta situación se hizo clara entre fines de 2008 y comienzos de 2009, cuando, por una parte la crisis inmobiliaria en España y en el mundo, sumada a la crisis financiera internacional, pusieron en una situación delicada a Acciona.

³⁶ www.noticias.com/noticia/acciona-y-enel-alcanzan-acuerdo-eon-futuro-endesa-2bk.html.

Hacia principios de 2009 comenzaron las negociaciones para que Acciona transfiriera a ENEL su participación de modo tal que la empresa estatal italiana alcanzara el 92% de las acciones. Pero una de las condiciones impuestas por Acciona, en las etapas previas de esta negociación consistía en asegurarse contratos de provisión de energías renovables y obras civiles por 8000 millones de euros hasta 2011. El pedido obviamente fue rechazado, aunque se aceptaron condiciones para el suministro de turbinas fabricadas por Acciona por cantidades muy inferiores y se traspasaron a dicho grupo los activos de renovables en España.

Este hecho ha originado recientemente el anuncio de un posible reparto de plusvalías que procedería de la compra, por parte de Acciona de cerca de 2000 megavatios (MW) de activos renovables de Endesa por 2.634 millones de euros, que se ejecutó en junio de 2009 y que sirvió para completar la salida de la constructora Acciona del capital de Endesa.

La polémica compra de Endesa tuvo fuertes repercusiones en la Unión Europea que entendió que la CNE -organismo español encargado de la supervisión, regulación y ordenamiento del sector eléctrico español- había violado los acuerdos de España con la UE sobre liberalización de mercados en Europa. La Comisión Europea amonestó así a España por haber dado en su momento a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la ampliación de competencias que permitió al regulador energético imponer condiciones a los proyectos de compra que presentaron E.ON, por una parte, y Enel y Acciona, por otra. Estos poderes, aprobados por decreto en 2006, ya fueron declarados incompatibles con la legislación comunitaria por el Tribunal de Justicia de Luxemburgo. Por ello, la UE anunció el envío de la primera carta de emplazamiento al gobierno español, con la que se inicia el procedimiento de infracción, en la que se interroga a las autoridades nacionales sobre las medidas que tomarán para aplicar la sentencia. La norma española indicaba que la CNE debía autorizar la adquisición de participaciones en un porcentaje superior al 10 por ciento del capital social en empresas del sector energético. De esta manera, el regulador impuso criterios a E.ON declarados ilegales por la Comisión, por los cuales España fue sancionada a pesar de que la compañía alemana renunció a su oferta pública de adquisición. Caso similar sucedió con las condiciones impuestas a Enel y Acciona. La Justicia europea consideró que la adquisición de acciones no suponía una amenaza para la seguridad del suministro, por lo que la autorización previa era una medida desproporcionada para garantizar esta seguridad³⁷.

Aunque la relativa disminución de las rentas en 2009, consecuencia de la crisis en los EUA y Europa, ha conducido a anuncios por parte de Endesa de revisar en profundidad su plan estratégico, se ha anunciado a su vez que dicha empresa quiere recuperar el impulso a las renovables que perdió con la venta de 2.080 megavatios (MW) a Acciona en junio, como parte del mencionado acuerdo entre Enel y Acciona y las desinversiones previas ocurridas con las ventas de activos del mismo tipo al grupo E.ON. Las ERNC supondrían ahora sólo un 2,4% de la producción de Endesa, pero la abultada cartera de proyectos renovables (el 87% eólico) le permitiría revertir esta situación a medio plazo. El nuevo plan estratégico de contemplaría así el crecimiento en esta área, en la que se invertirían buena parte de las plusvalías de 1.001 millones por la venta de activos a Acciona³⁸.

Se estima que la unión de ENEL con ENDESA lograría, después de 2012, sinergias superiores a 1.000 millones de euros. El propósito declarado del grupo es lograr hasta 2012 un total de 813 millones en sinergias, así como el mantenimiento de los planes de invertir 13.500 millones hasta 2013. Cabe decir que de los 436 millones previstos para 2009, Endesa y Enel ya han alcanzado 326 millones, esto es, el 75% del objetivo para el conjunto del año³⁹.

Los recientes cambios regulatorios en España vigentes desde julio de 2009, en los cuales las distribuidoras dejan de ser comercializadores de energía (para pasar a ser simplemente operadores de red), con la consiguiente apertura del mercado español a agentes comercializadores independientes no

³⁷ Bruselas amonesta a España por las competencias ilegales de la CNE en www.larazon.es, 30/10/2009.

³⁸ Cf. Endesa podría repartir 1.000 millones de dividendo en marzo de 2010 por activos de Acciona, según analistas, MADRID, 27 Sep. 2009 (EUROPA PRESS).

³⁹ Endesa y Enel superarán los 1.000 millones de euros de sinergias después de 2012, ROMA, 4 Nov. 2009 (EUROPA PRESS).

parece ser en general, por ahora, objeto de análisis respecto a su posible impacto sobre la rentabilidad del grupo. Sin embargo una rápida mirada de los comercializadores de último recurso de la nueva legislación hacen ver que el mercado continúa bajo el dominio de los mismos actores, (Ej. Endesa Energía XXI, S.L.; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.; Unión Fenosa Metra, S.L.; Hidrocarbónico Energía Último Recurso S.A.U. y E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.) (Durban, R. 2009)⁴⁰.

El endeudamiento de ENEL y de Endesa es muy elevado y ello podría condicionar, junto a la priorización de las inversiones en España y en los mercados europeos, las inversiones en LAC. Sin embargo en el caso de ENDESA y ENEL, las inversiones en LAC son aún muy importantes y las que han proporcionado la mayor rentabilidad histórica y aún en este período de crisis. Por consiguiente es muy difícil pensar que estos grupos altamente integrados en LAC, procedan a desinversiones en la región o aún a que se produzcan cambios de importancia en sus futuros paquetes accionarios. Sin embargo aún bajo este supuesto y sin considerar las prioridades de inversión en renovables para reconquistar posiciones en el propio mercado español y otros de Europa, un sencillo cálculo indicaría que el % de inversiones totales del grupo en LAC representarían a mediano plazo una proporción muy inferior al total estimado de inversiones necesarias estimadas por la AIE para América Latina y El Caribe (Cuadro 10)⁴¹. Sin embargo la reciente propuesta en España de incentivar el consumo de carbón autóctono, así como la compensación que se daría a las centrales que deberían ceder mercado a las térmicas, ha sido vista con desagrado por el grupo que solicitaría compensaciones económicas de aprobarse una legislación para favorecer las térmicas a carbón⁴².

CUADRO 10
ESTIMACIÓN DE LA PROPORCIÓN DE INVERSIONES POTENCIALES DE ENDESA
RESPECTO A LAS NECESIDADES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN LAC

Concepto	Valores en % y en Millones de u\$s	Observaciones
Activos de Endesa LAC respecto al total de activos que opera como controlante en el Mundo	38%	Estimación según potencia total operada por ENDESA en el Mundo y en LAC.
Inversiones medias de ENDESA a nivel Mundial hasta 2013 ^a .	6 300	Base anuncio de ENDESA de su Plan de Inversiones por 13500 Millones de Euros hasta 2013 convertido en millones de U\$. Hipótesis inversión media anual en tres años.
Estimación proporcional de inversiones en LAC por parte de ENDESA	2 363	Estimado según % de activos de ENDESA en LAC respecto al total mundial.
Necesidades anuales de Inversión en Cadena eléctrica	30 000	Estimado por la AIE WEO 2008/9.
Estimación % de Inversiones de ENDESA (LAC) en total necesario en LAC	8%	Cociente entre inversiones estimadas de ENDESA respecto al total regional necesario según la AIE-OCDE

Fuente: Estimaciones propias.

Nota:

^a Cf. “Española Endesa confirma inversiones por 13.500 millones de euros hasta 2013”, Reuters Madrid, 30 junio 2009: “La eléctrica española Endesa ratificó un plan estratégico que contempla inversiones por 13.500 millones de euros (19.100 millones de dólares) hasta el 2013 y sinergias por 800 millones de euros al 2012, pese a las dificultades derivadas de la crisis económica mundial. La eléctrica cuenta con una significativa presencia en América Latina a través de su brazo Enersis. http://www.infolatam.com/entrada/espanola_endesa_confirma_inversiones_por-14749.html.

⁴⁰ Durban, R., La liberalización de los mercados minoristas. El suministro de energía y la protección del consumidor, CNEII SEMINARIO INTERNACIONAL DE LA ENERGIA OSINERGMIN – CIER, Lima, 21 y 22 de Septiembre de 2009.

⁴¹ Cf. AIE, Word Energy Outlook, Global Energy Trends to 2030, Capítulo 6, Tabla 6.4, p-151.

⁴² Cf. EFE, Endesa pide que el apoyo a carbón recoja todas las "consecuencias económicas" Madrid, (EFECOM) Martes, 3 de Noviembre de 2009, 8:58hs.

Por otra parte, recientes anuncios del grupo podrían indicar tanto la revisión de las cifras de inversión total, como a nivel de LAC. Por ejemplo, desde Chile, donde el grupo concentra los mayores activos y opera Endesa Eco, específicamente creada para el sector de las renovables, se ha dicho que:

“Endesa Chile, filial de Endesa España, anunció que flexibilizará sus inversiones en América del Sur, debido a la caída de la demanda energética a causa de la crisis económica internacional. El nuevo escenario económico mundial y el nuevo perfil de demanda por energía eléctrica que muestran los países donde nos desempeñamos, requieren de una flexibilización de nuestro plan de inversiones”, aseguró el presidente de Endesa Chile, tras participar de la junta de accionistas realizada en abril de 2009. No obstante, la declaración se atenúa al ser afirmado que “esto no cambia la mirada de largo plazo de la compañía, ni sus compromisos con el desarrollo del país y la región, así como los mercados energéticos locales, particularmente el de Chile”⁴³.

Si a ello se suma el informe que varias empresas españolas están realizando sobre las dificultades de sus inversiones en América Latina, es muy posible que las cifras del cuadro 9 antes presentado, sean una hipótesis de máxima. No obstante y como ya fuera remarcado, la elevada rentabilidad del Grupo en LAC⁴⁴ podría contrarrestar los efectos de ambos factores-crisis global e insatisfacción de los grupos con la región- en particular si América Latina continuara en el futuro presentando menores impactos de la crisis global que Europa y los EUA tal como parece ha sucedido hasta el presente.

Otra de las interrogantes que surgen del análisis de las inversiones, en este caso respecto a las correspondientes a las fuentes de Energía Renovables no hídricas, es en qué medida la región no será receptora de equipos ya utilizados y que pueden ser reemplazados en los países de origen con base a los acuerdos que el grupo adquirió con E.On y Acciona, además de las desinversiones parciales de ENEL *GreenPower*. Aunque ninguna información precisa ha sido detectada, es una posibilidad que no debería ser descartada, en particular tomando en cuenta las debilidades regulatorias y las frecuentes capturas de diversos reguladores citadas en trabajos previos (Rozas, P. 2009; Kozulj, R.).

Por último cabe destacar que la fusión ENEL-ENDESA, ha traído impactos también sobre la localización regional de la sede de ENEL. De este modo el equipo de administración de ENEL Latinoamérica que antes estaba en Costa Rica, donde el trabajo era técnico, inició el traslado a Chile, donde la firma operará como ENEL *Green Power*, filial que se creó a fines de 2008 para agrupar todos sus activos de energías renovables. ENEL, como fuera señalado, está presente desde hace años en la región con este tipo de proyectos de generación (hidroeléctricas menores, parques eólicos y geotermia), pero tras tomar el control de Endesa España y de la mano de Enersis –que agrupa los activos de generación y distribución de Endesa España en esta región–, su peso es mucho mayor.

La concentración en Chile de las actividades de ENEL se comprende no sólo en el contexto con Endesa, sino también porque junto con Brasil a través del PROINFA, Chile es uno de los países que más rápidamente han avanzado en proveer el marco legal y operativo para el desarrollo de

⁴³ Cf. Diario Financiero Online, Miércoles 15 de abril de 2009, 3:45 PM: “Endesa flexibilizará inversiones en América Latina”, texto ligeramente adaptado tomado de http://df.cl/portal2/content/df/ediciones/20090415/content_110134.html.

⁴⁴ Cf. Infolatam, Madrid, 26 febrero 2009, Endesa ganó en Latinoamérica en 2008 el 7,4 por ciento más: “El consejero delegado de Endesa, durante una rueda de prensa para presentar los resultados de ENDESA declaró que: Endesa obtuvo el año pasado un beneficio neto de 506 millones de euros (unos 642 millones de dólares) en Latinoamérica, lo que supone una mejora del 7,4 por ciento respecto al 2007. Rafael Miranda, Consejero Delegado, afirmó en la presentación de resultados que Endesa cree que Enel no deberá lanzar una opa por el 100% de su capital. La eléctrica invirtió 1.442 millones de euros en Latinoamérica el año pasado, de los que 1.058 millones correspondieron a inversiones materiales y 324 millones a la adquisición de los porcentajes de minoritarios en las filiales peruanas. Las ventas de distribución en Latinoamérica sumaron 62.805 gigavatios hora (GWh), el 1,9 por ciento más subieron en Perú (el 7,7%), Colombia (el 3,3%) y Brasil (el 2,9%). Y cayeron un 3% en Chile. http://www.infolatam.com/entrada/endesa_gano_en_latinoamerica_en_2008_el_-12636.html.

renovables a gran escala especialmente con una fuerte participación estatal en la promoción de la inversión a través de la CORFO⁴⁵.

En tal sentido se ha anunciado que *Enel Green Power*, a través de su subsidiaria *Enel Latin America* (Chile), firmó un acuerdo con SoWiTec Energías Renovables de Chile Ltda. -filial de la empresa alemana *SoWiTec international GmbH*- para desarrollar siete proyectos eólicos en el país andino, con una capacidad total de hasta 850 MW, que comenzarán a construirse en los próximos años. Por medio de este acuerdo, Enel tendrá acceso exclusivo a varios proyectos de energía eólica de SoWiTec, así como el derecho de adquisición de los mismos una vez que se encuentren completamente autorizados. Según el informe, estos proyectos cuentan con una capacidad preliminar que va de los 60 MW a los 150 MW, están ubicados en áreas de gran potencial eólico y aportarán al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y al Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. En qué medida los proyectos de la empresa italiana competirán o serán complementarios con los de ENDESA Eco, no resulta claro por el momento.

Las anteriores vinculaciones y sinergias entre Repsol y Endesa, pueden tomar un giro importante desde el momento que Gas Natural adquirió a Unión FENOSA, lo que implica otro factor de desplazamiento de centros de interés de los inversores hacia países como México y Brasil. En cambio para Endesa la reafirmación de Chile como espacio de operaciones parecería augurar que el eje central será la región andina.

4.2 El grupo AES

El grupo AES opera en 29 países de los cinco continentes y es uno de los mayores operadores mundiales en el campo del sector eléctrico. Maneja alrededor de 139 unidades de generación y 15 compañías integradas. Sus utilidades anuales son del orden de los 16000 millones de dólares al año y emplea a más de 25000 personas.

Su primera incursión de importancia en LAC se produjo con las privatizaciones de Chile, donde es controlante de GENER, la segunda empresa eléctrica en importancia en Chile después de ENDESA con alrededor del 20% de los activos de generación (Kozulj, R. 2009; Aritzia Correa, R. 2002)⁴⁶.

También fue uno de los primeros actores en incursionar en el mercado eléctrico de la Argentina cuando en 1993 adquirió derechos sobre la central térmica de San Nicolás y otros activos. Hacia 1998 AES controlaba casi el 10% del mercado de generación en Argentina a través de 5 centrales que totalizaban 1862 MW (1907 en 1999). Hacia 2008 AES participaba con 3232 MW que representaban cerca del 12.4% del total de capacidad en Argentina (ENRE, Archivo: Generación Accionistas y Capacidad, 2009). La principal incorporación de inversiones se dio con la entrada a

⁴⁵ El vicepresidente ejecutivo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) anunció la creación de un fondo de U\$S 400 millones para el fomento y desarrollo de las ERNC. La creación del fondo mencionado está orientada, a superar las barreras de inversión en el desarrollo de las ERNC, en un país en el que, desde el 2004, se han presentado a evaluación de impacto ambiental propuestas por 2553 MW. Los posibles destinos de ese fondo incluyen subsidios contingentes para líneas de transmisión y exploración geotérmica, créditos a largo plazo para energías renovables y eficiencia energética, y un subsidio para los primeros proyectos de generación con energía solar. Por su lado, el Ministro de Energía, destacó que en los últimos cuatro años se incrementó la capacidad instalada de ERNC en Chile: de 286 MW a fines de 2005 a 600 MW a fines de 2009. Es decir, del 2.4 al 4 % de su matriz energética. Recientemente la CORFO y la Comisión Nacional de Energía (CNE) crearon el Centro de Energías Renovables (CER) de Chile, organización que funcionará como un núcleo central de información y apoyo a la promoción de inversiones y transferencia tecnológica. Cf. CHILE: Anunciaron la creación de un fondo de U\$S 400 millones para el fomento y desarrollo de las ERNC , <http://www.lawea.org/newsletter/esp/091809/noticia05.html>.

⁴⁶ Aritzia Correa, R. (2002) Estudio Comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil; aspectos relevantes para el nuevo marco regulatorio chileno, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de ingeniería, Santiago de Chile, 2002.

finis de 2001 de AES Paraná, una central de tipo CC de 845 MW construida por AES y con la de Termoandes (411 MW entre 2007 y 2008)⁴⁷.

El proceso de desinversiones en Argentina parece comenzar en 2009 con el traspaso de activos a Total Austral, uno de los principales operadores de hidrocarburos líquidos y gaseosos de Argentina. Así Total Austral, la filial argentina de la francesa TotalFinaElf, adquirió el 70% de la generadora argentina Hidroneuquén de manos de AES Gener por US\$72,5 millones además de asumir un pasivo de US\$50 millones. AES, controladora de AES Gener, había vendido en agosto a TotalFinaElf el 64% de las acciones que Gener tenía en la generadora argentina Central Puerto, por US\$255mn. El conjunto de estas operaciones son parte de un acuerdo entre AES y TotalFinaElf para que la primera vendiera los activos de Gener en Argentina, tras haber tomado el control de la generadora chilena el año pasado. Parte del acuerdo prevé también la venta de Termoandes a TotalFinaElf, que tiene plazo hasta el 1 de noviembre para ejercer la opción de compra. Termoandes tiene actualmente una termoeléctrica de 632MW en la provincia de Salta. En apariencia la estrategia de AES tiene que ver con una decisión institucional de orientar hacia Chile el grueso de sus operaciones regionales.

Al mismo tiempo, para Total, implica el acceso al manejo combinado de recursos hidráulicos y de suministro de gas, posición que buscan casi todos los operadores para poder ejercer posiciones de dominio y de manejo del mercado en los sistemas termo-hidráulicos regidos por remuneración basada en costos marginales. Se debe recordar que AES se halla a su vez involucrada en los segmentos de Transporte de Gas en Argentina y en Chile, donde además transporta carbón.

El grupo AES maneja también otros importantes activos en la Región. En Brasil controla a la empresa integrada EletroPaulo, la distribuidora del área metropolitana de San Pablo, que posee alrededor de 5 millones de usuarios. También opera la distribuidora de Rio Grande Do Sul donde sirve a cerca de un millón de usuarios. Esto la convierte en la principal compañía privada de distribución en América del Sur. Adicionalmente al segmento de distribución se halla en el de generación, donde a través de AES Tietê es dueña y operadora de 2651 MW –compuesta por 10 hidroeléctricas- lo que representa el 21% de la capacidad de generación en San Pablo, siendo con esto el noveno operador en Brasil. La integración entre AES Tietê y EletroPaulo, es del 100% ya que la primera provee el 100% de la demanda de la distribuidora paulina a través de un contrato de abastecimiento de largo plazo. También genera la planta de Uruguayana (639 MW), una central térmica a gas que utilizaba gas de Argentina y que representa el 10% de la capacidad de generación instalada en el Estado de Rio Grande Do Sul.

Otros activos de importancia que AES posee en LAC son: a) en Colombia la central hidráulica Chivor de 1000 MW desde el 2000; b) el 25% de Itabo un complejo de 432 MW en República Dominicana y opera una Planta de GNL la que abastece AES Andrés (319 MW) y AES Los Mina (236 MW) lo que representa mas del 30% de la capacidad de generación en Dominicana; c) el 80% de la Distribución Eléctrica en El Salvador donde operaría también una planta de 250 MW a carbón; d) AES Panamá donde es el principal operador en generación y se supone inaugurará una nueva hidroeléctrica que comenzó en 2006 y entraría en 2011.

Su tradición histórica en los EUA, donde posee la mayor cantidad de activos se halla ligada a centrales térmicas a carbón, donde ha introducido tecnologías de carbón limpio, declarando que sus emisiones por el uso de este energético son muy inferiores al promedio⁴⁸. Impulsado por los temas

⁴⁷ Termoandes sin embargo es un activo preexistente que no figuraba en los datos proporcionados por el ENRE. En 2001 ya pertenecía a AES - Gener Argentina S.A. con un 99.9 % y a *Energy Trade and Finance Corporation* con el 0.01%. Según información de banamericas, TermoAndes es una generadora a gas con sede en Salta, filial de la generadora chilena AES Gener. La filial Salta fue puesta en servicio el año 1999, siendo un equipo compuesto de turbina de ciclo combinado de gas natural y una potencia de 642,8MW.

⁴⁸ En cambio otros grandes operadores estadounidenses, como por ejemplo, *Duke Energy*, que opera más de 36000 MW y reparte dividendos anuales del orden de los 16000 miles de millones de dólares -y también se halla presente en LAC-, han tenido serios problemas en torno a temas ambientales por incumplimiento de la "*Clean Air Act*". En el caso de Duke, el fallo de 2007 en contra del grupo y a favor de sectores ambientalistas que los demandaron en los

ambientales AES ha incursionado también en el desarrollo de Renovables donde, desde 2004 opera parques eólicos por más de 1000 MW en los EUA y se estima se halla desarrollando proyectos por otros 6000 MW en diversas partes del mundo.

Respecto a su estrategia empresarial en la región, queda clara la decisión de concentrar sus operaciones en el área andina desde Chile, manteniendo sus activos en Colombia y en Argentina luego de la reestructuración con el grupo Total Austral⁴⁹, y también en Brasil y los países Centroamericanos, donde ya opera. Sin embargo LAC no parece ser una región para la expansión creciente de sus actividades en el futuro. Por otra parte su incursión en el campo de las renovables parece estar fundamentalmente vinculada a su perfil de generador térmico con mucha presencia en plantas de carbón tanto en los EUA como en otras regiones. Con respecto a los grupos españoles (ENDESA, Iberdrola y Unión FENOSA), italianos (ENEL, controlante de ENDESA) y de Alemania (E.On), su eventual liderazgo en el campo de las renovables parecería ser más limitado y de menor antigüedad. Al no existir cifras de planes de inversión que se halen disponibles públicamente, es difícil establecer una relación que permita conocer si las nuevas inversiones del grupo en LAC serán crecientes respecto a su participación previa. El crecimiento de los mercados de Brasil, Chile y México serán cruciales, tanto como la evolución de las normativas de cada país.

4.3 El grupo GDF-Suez

GDF Suez, tercer grupo energético del mundo, surge en julio de 2008, con la fusión de la empresa pública francesa de gas GDF (Gaz de France) y el grupo privado de energía, agua y residuos Suez.

Con anterioridad a esta fusión, el grupo Suez incursionó en forma temprana en LAC con las privatizaciones de Argentina Y Bolivia. Sin embargo su rol fue menor en el sector energético y junto al grupo EDF desinvirtió en la Argentina tras la ruptura de reglas de juego luego del abandono del plan de convertibilidad.

Su actividad a nivel mundial se caracteriza básicamente por su papel de liderazgo en la industria del gas natural donde ocupa el primer puesto en Europa en términos de compra de gas y manejo de redes de transporte y distribución, el segundo lugar en capacidad de almacenamiento de GNL con alrededor de 16 millones de usuarios, de los cuales 11 se hallan en Francia.

El grupo también ha incursionado desde hace 45 años en la energía nuclear.

La visión básica de las energías limpias de GDF-Suez, parecería concentrarse en ser actor de parte de la cadena de generación eléctrica a través de centrales de CC y energía nuclear, que considera con un gran futuro en el mundo entero como forma sostenible de incrementar la oferta eléctrica. Su participación en el campo de las renovables es, en cambio mucho más reciente. Se reconoce así que mientras que Francia posee el segundo potencial eólico después del Reino Unido, sólo opera 2,455 MW de capacidad instalada en eólicas, contra 22000 MW que posee Alemania y 15000 MW instalados en España. Aunque se declara como el primer productor de instalaciones eólicas en Francia, la cifra producida en 2008 correspondió a poco menos de 470 MW. En el contexto de un discurso y regulaciones favorables a las renovables no hidráulicas, GDF-Suez, augura un fuerte potencial de crecimiento en esta área en la que no obstante se halla hoy muy lejos de otros competidores europeos. Del mismo modo se encuentra como productor y difusor de paneles solares los que produce en Bélgica, ofreciendo a sus clientes equipamiento principalmente para calentamiento de agua.

EUA, condujo a suspender proyectos en Chile, que, ante la crisis de abastecimiento de gas y la presumible insuficiencia de las renovables para abastecer la demanda futura, veían en el carbón una solución eficaz.

⁴⁹ No obstante durante 2008 el grupo altamente endeudado por sus activos en Termoandes y Paraná (ambos del tipo *Project Finance*) han sufrido una serie de ofertas hostiles rechazadas por el grupo, endeudado en estos dos proyectos debido al bajo valor de las ofertas. Ello indicaría que, a menos que en Argentina se produjeran modificaciones de importancia respecto al tema tarifas, compensaciones y otras componentes de las reglas de juego del mercado energético, es más probable se produzcan desinversiones que nuevas inversiones por parte del grupo.

Los problemas del Grupo Suez- antes de su fusión con GDF- en el sector de la provisión de aguas en Argentina, sumado a la nacionalización en Bolivia, dejó al grupo con pocos activos en LAC, concentrados en Brasil y en México. Sin embargo, siendo un operador internacional de gran envergadura lo más probable es que concentre sus operaciones futuras más en Asia y en Europa, que en LAC⁵⁰.

No obstante GDF-Suez firmó recientemente un contrato de 3.000 millones de dólares para el abastecimiento en electricidad de filiales de la compañía eléctrica chilena EMEL. El contrato fue firmado por un periodo que va de 2012 a 2026. La electricidad provendría principalmente de gas natural licuado que será regasificado en una terminal que poseen a medias GDF Suez y Codelco. La planta estaría en funcionamiento en 2010 y brindaría cerca del 20% de las necesidades de la región norte de Chile que incluye principalmente industrias. América Latina podría ser un mercado incipiente para las renovables. En tal sentido el grupo anunció la inauguración de un parque eólico Chile en Monte Redondo, 325 km al norte de Santiago de Chile, con una capacidad de 38 MW que representan una inversión total de 100 millones de dólares.

GDF Suez está presente en Chile a través de Electroandina y Edelnor, que son los dos productores más importantes de electricidad de la red norte del país, con el 50% del mercado. Además, construye dos centrales térmicas en el país.

Las actividades de GDF Suez en América Latina incluyen principalmente Brasil, donde es el productor de electricidad privado más grande del país y el segundo productor de energía hidráulica. Según informaciones de prensa de julio pasado, el grupo estaba interesado en la implantación de reactores nucleares de tercera generación (EPR) en Brasil.

GDF Suez tiene además 6 compañías de distribución de gas en México y una en Argentina, participa en la red de distribución de gas en Perú y posee el Gasoducto Norandino, que une Chile y Argentina.

4.4 El grupo Iberdrola

Iberdrola fue fundada a fines de 1992 como resultado de la fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero. Es actualmente uno de los mayores operadores del sector eléctrico español. Hacia 2008 distribuía alrededor de 182000 GWH. Es un actor relevante también en la distribución de gas y en el sector de las telecomunicaciones.

Cabe señalar que Iberdrola ha hecho frente a diversos intentos de fusión en el pasado, y ha realizado también adquisiciones. Hubo así, en 1997, un intento de fusión con Repsol que no se materializó por la falta de acuerdo entre ambas compañías. En 1999 se produjo un segundo intento de fusión, que no se cerró por la negativa de La Caixa (principal accionista de Repsol). En el año 2000 Iberdrola y Endesa también intentaron fusionarse, pero tal intento fracasó debido a las condiciones impuestas por el Gobierno de aquel entonces. En 2003, se presentó una OPA hostil de Gas Natural SDG S.A., el que fue vetado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). La historia de estos intentos y sus fracasos se relacionan con las disputas de poder entre grupos vinculados a los sectores empresarios de Bilbao y de Cataluña y parecen haber tenido fin con la OPA de Gas Natural sobre Unión FENOSA, y la adquisición, por parte de Iberdrola de *Scottish Power* a fines del 2006, lo que culminó con la absorción de esta compañía en abril del 2007. La operación creó de este modo la tercera mayor empresa de distribución eléctrica de Europa.

Iberdrola adquirió también la compañía americana *Energy East* en 2008.

⁵⁰ Mientras que los grupos españoles como ENDESA, Repsol e Iberdrola, a pesar de sus diferencias de estrategias, lograron reposicionarse en LAC tras la crisis desatada en Argentina primero, y los cambios políticos en varios países luego, en el caso del grupo SUEZ y EDF, en particular en Argentina, fueron de los primeros actores en retirarse. Curiosamente fue a través de un arduo proceso de intentos de renegociación de los contratos, que estos grupos cedieron sus acciones a actores "nacionales". Aunque EDF y Suez no son socios, ambos representan un núcleo empresario central francés, con poco éxito en insertarse en LAC en el sector de los servicios públicos.

Recientemente Iberdrola, GDF Suez y *Scottish and Southern Energy* (SSE) han obtenido una opción de compra sobre el emplazamiento de *Sellafield* (Cumbria), valorada en 70 millones de libras, para el desarrollo de una nueva central nuclear en el marco de los procesos que desarrolla la NDA, (*Nuclear Decommissioning Authority*) del Reino Unido. El consorcio es participado en un 37,5% por Iberdrola, en otro 37,5% por GDF Suez y en un 25% por SSE. Las inversiones que es necesario abordar en Reino Unido para reemplazar el parque de centrales nucleares y de carbón cercano al fin de su vida útil son cuantiosas. Estas inversiones son fundamentales para garantizar la seguridad de suministro eléctrico y lograr el objetivo de reducción de emisiones de CO₂ establecido por el Gobierno británico.

En el campo de las energías renovables es el líder mundial en energía eólica con una potencia total instalada de 10.003 MW con presencia en 23 países. La cartera de proyectos de la Compañía, se sitúa en un 42% en los Estados Unidos, un 25% en España, un 9% en el Reino Unido y un 24% en el Resto del Mundo.

Las empresas Iberdrola Renovables y Gamesa (uno de los grandes constructores y operadores de parques eólicos en España) pusieron en marcha en septiembre de 2009 un acuerdo estratégico que los podría convertir en uno de los mayores operadores en esta área⁵¹.

La cartera de proyectos de Gamesa Energía en Reino Unido entraría a formar parte del territorio del acuerdo estratégico, mientras los activos en República Dominicana (que estaba previsto que adquiriese Iberdrola Renovables) quedarían fuera. Respecto a los acuerdos de ambas compañías previos a la firma del presente, permanecería abierta la posibilidad de que Iberdrola Renovables adquiriera un proyecto de Gamesa Energía en México.

Iberdrola opera en cinco países Latinoamericanos (México, Brasil, Bolivia, Guatemala y Chile) y tiene presencia en diferentes negocios relacionados con el sector eléctrico (generación, distribución, comercialización y, recientemente, también ingeniería). La mayor parte del negocio proviene de la generación a través de centrales térmicas, la mayoría de las cuales se encuentran en México, y la distribución, en la que Brasil destaca sobre el resto de los países.

La estrategia de inversiones ha seguido una lógica de concentración en unos pocos países de la región como México y Brasil.

En Bolivia y Guatemala, a pesar de que el volumen de producción no es equiparable al de México o Brasil, las actividades de la empresa son también, en términos relativos al tamaño de las respectivas economías, importantes. La casi totalidad de la energía que produce la compañía en LAC proviene de centrales térmicas de ciclo combinado⁵².

Respecto a la distribución, concentra en Brasil la mayoría de los casi nueve millones de usuarios que Iberdrola tiene en LAC. Opera a través de su filial Neenergia que, a través de sus participadas CELPE, COSERN y COELBA, controla el 58% del mercado regional del nordeste de Brasil y el 7% del mercado nacional.

En Guatemala, por su parte, Iberdrola controla el 58% de la distribución a través de su filial EEGSA y participa también en el negocio de la comercialización a través de COMEGSA y en el transporte a través de TRELEC. Por último, en Bolivia, a través de Electropaz y de Elfeo, la transnacional controla el 37% del mercado nacional de la distribución.

Además de los dos negocios principales de Iberdrola en Latinoamérica, generación y distribución de electricidad, la empresa posee en Chile una filial que se encarga de la distribución de

⁵¹ Con el objetivo de maximizar el valor de su cartera de proyectos, ambas compañías desarrollarán su cartera de proyectos de manera independiente bajo el seguimiento de un Comité Consultivo conjunto hasta el 30 de junio de 2011. A partir de esa fecha Iberdrola Renovables, tendrá opción a comprar el negocio de promoción de Gamesa Energía en determinados países de Europa o a crear una sociedad que englobe los proyectos eólicos de ambas. De este modo el Grupo piensa penetrar con energía eólica en los mercados de mayor interés estratégico.

⁵² Se estima que la capacidad total instalada en Latinoamérica en 2007 era de 5554 MW, 93% de los cuales (5153MW) correspondían a ciclos combinados de gas, 5.5% (307 MW) a centrales hidráulicas y el resto (93MW) a centrales de cogeneración. De ellos 5000MW se encuentran en México y 479 MW en Brasil.

aguas ESSAL y ha participado a través de su sección de Ingeniería en proyectos como el parque eólico La Venta en México, financiado por el “*Carbon Fund*” del Banco Mundial.

Por otro lado Iberdrola también tiene firmados diferentes contratos con la administración pública mexicana bajo una modalidad conocida como Productor Externo de Energía. A través de la firma de este tipo de contratos en México la compañía obtiene la garantía de que la energía generada durante 25 años será adquirida por parte de la CFE o Comisión Federal de la Energía (organismo público) y de que el suministro de combustible correrá también a cuenta de la administración. De esta forma la empresa no asume ningún riesgo con sus inversiones, en tanto todos ellos como los derivados de una escasez de combustibles, de una devaluación de la moneda o de un exceso de capacidad generadora son asumidos por parte del Estado.

En su Plan Estratégico 2008-2010 Iberdrola se fijaba como objetivo convertirse en un líder mundial. América Latina es definida como uno de sus mercados estratégicos, pero particularmente en términos de su rentabilidad diferencial.

Aunque Iberdrola reafirmaba su intención de aumentar notablemente las inversiones en el exterior del 25% al 70%, LAC perdería peso (de un 20% del total en 2001-2006 a poco más de 4% en 2008-2010)⁵³.

Entre los enunciados para la región, proveniente del citado documento del Grupo Iberdrola⁵⁴, se tienen los siguientes:

- Desarrollo en países con marcos regulatorios definidos, estables y predecibles, con modelos de negocio de bajo riesgo.
- Etapa de consolidación en Latinoamérica, en Brasil (Distribución) tras revisiones tarifarias.
- Autofinanciamiento de las inversiones, y con generación de caja excedente.
- Consolidación del Negocio tras el proceso inversor, con previsión de inversiones en Generación de: a) 150 MW hidráulicos antes 2010 y 150 MW adicionales entre 2010-2012 para América del Sur; b) Generación 70 MW hidráulicos entre 2010-2012 y 50 MW central carbón en México- Guatemala; c) en Distribución continuación mejora de la calidad de suministro y plan “Luz para todos” en Brasil, todo ello sin ingreso de capitales.
- Posibilidad de inversiones adicionales en la zona no evaluadas en el plan: Área México, manteniendo el perfil de riesgo; Próximas licitaciones de ciclos combinados de la CFE y terminal de GNL para la misma CFE, nuevos proyectos de cogeneración con PEMEX (con esquema similar a contratos con la CFE); Licitaciones de PPA’s en Centroamérica y , en el área de negocios en Brasil, participando de las subastas y procesos de expansión de 30.000 MW necesarios estimados por las autoridades en su Plan para 2006-2015 y nueva capacidad de más de 52.000 Kms. de líneas de transporte, que se estima requerirá dicho Plan.

Si tal era la percepción y estrategia del grupo definida a fines de 2007, es de suponer que las condiciones se han vuelto más restringida para LAC tras la crisis global de fines de 2008 y 2009. Sin embargo se confirman las tendencias robustas identificadas en otros trabajos (Rozas, P. 2009 y 2008).

Aunque el grupo anunciaba que “entre 2008 y 2010 realizaría un esfuerzo inversor sin precedentes en el mundo para crecer en el área de Renovables, absorbiendo el 48% de todas las inversiones orgánicas, con unos 8.600 millones de euros, con el objetivo de alcanzar una potencia instalada de 13.600 MW al final del periodo (crecimiento de casi el 77% respecto al cierre previsto para 2007 (7.700 MW), LAC se hallaba en ese entonces ausente de inversiones en esta área.

⁵³ Cf. Observatorio de Multinacionales en América Latina, Boletín OMAL n° 29 (septiembre de 2008).

⁵⁴ CF., Plan Estratégico 2008-2010, Latinoamérica, Madrid, 24 de octubre de 2007. Cabe señalar que el Plan Estratégico 2008-2010, en términos globales, contemplaba el inicio de un nuevo ciclo inversor, en el marco del cual preveía destinar más de 24.000 millones €-17.800 millones € para crecer orgánicamente y 6.400 millones € más para cerrar operaciones corporativas en España y resto del mundo.

4.5 El Grupo Unión FENOSA

El grupo es una de las tres principales empresas energéticas integradas españolas, que operan en el ámbito internacional. Mantiene presencia en cuatro continentes, en las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad, y en toda la cadena del negocio del gas- desde la exploración hasta su suministro a usuarios finales. Participa también en el negocio de la minería.

Sus actividades están agrupadas en cuatro áreas geográficas principales: España, México, Colombia y Centroamérica y otros.

En su conjunto Unión FENOSA participa de una potencia total instalada de 16.310 MW, que suponen una potencia atribuible de 12.182 MW, que da servicio a 9,5 millones de clientes de electricidad, a los que suministra aproximadamente 62 TWh anuales.

El negocio en distintos segmentos del sector eléctrico en el ámbito regional se da en México, Colombia, Panamá, Guatemala, Nicaragua, República Dominicana, y Costa Rica. Desde 2008 se incrementa la presencia con la incorporación de nuevos negocios también en Chile.

Una aproximación al perfil conjunto de negocios operados por Unión FENOSA en 2008, antes de ser tomado por Gas Natural SDG, S.A. se presenta en el cuadro 11.

Respecto a las directivas de la UE relativas a emisiones, el grupo comenzó a realizar la cobertura del déficit esperado de emisiones del periodo 2008-2012 a través de la compra de EUAs (Derechos de Emisión de la Unión Europea) y de CERs (Reducciones Certificadas de Emisiones), que serían entregados a lo largo de dicho periodo. La generación en Régimen Especial dentro del Grupo corre a cargo de las sociedades ENEL- Unión Fenosa Renovables (EUFER), que está gestionada al 50% con ENEL, y Generación Peninsular, que es 100% propiedad del grupo.

CUADRO 11
DESCRIPCIÓN DE LAS CAPACIDADES DEL GRUPO UNIÓN FENOSA EN ESPAÑA
Y EN LAC- DATOS DEL AÑO 2008

América Latina y Caribe	Potencia Instalada	Producción (GWh)	Distribución GWh	Distribución Usuarios
México	1 570	11 063	0	0
Colombia	1 090	4 196	13 339	2 461 500
Centroamérica y otros	332	1 761	9 483	3 259 350
Total LAC	2 992	17 020	22 822	5 720 850
En España	Potencia Instalada	Producción (GWh)	Distribución GWh	Distribución Usuarios
Carbón	2 048	6 921		
Ciclos Combinados	3 607	16 267		
Duales (Fuel Oil-Gas)	774	278		
Nuclear	589	4 402		
Hidráulica	1 859	2 612		
Total en España Régimen Ordinario	8 877	30 480		3 779 150
Total España Régimen especial (Renovables)	453	416		sd
Eólica	346	309		
Otras	107	107		
Total España	9 330	30 896		
% LAC sobre total España y LAC	24,3%	35,5%		60,2%

Fuente: Elaboración propia con datos de Unión FENOSA.

Como se desprende del cuadro anterior, es un actor fundamentalmente térmico en España, siendo su participación con renovables muy baja en comparación con ENDESA e Iberdrola.

El LAC se concentra en Generación en México y mientras que en Colombia y Centroamérica el grueso sería distribución, siendo bajo el grado de integración vertical dentro de la cadena eléctrica. A mediados de 2008 comenzó la absorción del grupo por la empresa Gas Natural SDG, S.A. controlada por Repsol.

El intento por integrar las cadenas de gas y electricidad, al igual que otros grupos, impulsó al grupo Gas Natural SDG S.A. de España a realizar desde 2005 diversas ofertas sobre empresas generadoras de energía eléctrica a nivel internacional, entre ellas, Endesa e Iberdrola. Como fuera ya señalado dicho intento falló en ambos casos. Sin embargo en julio de 2008, adquirió Unión Fenosa, la tercera firma eléctrica de España. Actualmente tiene más de 95% de las acciones de Unión Fenosa⁵⁵. El negocio de ambas firmas es complementario, tanto en la producción, como a nivel geográfico debido a la elevada proporción de centrales de ciclo combinado operadas por Unión FENOSA y las que Gas Natural SDG, S.A. había adquirido antes a otras compañías, como por ejemplo a Électricité de France (EDF) de quien adquirió cuatro de las cinco plantas que tenía en México. En este país todas las generadoras inscritas bajo el rubro de Productores Externos de Energía, lo hacen también mediante ciclos combinados. De este modo Unión FENOSA, ahora controlada por Gas Natural pasa a ser un actor, aún más relevante para el mercado de México⁵⁶.

La absorción de Unión FENOSA por parte de Gas Natural (controlada de Repsol), sumado a los acuerdos previos y posicionamientos de mercado otorga al grupo una serie de sinergias que Repsol y Gas Natural venían buscando desde hace tiempo.

En el campo del tema medioambiental la postura del grupo es contribuir a menores emisiones mediante la instalación de CC.

La composición accionaría actual de Gas Natural SDG-Unión FENOSA se estima es la siguiente:

CUADRO 12
PRINCIPALES ACCIONISTAS DE GAS NATURAL SDG-UNIÓN FENOSA

Principales accionistas	%
BBVA (Banco Bilbao Vizcaya Argentaria)	2,9
GDF Suez SA ex-GDF	10,0
La Caixa	35,5
Repsol YPF	25,2
Otros	26,4
Total	100,0

Fuente: Estimado con base a datos tomados de http://es.transnationale.org/empresas/gas_natural_sdg.php.

Es interesante observar que el Grupo GDF-Suez también se halla representado, aunque el mayor nexo global está anclado en sectores financieros con fuerte influencia en el grupo Repsol, que a su vez mantendría hoy 25% del control, siendo el único operador energético fuera de GDF-Suez. La fusión puede ser vista como un reposicionamiento global del grupo en el marco de la liberalización del mercado europeo y un intento de España por no perder su posición dominante en la región aunque modificando su estrategia de los noventa tardíos.

⁵⁵ El precio de las acciones de Gas Natural había caído no obstante más de 5% debido a que el acuerdo firmado se había producido sólo unos meses antes de la crisis financiera y global de septiembre-octubre de 2008 y el precio pactado en las condiciones previas parecía elevado en las nuevas circunstancias.

⁵⁶ Ver nota 15 en este documento.

RECUADRO 1 GAS NATURAL SDG, S.A. Y SU EXPANSIÓN GLOBAL TRAS LA ADQUISICIÓN DE UNION FENOSA

Gas Natural SDG, S.A. es actualmente una empresa multinacional energética líder del sector del gas en España y en Latinoamérica, además de ser la cuarta compañía del mundo por volumen de gas transportado. Es también uno de los principales operadores de ciclos combinados del mundo, con amplia presencia en México donde es el segundo operador privado de generación eléctrica. La compañía centra su actividad en el aprovisionamiento, la distribución y la comercialización de gas natural en España, Latinoamérica, Italia y Francia, donde tiene más de 11.5 millones de clientes y 6767 trabajadores. Fue fundada bajo su actual denominación en 1991 como fruto de la reestructuración del sector de gas español. Es producto de la fusión de Catalana de Gas, Gas Madrid y de los activos de distribución de gas canalizado aportados por el grupo Repsol, quien en 2007 poseía más del 32% de las acciones de la empresa. Posteriormente la compañía adquiere Enagás, propietaria de las plantas de regasificación y de la red de transporte. En 2009 Gas Natural vendió la participación del 5% que hasta la fecha mantenía en Enagás. Desde 1992 comenzó la expansión internacional del Grupo Gas Natural con su entrada en el mercado argentino. En 1996 entró en funcionamiento el gasoducto Magreb-Europa, que conecta la Península Ibérica con los yacimientos argelinos de gas natural de Hassi R'Mel. Este hito contribuyó a extender el uso y distribución de gas natural por toda España. En 1997 Gas Natural entró en los mercados de Brasil, México y Colombia, afianzando su presencia en Latinoamérica. Aprovechando la liberalización del sector eléctrico en España, Gas Natural entró en 2002 en el negocio de la generación de electricidad con la puesta en marcha de su primera planta de generación eléctrica de ciclo combinado en San Roque. Gas Natural llevaba varios años intentando afianzarse en el sector eléctrico mediante su fusión con una compañía eléctrica.

En abril de 2005, el Grupo Gas Natural firmó un acuerdo con Repsol YPF para intensificar su colaboración en las áreas de exploración, producción, licuefacción, transporte y comercialización mayorista de GNL. En el área de exploración, producción y licuefacción (upstream), el acuerdo contempla la asociación para el desarrollo de nuevos proyectos, en los que Repsol YPF será la operadora y participará del 60% de los activos, y Gas Natural tendrá la propiedad en un 40%. Actualmente, Gas Natural está avanzando en diversos proyectos en Argelia, Nigeria y Angola, tanto de exploración y producción de gas, como de licuefacción y transporte. En virtud del acuerdo firmado con Repsol YPF, también se constituyó la sociedad, Repsol- Gas Natural LNG, Stream, que opera en el ámbito del transporte, el trading y la comercialización mayorista de GNL. Stream es la tercera potencia del mercado global por volumen de GNL gestionado. Stream opera en la actualidad una flota de 11 buques, a los que sumará otro que se incorporará a la flota de Stream durante 2009. Contratos con Nigeria y Angola asegurarían una posición firme del grupo en el mercado internacional de GNL.

La absorción de Unión FENOSA posiciona al conjunto del Grupo Repsol-Gas Natural SDG, S.A. de un modo estratégico tanto en España como en la región como una de las empresas con mayor grado de integración en la cadena de negocios energéticos.

Fuente: elaborado con datos de la empresa: <http://portal.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpage=1-10-1¢ralassetname=1-10-BloqueHTML-716> y versiones previas.

Sin embargo no se puede descartar que tanto Repsol como sus subsidiarias no sean a su vez tomadas en el futuro por otros grupos si se produjera una oferta atractiva, con lo cual la concentración lograda podría aún incrementarse en LAC, región menos sujeta a poderes que limiten efectivamente el poder de mercado de los actores en defensa de la competencia.

4.6 El Grupo Tractebel

Tractebel aparece actualmente como una empresa de ingeniería del grupo surgido de la fusión de GDF y Suez. Se halla especializada en Plantas de carbón, Tecnología Nuclear, centrales a Gas y otro tipo de Infraestructura energética y no energética (desde centrales hidroeléctricas a Plantas de

desalinización de aguas). Dado el auge y nuevas regulaciones en el sector de las renovables- se espera que para el 2010 la potencia total eólica llegue y aún sobrepase los 120 GW a escala global- el grupo ha incursionado también en esta área.

En América Latina opera principalmente a través de la Compañía generadora de energía eléctrica con sede Santa Catarina, Brasil. Tiene 6 centrales hidroeléctricas que generan 4.931MW y 7 termoeléctricas con potencia de 1.213MW, su capacidad instalada total es 6.144MW de energía. En 2007 sus ventas fueron de 29.893GW de electricidad.

Tractebel Energía, creada en 1998, es controlada por la multinacional francesa GDF Suez y tiene también activos de generación eléctrica y de gas, en Argentina, Chile, Perú y México.

La composición accionaria del grupo Tractebel, originalmente Belga, se modifica en 2003, cuando se produce la absorción por la *Societe Generale de Belgique* S.A. (SGB) con el consiguiente cambio de nombre de Suez-Tractebel S.A.. La ya citada absorción del grupo Suez por Gaz de France (GDF), da lugar a su actual configuración.

En Chile el grupo participa en Electroandina, Colbún y EDELNOR, a través de Tractebel Andino S.A.

En México opera parte del sector de distribución de gas (Jalisco).

La estrategia del grupo ha dejado de ser relevante al ser absorbida por GDF-Suez, cuyos lineamientos fueron descritos ya.

Su actividad futura parece concentrarse en el norte de Chile y Brasil.

4.7 EDP - Energías de Portugal

Energías de Portugal es la mayor empresa de Portugal, el cuarto grupo energético más importante de la Península Ibérica y la séptima compañía eléctrica de Europa. Figura entre las 500 principales empresas del mundo, según datos de la propia compañía. Su denominación anterior era "*Electricidade de Portugal*". El origen de su fuerza radica en ser la primera compañía ibérica en tener servicios de generación y distribución significativos a ambos lados de la frontera entre España y Portugal, con una posición de control en la compañía española Hidroeléctrica del Cantábrico. También está presente en los sectores eléctricos de Latinoamérica (principalmente en Brasil), África y Macao, en la generación, distribución y los negocios comerciales.

Las actividades del Grupo EDP se centran en la generación y distribución de energía eléctrica, así como en las telecomunicaciones y en el área de las tecnologías de la información.

Se estima que EDP *Renováveis* sumaba a fines de septiembre de 2009 5.577 MW de capacidad eólica instalada en los ocho países en los que está presente. La compañía tiene en construcción 1.293 MW, principalmente en los Estados Unidos (427 MW) y en España (417 MW); el resto corresponde a Rumania (159 MW), Portugal (128 MW), Polonia (120 MW) y Francia y Bélgica (43 MW). El porfolio de proyectos de EDPR asciende a 28.587 MW.

Su punto focal en LAC es Brasil, donde opera 1.702 MW en generación, de los cuales, 13,8 MW corresponden a la división de EDP Renovables. Se halla realizando proyectos de repotenciación y de construcción de nueva capacidad de generación por 414 MW.

Participa en el segmento de distribución en el norte de San Pablo (EDP Bandeirante, con 4.4 millones de personas en el área de servicio) y EDP Escelsa donde la población del área es de 3.3 millones de personas. Del mismo modo ha constituido una comercializadora para atender las demandas de usuarios libres.

Los mayores montos de inversión en energías renovables de este grupo pareciera centrarse en España y Portugal con alrededor de 3500 millones de u\$s entre 2010 y 2012.

4.8 El Grupo EDF (Francia)

El grupo EDF fue uno de los primeros junto a actores de España, Bélgica, los EUA y otros en participar de los procesos de Liberalización de mercados en Argentina y Brasil. Concentró sus actividades en Argentina en el área de Distribución eléctrica en EDENOR y en Brasil con su participación en la compañía Light. En el área de generación, sus principales activos se hallaban en México.

Tras el proceso de ruptura del Plan de Convertibilidad en Argentina fue uno de los grupos más intransigentes en el proceso de renegociación de tarifas y negoció su salida vendiendo su participación en el año 2005 al Grupo Dolphin (“Pampa Holding” de Argentina), quien también había participado de la salida del grupo Suez de aguas Argentinas. En el caso de EDF, el grupo había adquirido de Endesa y Repsol - en febrero de 2001- las acciones que tenían en la distribuidora en tanto la operación de ENDESA sobre Enersis de Chile, había vuelto incompatible la situación planteada por el Marco Regulatorio de Argentina con respecto al monopolio en las dos principales zonas de distribución en las que se dividió el área metropolitana y conurbana bonaerense tras las privatizaciones de 1991, por cuanto el grupo Enersis operaba EDESUR, la empresa que distribuye electricidad en la zona sur de Capital y GBA. Por consiguiente resultaba, en términos objetivos, un actor fuertemente perjudicado en tanto la adquisición se realizó sólo un mes antes de que definitivamente el plan de Convertibilidad entrara en su etapa final de crisis (que desembocó en las limitaciones operativas del mercado cambiario de Argentina en 2001 y concluyera en la devaluación a comienzos de 2002, con el consiguiente impacto sobre las tarifas congeladas en pesos argentinos)⁵⁷.

En el caso de México EDF vendió en 2008 cuatro plantas de ciclo combinado y un gasoducto, así como su participación en otra central de ciclo de combinado (que era propiedad de EDF al 51% y de Mitsubishi al 49%), al grupo Gas Natural SDG. S.A. que más tarde, como ya fuese dicho, lanzó con éxito una OPA sobre los activos del Grupo Unión FENOSA.

EDF, a pesar de ser uno de los mayores actores europeos ha decidido concentrar el grueso de sus inversiones fuera de Francia en el propio mercado europeo donde tiene fuertes ventajas competitivas y, fuera de Europa en grandes mercados que requieran energía nuclear como es el caso de China. Su experiencia en la Región, en el sector eléctrico pudo haber quedado marcada por la inestabilidad de la región, contexto en el cual los actores de España supieron tener conductas adaptativas y sacar fuertes ventajas para su propio posicionamiento internacional y en Europa, aunque con diversas perspectivas según se ha mostrado en este y otros estudios (Rozas, P., 2008, 2009; Kozulj, R. 2009).

⁵⁷ En agosto de 2002, se anunciaba ya que “ La estatal francesa de electricidad *Electricité de France* (EDF) podría tener que vender parte o toda su participación en la distribuidora de electricidad Light, con sede en Río de Janeiro, junto con otros activos en Europa y China, informó el diario francés *La Tribune*. El Gobierno francés planea vender una participación minoritaria en EDF dentro de los próximos dos años, debido a pérdidas por la devaluación en Argentina y la creciente competencia en Francia. En preparación para esa medida, el Gobierno solicitó a EDF evaluar la posible venta de filiales incluyendo a Light, empresa que atiende a 2,8 millones de clientes en la gran área metropolitana de Río de Janeiro. Cf. EDF analiza venta de Light y no pagará préstamo de Easa - Argentina, Brasil, nota de Banamericas, Publicada: Lunes 26, Agosto 2002 19:41 (GMT -0400).

5. Estrategia de las principales translativas

5.1 Petrobras

Desde la segunda mitad de la década de los noventa, Petrobras comenzó a utilizar las privatizaciones y desregulaciones de los países de Latinoamérica para cambiar su estrategia de transnacionalización. Aumentó así su inversión internacional, siempre inferior a la realizada en Brasil, y la concentró en la región, al tiempo que sumaba nuevos segmentos (como la refinación, petroquímica, comercialización de combustibles, generación eléctrica o distribución y transporte de gas natural en Brasil). El crecimiento fue tan importante que se transformó en la octava transnacional del mundo perteneciente a un país en desarrollo, la tercera de América Latina y la primera de Brasil, con operaciones en los 5 continentes.

De esta manera, las inversiones de Petrobras en el exterior en general, y en América Latina en particular, comenzaron a crecer año a año. Pero a diferencia de las inversiones externas previas en asociaciones y concesiones petroleras (contando en 1997 con operaciones en 9 países entre ellos Argentina, Bolivia, Ecuador, Estados Unidos, Reino Unido y Angola), Petrobras comenzó a adquirir empresas en diferentes sectores de la cadena energética.

La crisis de 2001-2002 de Argentina, fue una oportunidad para Brasil cuando adquirió PECOM *Energy* y con ello se posicionó como un fuerte actor en el mercado argentino⁵⁸. La expansión de las actividades de Petrobrás en el resto de LAC se vió favorecida por la apertura de ciertos

⁵⁸ Con esta compra Petrobras se transformó en una gran participante en todos los sectores del mercado energético argentino: es 3° petrolera por reservas de petróleo y gas, tiene el 25% del mercado de naftas (con 2 refinerías y el 50% de otra), es una de las principales petroquímicas, tiene el 6,5% de la generación eléctrica por la central Genelba y las hidroeléctricas Piedra del Aguila y Pichi Picún Leufú, el 25% del transporte de electricidad (que vendió este año a Enarsa) y una importante participación en TGS (Transportadora Gas del Sur) y en la distribuidora Edesur. En el año 2005, Petrobras compró parte de los activos de la empresa anglo-holandesa Royal Dutch Shell (que se retiró de gran parte de Latinoamérica). Gracias a esto obtuvo operaciones en Colombia, Paraguay y Uruguay. En el 2007 Petrobras firmó con Repsol y la empresa de energía estatal Enarsa la concesión de dos áreas de exploración *offshore* (ENARSA 1 y ENARSA 2) en el mar argentino, manteniendo el 30% de la primera y el 35% de la restante (siendo además el operador). A diferencia de las concesiones en suelo brasilero, estos contratos se firmaron sin licitación alguna y la estatal argentina mantiene la minoría accionaria en ambos (6). Además, Petrobras ganó una licitación para los yacimientos gasíferos de *Glencross* y Estancia Chiripa en la provincia de Santa Cruz.

mercados como los de Bolivia⁵⁹ y Colombia. Si bien la nacionalización en Bolivia de 2006 y la pesificación en Argentina desde 2002 han afectado su rentabilidad potencial, en ningún caso estas posteriores crisis y cambios de contexto debilitaron su posicionamiento regional y menos aún el posicionamiento interno en el mercado de Brasil. Por el contrario, la elevada renta captada a partir de la aplicación de una política de precios internacionales en el mercado interno, facilitaron la capacidad de autofinanciamiento del grupo que continúa expandiéndose a nivel extraregional, en particular por su papel de avanzada en la exploración en aguas profundas.

Sin embargo, la crisis de Bolivia tuvo un fuerte impacto sobre su decisión de ampliar acuerdos con Bolivia, y de concentrar inversiones en Brasil con miras a convertirse en un exportador neto a largo plazo en materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Otro impacto, quizás de raíces también históricas, lo constituyó un sesgo hacia la continuación de una relativa elevada participación de hidroelectricidad respecto al potencial esperado de generación mediante ciclos combinados.

A pesar de su gran expansión internacional, las inversiones fuera de Brasil apenas superan el 20% del total de las inversiones de la empresa. Si bien existieron adquisiciones en casi todo el mundo (sobresalen la compra de una refinería en Japón a Exxon y del 50% de otra en Pasadena, Texas y operaciones de extracción en África Occidental), sus operaciones se centraron en diversificar sus activos en toda América Latina. Cuando se observa su comportamiento en cada una de esas empresas, su actuación no dista mucho del resto de las transnacionales que funcionan en cada país. Sin embargo, según el plan de inversiones de los próximos años, América Latina no es la principal receptora de capital ya que será superada por las que se concentrarán en Estados Unidos⁶⁰.

Los desafíos que impone el desarrollo del Pre-Sal y las interrogantes acerca de la eventual modificación de la legislación para este y nuevos desarrollos altamente estratégicos impone un interrogante acerca de la reorientación aún mayor de las inversiones dentro del propio territorio brasileño.

Por otra parte, en el marco del PROINFA, Petrobrás anunció⁶¹ que podría invertir en proyectos eólicos, de pequeñas centrales hidro (PCH) y proyectos de biomasa para generación eléctrica.

5.2 ISA

La empresa ISA de Colombia sufrió un fuerte cambio de estructura institucional con el proceso de Reformas iniciado en 1994 que implicó el desglose de los activos de Generación (ISAGEN), los de Transporte (ISA) y la operación del mercado eléctrico mayorista (XM).

ISAGEN es una empresa de servicios públicos mixta, constituida en forma de Sociedad Anónima, de carácter comercial, de orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Su objeto social principal es la generación y comercialización de energía eléctrica. Posee y opera cinco centrales de generación con una capacidad instalada total de 2.132 MW, equivalente al 16% de la capacidad total del Sistema Interconectado Nacional, distribuida en 1.832 MW hidráulicos y 300 MW térmicos, lo que la posiciona como la tercera generadora más grande de Colombia, lo cual la consolida como agente fundamental en el desarrollo de la industria de energía del país. Esta capacidad se complementa con la representación que tiene ISAGEN de 150 MW de la interconexión con Venezuela.

⁵⁹ En el caso de Bolivia Petrobrás participó de la capitalización de YPF, pero la mayor operación fue la adquisición del Campo San Alberto destinado por encima de su rentabilidad al abastecimiento de gas interno. En el año 2004 una comisión técnica boliviana confirmó que el campo de San Alberto (operado por Petrobras junto con Repsol y Total), que cuenta con el 24% de las reservas bolivianas había sido descubierto por YPF en 1990. A pesar de esto en la ley de privatización de YPF fue declarado 'reserva nueva', privatizándose a un precio considerablemente menor (Cf. Mansilla, D. y Kozulj, R., 2009).

⁶⁰ Cf. Mansilla, D. (2008), Petroleras estatales en América Latina: Entre la transnacionalización y la integración (Parte II Final).

⁶¹ Cf. nota de Alexandre Spatuzza / Business News Americas, January 12, 2007 16:08 (GMT -0400).

Entre los principales servicios que presta ISAGEN se encuentran las soluciones energéticas, el suministro de energía eléctrica y gas, y servicios asociados en tres líneas principales: mantenimiento, expansión y eficiencia energética con programas como los de uso racional de energía y sustitución de energéticos, las transacciones en la Bolsa de Energía y los servicios complementarios a la generación. Las operaciones de ISAGEN se realizan en Colombia, aunque actualmente se evalúa la expansión a otros países.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP es una filial del grupo empresarial ISA, encargada de prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica en el Mercado Mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional. Igualmente, presta servicios especializados afines para diferentes sectores productivos del país y la región. Tiene a su cargo las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo con el Ecuador -TIE-, las cuales empezaron el 1 de marzo de 2003 con la entrada en operación de la línea de interconexión a 230 kV entre las subestaciones Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador). XM también puede desarrollar tanto en el ámbito nacional como internacional, las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas; y la administración de mercados de derivados financieros que tengan como activo subyacente energía eléctrica o gas, incluyendo sistemas de compensación. Igualmente, presta servicios especializados afines relacionados con la tecnología y el conocimiento adquirido en el sector eléctrico, debido a su gran experiencia acumulada.

ISA se halla presente como accionista de la EPR proyecto SIEPAC en Centroamérica con un 11%; En la interconexión entre Colombia y Panamá con 50%; en la Interconexión con Ecuador 50%; en Brasil a través de ISA Capital Do Brasil; en Perú, a través de ISA Perú donde participa de la línea principal Transmantaro y otras interconexiones y en Bolivia a través de Isa Bolivia.

Actúa fundamentalmente en los campos de diseño, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión, como operador/asesor de manejo de mercados y como vehículo de inversión. Por otra parte en Ecuador y en Perú ha incursionado en el campo de la infraestructura de conectividad para el sector de las telecomunicaciones.

Su estrategia de inversiones se limita por el momento a participar en concursos preferiblemente en la región andina, vinculados con las especializaciones antes mencionadas.

5.3 ABB

ABB (acrónimo de *Asea Brown Boveri*)⁶² es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zúrich, Suiza y cuyos mayores negocios son los de tecnologías en generación de energía eléctrica y

⁶² A comienzos de la década de los 90, ABB adquiere *Combustion Engineering*, empresa estadounidense líder en desarrollo de suministros energéticos nucleares y convencionales en el mercado norteamericano. Posteriormente, continuando con sus planes de expansión, adquirió ELSAG Bailey en 1999, firma que agrupaba a *Bailey Controls, Hartmann & Braun, and Fischer & Porter*. Hasta ahora, esta ha sido la mayor adquisición en la historia de la corporación y con ella, ABB se ha convertido en el líder del mercado de automatización a nivel mundial. En 2000, ABB firmó un contrato para suministro de equipos y servicios para dos centrales nucleares norcoreanas, bajo un acuerdo multinacional (KEDO) firmado en 1995 por los gobiernos de Estados Unidos, Japón, la República de Corea, y la Unión Europea. Ese mismo año, la corporación disolvió una empresa conjunta formada previamente con la francesa Alstom llamada *ABB-Alstom Power* y vendió la parte de sistemas de generación convencional y transporte ferroviario a *Alstom Power*. ABB vendió además su negocio de generación nuclear a la empresa *Westinghouse Electric Company*. ABB sufrió un proceso de reestructuración en 2005 para poder enfocarse en sus principales negocios actuales: Generación eléctrica y Automatización industrial. Esta reestructuración llevó a la empresa a su organización actual de cinco sectores: Productos para Generación Eléctrica, Sistemas de Generación Eléctrica, Productos de Automatización, Procesos Automáticos y Robótica.

en automatización industrial. ABB es tanto una de las mayores compañías como uno de los mayores conglomerados industriales del mundo. Tiene operaciones en más de 100 países, con una cifra cercana a los 115.000 empleados. es una empresa líder en tecnologías de energía y de automatización que permite a los clientes de la industria y empresas de servicios públicos mejorar su rendimiento, a la vez que reduce los efectos perjudiciales para el ambiente.

ABB se halla en Colombia desde 1961, en México, Ecuador, Perú, Venezuela, Chile, Perú y Argentina.

ABB, ha conseguido pedidos por valor de 540 millones de dólares del Grupo Abengoa, para aplicar esta tecnología puntera a la línea eléctrica de transporte más larga del mundo en Brasil. La línea de 2.500 km, unirá dos nuevas centrales hidroeléctricas en el noroeste del país, con Sao Paulo, el mayor centro económico de Brasil. La energía se transportará a muy alta tensión (600 kV) para minimizar las pérdidas de transporte, es posible que impacte sobre las instalaciones que el grupo posee en Colombia⁶³.

5.4 CGE

La Compañía General de Electricidad es propiedad de un grupo empresario chileno, cuya incursión en el mercado regional se dio principalmente con las privatizaciones de Argentina, en las cuales CGE es accionista en tres compañías distribuidoras del noroeste: EDET de Tucumán; Energía San Juan y Ejesa en Jujuy. CGE participa en el sector eléctrico de Chile a través de filiales y empresas relacionadas presentes en las regiones, I, II, III, IV, V, Región Metropolitana, VI, VII, VIII, IX, XII y XV.

⁶³ Actualmente la sede principal de ABB Colombia se encuentra ubicada en Bogotá, además cuenta con oficinas en Barranquilla, Cali y Medellín y la más moderna planta de transformadores en Dosquebradas – Risaralda.

6. Implicancias de política y conclusiones

Del análisis efectuado en el conjunto de los puntos precedentes se desprenden importantes consecuencias para el futuro del abastecimiento energético de la región y para el diseño adecuado de políticas.

En primer lugar se ha observado que una cantidad importante de países dependen del suministro futuro de gas natural, en tanto el perfil térmico de la región ha ido creciendo desde los noventa a la fecha.

Sin embargo en la mayor parte de los países se presentan restricciones de oferta de gas: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Perú y Uruguay, en su conjunto- y de modo individual- requieren de un importante incremento de la oferta, la que de ser aparentemente abundante hasta comienzos de la presente década, comenzó, por distintos motivos, a ser escasa tras el nuevo escenario de precios internacionales registrado entre 2004 y 2008. Las limitaciones de precios en Argentina desde 2002, un crecimiento inesperado de la demanda en Perú en 2008 y 2009, la nacionalización en Bolivia de 2006, la decisión de exportar gas a Venezuela en Colombia en 2006-2007 sumado a la falta de coordinación de mercados de gas y electricidad en un marco de actores múltiples, decisiones de intervención estatal de muy distinto carácter en la región, crearon un panorama radicalmente distinto al que dio origen a importantes procesos de inversión en la década pasada. Entre ellos, los gasoductos de exportación desde Argentina, el gasoducto Santa Cruz de la Sierra (Bolivia)-SanPablo (Brasil), el gasoducto a Uruguayana y a Montevideo desde Argentina, la Planta de Liquefacción de Perú LNG y la consecuente infraestructura de generación mediante ciclos combinados.

Por otra parte, el propio proceso de reformas y liberalización de mercados en LAC creó una situación paradójica tanto en aquellos países donde el sector público quedó con actores empresarios (por ej. México, Colombia, Brasil y Perú), como en aquellos en los que no (Ej Argentina y Bolivia antes de la nacionalización). Ello en tanto las nuevas reglas crearon una verdadera mejora en la remuneración percibida por los actores públicos y privados. Pero mientras que para los actores privados no existió una vinculación entre rentabilidad y reinversión local en cada país (debido tanto a razones de política de los grupos empresariales, como a las políticas e incertidumbres generadas por muchos países), para los actores públicos se han presentado en muchos casos limitaciones a la inversión a pesar de tener los recursos para hacerlo (por ej. Eletrobrás; Electro Perú; ECOPETROL antes de su capitalización; PEMEX y CFE en México). Esta limitación de permitir la inversión de las empresas públicas se ha dado por diversas situaciones y a partir de diversos argumentos. En algunos casos, por ejemplo, en México, las limitaciones pudieron tener como propósito permitir el ingreso de

actores privados por mecanismos contractuales ante la complejidad y riesgo político y económico de emprender reformas como las de Argentina, o por la propia magnitud de los Recursos como en Venezuela y también México, donde a su vez estos sectores se hallan vinculados a políticas de seguridad de suministro a los EUA. En otros por motivos de equilibrio presupuestario, en tanto el ingreso de estas empresas públicas era necesario para poder financiar el gasto público (Ej. ECOPETROL antes de su capitalización en 2007). En otras simplemente debido a que, a las razones de cobertura del déficit fiscal, se podría agregar la de evitar generar una señal adversa hacia los actores privados cuyas inversiones se buscaba precisamente atraer. Este argumento, por ejemplo, ha sido importante en los casos de Brasil en el caso de Eletrobrás y en Perú.

Por su parte los grupos privados han sufrido profundas transformaciones. Entre 2008 y 2009, tres grandes fusiones han alterado sustantivamente el mapa principal de actores intervinientes en la Región. La toma de ENDESA por la ENEL; la Unión de GDF con SUEZ y la de Gas natural SDG (Repsol) con Unión Fenosa, han dado lugar a un incremento del poder de mercado de estos actores, pero también de una mayor vulnerabilidad de la región. Tanto más cuanto para grupos como GDF-Suez, Gas Natural-Unión FENOSA e IBERDROLA Brasil y México serían los países de mayor interés en expandir negocios, mientras que la situación para países como Argentina, Bolivia y Ecuador, sea por razones de política interna, sea por la visualización negativa que los grupos empresariales tienen de la políticas aplicadas, el panorama de inversiones puede tornarse más complejo, tanto más cuanto el último recurso para sostener las inversiones debería provenir de países con excedentes como Venezuela, pero las propias necesidades y políticas pueden no facilitar procesos de inversión concretos en ninguno de los casos. En tal sentido la reciente crisis eléctrica de Venezuela-aunque fuertemente vinculada a la extraordinaria sequía- ha mostrado la elevada vulnerabilidad del sistema de abastecimiento en LAC. Del mismo modo el recurso de importar gas desde Colombia para mantener presurizados los yacimientos de la Costa Oriental del Lago u Occidente, revela que las inversiones en materia de exploración y desarrollo de infraestructura han sido débiles en ese país.

Por su parte en el caso de Endesa la toma por parte de ENEL ha creado fuertes sinergias en todos los campos, pero, a pesar de ello la inversión proyectada del grupo hacia la región, parecería insuficiente.

En el campo de las renovables si bien varios países de la región, como Argentina, Chile, Brasil, Perú, Colombia y otros han creado mecanismos y reformas regulatorias para incrementar su participación, y ello además concuerda con el mapa de actores descritos y la oferta potencial, no es de esperar que su contribución pueda resolver a mediano plazo los ejes de la seguridad de suministro, ni tampoco lograr grandes mejoras en el tema de impacto ambiental. A pesar de ello es uno de los sectores que se prevé será de los más dinámicos en tanto las cuestiones en torno a grandes obras hidroeléctricas y la oferta de gas no prospere a la velocidad requerida.

El panorama previsible para la resolución del abastecimiento de gas natural para la generación eléctrica muy posiblemente se dé a través del incremento del número de plantas de regasificación. Qué actores liderarán este proceso es aún una incógnita, en especial vinculada a los niveles de producción de países como Brasil y la que logre Repsol en el futuro en el Norte de África como excedente exportable o bien en Venezuela según se ha anunciado tras algunos descubrimientos en esos país. Pero todo ello, salvo, en Chile y Brasil, no sería materializado en el corto plazo.

Los desafíos para atraer inversiones suficientes para expandir la oferta a costos razonables serán sin duda mayores y de mayor complejidad que en el pasado. No sólo las nuevas inversiones ya no tendrán el carácter de “*Take Over*” que tuvieron en los noventa sobre empresas que eran públicas, sencillamente por el elevado grado de operaciones ya realizadas, sino que siquiera es claro que nuevos ajustes en las señales de precios sean suficientes para atraerlas. La disyuntiva entre la inversión pública en el sector y la continuación de las vías de mercado tendrá que lidiar con presupuestos estrechos y limitaciones financieras internas y externas. La gravedad de esta cuestión no pareciera estar siendo considerada, posiblemente por el sólo hecho de que la actual crisis, aunque inferior a la de otras regiones, parece haber disminuido la presión del crecimiento de la demanda momentáneamente. Las subastas como método considerado como compatible entre mecanismos de mercado y la expansión de la oferta energética, tanto para licitar renovables, como expansiones de capacidad en oferta de gas y otro tipo de generación eléctrica parecieran augurar una era de precios y tarifas crecientes. Su internalización en las economías producirá impactos cuya gravedad será muy dispar en cada país según el grado de distorsión que presenten sus cuadros actuales y su actual nivel de holgura relativa para brindar seguridad de

abastecimiento. El énfasis de los grupos internacionales que operan en la región en países con grandes mercados y posibilidades, pareciera generará diferencias marcadas en los distintos países de la región incrementando disparidades entre ellos. Esta situación requeriría de una revisión profunda de las políticas energéticas nacionales bajo un marco unificado y del restablecimiento de mayores niveles de integración energética, a la vez que podría convertirse en una gran oportunidad para la expansión de las empresas latinoamericanas que, en el nuevo contexto han emergido con fuerza como actores con capacidad de internacionalizar también mercados e inversiones.

Bibliografía

- AIE, *Deploying Renewables, Principles for Effective Policies*, OECD, Paris, 2009.
- AIE, *World Energy Outlook 2008, Global Energy Trends to 2030*, p.140.
- AIE, *World Energy Outlook 2009, Global Energy Trends to 2030*.
- Al-Sunaidy, A. y Green, R., (2005) *Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries, Energy, Volume 31, Issues 6-7, May-June 2006, Pages 769-787.*
- Aritzía Correa, R. (2002) Estudio Comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil; aspectos relevantes para el nuevo marco regulatorio chileno, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de ingeniería, Santiago de Chile, 2002.
- Bair, Jennifer (2005), 'Global capitalism and commodity chains: looking back, going forward', *Competition & Change Vol. 9(2), pp. 153-80.*
- BP, *Statistical Review of World Energy*, 2009.
- Commission of the European Communities, *Renewable Energy Road Map, Renewable energies in the 21th century: building a more sustainable future*, Bruselas, 10-1-2007.
- Commission of the European Communities, *Renewable Energy Progress Report*, Bruselas, 24.4.09.
- COP 15, 2009, *United Nations Climate Change Conference*, Copenhagen, Diciembre de 2009, <http://en.cop15.dk/news/view+news?newsid=862>, University of Copenhagen/Climate Change Global Risks, Challenges & Decisions 11/03/2009 13:55, *New renewables to power 40 percent of global electricity demand by 2050: With global cooperation and investment, renewables' share will exceed all previous estimates, Finnish research shows.*
- Dargay, J., Gately, D. y Somer, M. (2007), *Vehicle ownership and income growth: worldwide 1960-2030, Energy Policy*, enero de 2007.
- Diwan, R. (2007) *The Current Implications of the World Energy Situation for United States Energy Supplies*, 12 de abril de 2007.
- DOE, EIA, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov>.
- Durban, R.(2009), La liberalización de los mercados minoristas. El suministro de energía y la protección del consumidor, CNEII SEMINARIO INTERNACIONAL DE LA ENERGIA OSINERGMIN – CIER, Lima, 21 y 22 de Septiembre de 2009.
- Frey, G., Manera, M., Markandya, A., Sacrpa (2009), E., *Econometric models for oil price forecasting: a critical survey*, CESifo Forum, 2009.
- Gausch, J.L . (2004) *Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right*, WBI Development Studies, Washington, DC: World Bank.
- Gereffi, G.2008, 2001, *The Value of Value Chains: Spreading the Gains from Globalisation (Gary Gereffi and Raphael Kaplinsky, co-editors). Special issue of the IDS Bulletin*, Vol. 32, No. 3,

- July. Brighton, UK: Institute of Development Studies at the University of Sussex, 2001; *Manufacturing Climate Solutions: Carbon-Reducing Technologies and U.S. Jobs* (Gary Gereffi, Kristen Dubay and Marcy Lowe). Durham, NC: Center on Globalization, Governance & Competitiveness, Duke, 2008.
- Hogan, W.W., 2009, *Providing Incentives for Efficient Demand Response, Prepared for Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. EL09-68-000, October 29, 2009. Véase también, ELECTRICITY MARKET REFORM: APPA'S JOURNEY DOWN THE WRONG PATH, April 16, 2009, John D. Chandley and William W. Hogan.*
- Huang Liming, *A study of China-India cooperation in renewable energy field, Department of International Economics and Trade, Jinan University, Guangzhou 510632, PR China, en Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 11, Issue 8, pag. 1737-1759, octubre de 2007.*
- Iza, María Paula: "El proceso de internacionalización del sector energético español: Análisis de caso Repsol-YPF" en *Contribuciones a la Economía*, agosto 2007. Texto completo en <http://www.eumed.net/ce/2007b/mpi.htm>.
- Kozulj, R., 2008, Escenarios de Precios Internacionales del crudo y su posible impacto sobre la macroeconomía de Colombia, *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía* N° 32, Bogotá, Octubre-Diciembre de 2008.
- Martin, S. and Parker, D. (1997) *The Impact of Privatisation: Ownership and corporate performance in the UK*, London: Routledge.
- OECD (2002), *OECD Reviews of Regulatory Reforms, Regulatory Policies in OECD Countries From Interventionism to Regulatory Governance*, Paris, 2002.
- OLADE, SIIIE, 2009.
- OSINERGMIN, Segundo Encuentro Internacional de Regulación 2009, Exposición de Luiz Barroso Subasta de Energía y Suficiencia en la Generación, Lima , 21-10-09.
- REN 21, *Renewables Global Status Report 2009*.
- Rozas B., P (2008 a), Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: El caso de ENDESA, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 133, Santiago de Chile, Agosto de 2008.
- Rozas B., P, (2008 b) Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: Los casos de Iberdrola y Unión Fenosa, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 139, Santiago de Chile, Diciembre de 2008.
- Rozas B., P, (2009), Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina, Naciones Unidas, CEPAL, serie Ciencias Humanas, Economía y Energía, Santiago de Chile, 2009.
- Steve Thomas, (2005), *The grin of the Cheshire catstar, Public Service International Research Unit, Business School, University of Greenwich, 30 Park Row, London SE10 9LS, UK.*
- Wai-chung Yeung, H. (2006) *From Followers to Market Leaders: Asian Electronics Firms in the Global Economy, Department of Geography, National University of Singapore, Working Paper Series Vol. 2006-16 September 2006; Situating Regional Development in the Competitive Dynamics of Global Production Networks: An East Asian Perspective Working Paper Series Vol. 2006-15, September 2006.*
- Yin-Fang Zhang and Colin Kirkpatrick, (2002), *Electricity Sector Reform in Developing Countries: an econometric assessment of the effects of privatisation, competition and regulation, Paper N° 31, Centre on Regulation and Competition, Institute for Development Policy and Management, University of Manchester*, octubre de 2002.
- Zamani, Mehrzad, (2004), *An econometrics forecasting model of short term oil price IIES. Energy Economist. 6th IAEE European Conference (2004).*
- Zhang, Y., Parker, D. y Kirkpatrick, C., (2004), *Competition, Regulation and Privatisation of Electricity. Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter? Cranfield Centre for Competition and Regulation Research, School of Management, Cranfield University, UK.*