



Article : 081

# ***La heterogeneidad América Latina y la agenda de políticas energéticas integradas***

ALTOMONTE Hugo

janv.-16

**Niveau de lecture** : Peu difficile

**Rubrique** : Histoire mondiale de l'énergie

**Mots clés** : Amérique Latine, Consommation d'énergie, Approvisionnement en énergie, Politique de l'énergie,

América latina y el Caribe designan a todos los territorios del continente americano que se extiende al sur de los Estados Unidos. En 2013, con una población de más de 600 millones de habitantes, consume cerca de 700 millones de toneladas de petróleo equivalente o sea 5% del consumo mundial de energía.

## **1. El contexto histórico**

Desde mediados de la década de los ochenta y mitad de los noventa, todos los países de América Latina y el Caribe introdujeron reformas a sus sistemas energéticos<sup>1</sup>. Como respuesta a las presiones por modificar un modelo sustentado en esquemas monopólicos verticalmente integrados y predominio estatal de las empresas, se siguieron básicamente dos tipos de modelos: i) los que tuvieron carácter de estructural –segmentando los eslabones de las cadenas energéticas- y ii) otros que sólo modificaron partes de los eslabones, como lo fue el caso de ciertos países que separaron la generación –para introducir competencia- y dejaron integrada la transmisión y la distribución en las empresas públicas pre-existentes.

El origen de esas reformas fue bastante similar en todos los países y pretendió, al menos en los primeros años de su implementación, transformar el papel empresarial del Estado a uno más regulador. Pero además las reformas variaron según el tipo de industria energética: mayor impulso privatizador de empresas públicas en la industria eléctrica que en la de los hidrocarburos. Así, las llamadas “reformas de primera generación”, consistieron en la mayoría de los casos en la segmentación de activos para su posterior privatización, la progresiva eliminación del déficit fiscal, la supresión de controles de precios y consecuente apertura a los sectores financieros.

El supuesto básico que sustentaban este conjunto de reformas deberían haber permitido subsanar ciertos problemas macroeconómicos en general tales como: la eliminación de la inflación, la consolidación de un régimen “económico” de precios de la energía que fuera estable, y la estabilización de los tipos de cambios en la gran mayoría de los países latinoamericanos.

De esta forma el Estado a través de sus empresas dejó ser el ente que decidía cuándo, cómo y en qué invertir. La orientación y la expansión del sector energético pasaron a depender en forma creciente de las decisiones de inversión que tomaba el sector privado -atomizado en actores tanto nacionales como regionales, y en muchos casos extra regionales principalmente de Estados Unidos y España-, con una débil coordinación y/o planificación estatal. Y esto se daba a la par de un clima de abundancia de capitales internacionales disponibles para la inversión y un escenario de precios del petróleo, que se preveía continuaría en un nivel bajo en el mediano largo plazo.

---

<sup>1</sup> Ver entre otros. 1) OLADE, CEPAL, GTZ. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe*. Quito, Ecuador, Julio 2000. 2) Hugo Altomonte y Fernando Sánchez. *Las reformas energéticas en América Latina*. CEPAL, Documento LC/L 1020-P/E. Abril 1997.

Transcurridos más de veinte años de ese proceso<sup>2</sup>, los impactos en los ejes del desarrollo sostenible pueden sintetizarse en:

- a. En lo económico, los logros de la mayor eficiencia económica buscada fueron magros e incluso en algunos países contraproducentes, ya que se asistió progresivamente a una concentración de la industria y algunas prácticas de posición dominante en el mercado; a dificultades en la fijación de precios y en la transparencia de la información; a tendencias de captura del regulador por el regulado; y a ciertas barreras que afectan el traspaso de los logros en eficiencia a los usuarios y a la sociedad en su conjunto, problemas que fueron más notorios en la industria eléctrica.
- b. En lo social se observó que, para alcanzar los objetivos de desarrollo del Milenio, si bien se registró una sustitución progresiva de combustibles sólidos por GLP y una penetración sólida y persistente de la electricidad, siguen persistiendo situaciones de pobreza energética. El acceso a la energía no es solamente disponer de la misma en la residencia, sino que la misma sea de fuentes más eficientes y modernas para proporcionar energía de calidad a la población, tanto en áreas urbanas como rurales<sup>3</sup>. Por otra parte se dieron situaciones en que la política de precios no contribuyó a una mayor inclusión social, o a reducir las condiciones de pobreza energética: los subsidios masivos y no focalizados a la electricidad y al GLP, y en algunos casos al gas natural, son regresivos y no atienden a las poblaciones de ingresos bajos como deberían hacerlo. Los efectos macroeconómicos del alza de precios de la energía, como el aumento de la inflación y la disminución del ritmo de crecimiento, afectan asimétricamente a los grupos sociales más vulnerables, lo cual plantea un reto adicional para las políticas sociales y de lucha contra la pobreza.
- c. En el eje ambiental, para los países importadores netos de hidrocarburos, que son la mayoría en América Latina y el Caribe, el alza del precio internacional tiene el mismo efecto que la aplicación súbita de un impuesto sobre las emisiones de carbono en sus economías y pone de manifiesto la vulnerabilidad y escasa capacidad de ajuste de los países frente a un horizonte de altos precios del petróleo, el gas natural y el carbón. Lo deseable sería lograr la reducción de las emisiones con el aumento sostenido de la eficiencia en el uso de la energía y la incorporación progresiva de fuentes no fósiles en la matriz energética regional, en un contexto de pujanza económica y reducción de la pobreza.

Por otra parte la heterogénea dotación de recursos naturales de la región<sup>4</sup>, así como la heterogeneidad productiva regional plantea desafíos a corto y largo plazo. Algunos de esos desafíos son exógenos y escapan al ámbito de influencia directa de las políticas públicas nacionales: en primer lugar cambio estructural en la demanda de energía global debido al crecimiento económico acelerado de China, la India y otras economías emergentes (BRICs) y su proyección de continuidad, aunque a un ritmo más moderado, para las próximas dos décadas; en segundo lugar el surgimiento de un nuevo régimen internacional para combatir el cambio climático global en la

---

<sup>2</sup> Ver documento desarrollado por las agencias regionales ALADI, ARPEL, CEPAL, CIER, OEA, OLADE, WEC y CAF. *Energía: Una Visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe*. Montevideo Octubre 2013.

<sup>3</sup> Ver UNDP-CEPAL-Club de Madrid. *Contribución de los servicios energéticos a los objetivos de desarrollo del milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe: síntesis ejecutiva*. Santiago, Octubre 2009.

<sup>4</sup> Ver Hugo Altomonte et al. *Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe*. Contribución de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe a la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños. CEPAL Diciembre 2013. También se encuentra un documento para los países de la UNASUR en CEPAL. *Recursos naturales en UNASUR: Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional*. Documento presentado en la Conferencia de la Unión de Naciones Suramericanas sobre Recursos Naturales y Desarrollo Integral de la Región. Caracas, Venezuela. 30 de mayo de 2013.

próxima década bajo el liderazgo político de la Unión Europea, junto con la mayoría de los países del Grupo de los Ocho e incorporando a los BRICs.

Estas dos condiciones exógenas elevan nuevamente la prioridad de los objetivos de política energética largamente identificados en la región y que sin embargo no han concitado la misma atención de los gobiernos en las décadas pasadas. En este sentido los cuatro puntos de la agenda de política energética a corto y mediano plazo serían: mejorar la seguridad energética ; promover el ahorro y uso eficiente de la energía ; diversificar las fuentes de la matriz energética y fomentar la equidad social en el acceso y consumo de energía.

## ***2. El panorama actual de la oferta***

Los hidrocarburos siguen siempre la primera fuente de energía del continente.

### ***2.1. Hidrocarburos***

Una variedad de formas de organización del sector petrolero siguieron los países de la región. En los años noventa, Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela reestructuraron las cadenas productivas y profundizaron la participación privadas desde la exploración hasta la comercialización. A mediados de los 2000 estos países abandonaron progresivamente esos regímenes y avanzaron hacia un mayor control estatal del sector de los hidrocarburos, incluidos el control de precios, la renegociación de contratos, y la nacionalización de activos. En México, desde la nacionalización del sector en 1938, el papel que jugó PEMEX fue tratar de equilibrar su obligación de financiar el presupuesto público con la de producir petróleo, mantener su posición exportadora y realizar las inversiones dentro de su limitada independencia operativa. Recientemente, en el marco de la reforma energética del anunciado Pacto por México de 2012 se prevé que continuará el control estatal a la vez que se promueve la asociación de actores estratégicos y una mayor inversión privada en capital y tecnología.

El comportamiento de los precios internacionales de la energía y, sobre todo, su volatilidad incidió de manera muy heterogénea en las economías de la región. El alza del precio internacional del crudo y sus derivados observada en los últimos años en América del Sur afectó principalmente a los países importadores netos como el Paraguay, el Uruguay, Chile y el Perú. Brasil pasó de ser un importador neto a estar autoabastecido de crudo y exportador de derivados. Durante el período 2000-2006 estos países registraron un saldo negativo y creciente de su balanza comercial del petróleo crudo y sus derivados, cuyo promedio en relación con el PIB ascendió a casi un 6% en el Paraguay, un 3,3% en el Uruguay, un 3,2% en Chile y un porcentaje menor en el Perú del 1,1%. En 2006- 2008 todos ellos alcanzaron máximos históricos de este indicador, con la excepción del Brasil, que a partir de 2007 arrojó un superávit comercial de 1 237 millones de dólares.

En los países del Istmo Centroamericano que son importadores netos de energía, el alza del precio internacional, sumada a la recesión de Estados Unidos y su consiguiente repercusión en las remesas que los trabajadores envían a la subregión, apunta a tendencias macroeconómicas adversas y un menor ritmo de crecimiento. En 2006 la factura petrolera centroamericana alcanzó a representar un 17% de las exportaciones totales de bienes y servicios y casi el 20% en 2008-09.

Lo llamativo fue que el aumento de precios del crudo y de la energía en general no desató un aumento de las presiones inflacionarias. Es decir la región absorbió el aumento de precios con medidas que apuntaron al manejo de la política monetaria y fiscal en los países afectados. Sin

embargo, en cada país con el objeto de contener los efectos hacia los sectores y grupos sociales más vulnerables, se pusieron en práctica un conjunto de subsidios, subsidios que en muchos casos resultaron regresivos<sup>5</sup>. Por otra parte, los países con una posición exportadora neta como Ecuador, México, la Venezuela y en menor medida Colombia, registraron un saldo positivo de su balanza comercial durante el mismo período. Entre estos, se estima que Venezuela, uno de los principales exportadores de petróleo del mundo, duplicó sus ingresos en 2007 en relación con los niveles alcanzados entre 2000 y 2003 (aproximadamente 20.000 millones de dólares anuales) y en 2008 los cuadriplicó. En Venezuela, Ecuador, Bolivia y Trinidad y Tobago<sup>6</sup>, el desafío consistió y consiste aún en la administración de la renta petrolera extraordinaria acumulada en años recientes para prevenir desequilibrios macroeconómicos como la apreciación del tipo de cambio, evitar la llamada “enfermedad holandesa” y el repunte de la inflación [noticias 013 et 014].

Administrar adecuadamente la renta petrolera, será aún más importante en el corto y mediano plazo próximo, dado el contexto económico internacional marcado por una desaceleración de las economías emergentes (China particularmente). Esto unido al débil crecimiento de las economías avanzadas y a una baja demanda de las exportaciones de las economías emergentes; también a que los países exportadores de recursos naturales enfrentan una caída de los precios de esos productos (con la principal incógnita del petróleo). Además, la desaceleración del crecimiento de China, acompañada del objetivo de sus autoridades de reorientar su modelo de desarrollo desde las inversiones y las exportaciones hacia el consumo afectaría la demanda de productos primarios del resto de las economías emergentes<sup>7</sup>.

## **2.2. Las reservas energéticas**

Tres de los cuatro países en los que existe actividad petrolera estatal predominante Brasil, México y la Venezuela, concentran las reservas petroleras de la región y se han visto favorecidos por el aumento de los precios internacionales, acumulando importantes excedentes de la renta petrolera. Los niveles de reservas y producción de estos países son muy distintos y las modificaciones legales en la presente década no han seguido un patrón común, a diferencia de los cambios ocurridos en la década de los años noventa<sup>8</sup>.

Desde el año 1980 las reservas de petróleo de América Latina y el Caribe se incrementaron sustantivamente hasta 1999, pasando de 56 mil millones de barriles (MMBbl) a 137 MMBbl para luego decaer constantemente hasta 121 MMBbl hacia alrededor de 2005. Esto se debe a la disminución registrada en México, cuyas reservas en los mismos años se redujeron en cuatro veces pasando, de 48 MMBbl a sólo 12 MMBbl. Estas variaciones determinaron que su participación dentro del total de las reservas mundiales se elevara de 8,8% en 1980 a 13% en 1999 para luego caer al 9% en 2008. Desde 2008 en adelante las reservas totales de América Latina casi se triplicaron de 117 MMBbl a 341 MMBbl en 2013. Esto se explica por la certificación de las reservas de la faja del Orinoco en Venezuela, cuyas reservas pasaron de 80 MMBbl en 2005 a 295 MMBbl en 2010 y a 298.3 MMBbl en 2013. De esta forma Venezuela, México y Brasil dan cuenta de más del 90% de los

---

<sup>5</sup> UNDP-Club de Madrid-CEPAL. *Contribución de los servicios energéticos*..... op. cit.

<sup>6</sup> Ver CEPAL. *Pactos para la igualdad: Hacia un futuro sostenible. Trigésimo quinto período de sesiones de la CEPAL*. Lima, Perú, Abril 2014. Capítulo 6.

<sup>7</sup> Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). *Panorama de la Inserción Internacional de América Latina y el Caribe, 2014* (LC/G.2625-P). Santiago de Chile, 2014.

<sup>8</sup> Ver Campodónico Humberto. *La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado*. CEPAL. Documento LC/L.2688-P. 2007

recursos a marzo de 2013. Hay que tener en cuenta, que en Brasil aun no se contabilizan los recientes descubrimientos de Tupí<sup>9</sup>.

Las reservas regionales de gas natural experimentaron un crecimiento considerable. Entre las décadas de los años ochenta y noventa crecieron de 144.5 billones de pies cúbicos (Bpc) a 252 Bpc, situándose en unos 276 Bpc en 2008 y 283 en 2013. En consecuencia, en esos años la participación de la región en las reservas mundiales de gas natural se elevó sólo de 5,6% a 6%, declinando hacia el año 2008 al 4,5%, debido al fuerte crecimiento que experimentaron las reservas de los países del Medio Oriente y de la ex URSS. Al igual que en el caso del petróleo, estas reservas se encuentran, en lo sustantivo, en la Venezuela (60,3%), seguido desde muy lejos por Bolivia (9,6%), Trinidad y Tobago 7,2% y Argentina (5,7%). A pesar de los recientes descubrimientos en Perú y Brasil (no contabilizadas las reservas de Tupi) legan sólo al 5% respectivamente. Lo más llamativo es la caída en términos absolutos de las reservas de México y Trinidad y Tobago en el primer caso caen de 68 Bpc en 1995 a 12.3 Bpc en 2013; y en el segundo de 20 Bpc a 12.4 Bpc para los mismos años.

Por otra parte, la producción de gas fue más dinámica que la de las reservas, lo que lleva a una sistemática disminución de la relación reserva-producción: 80 años en 1990, a 53.6 años en 2000 y sólo 41.2 años en 2005.

De otras fuentes, América Latina y el Caribe presenta o posee :

- una reducida cantidad de reservas de carbón, comparadas con las que existen en el resto del mundo. Entre los años 1980 y 1999 la participación de la región en las reservas mundiales creció levemente de 1,2% a sólo 1,6% y actualmente está en torno del 1.5%. Este recurso está concentrado básicamente en Brasil y Colombia que representan el 80% de las reservas regionales. La relación reservas/producción actual permitiría disponer de este recurso por 430 años.

- un potencial a 2013 de 694 GW de hidráulica de los cuales tiene en explotación solamente 157, esto es el 22%. En América del Sur y particularmente en Brasil se registran los mayores niveles de aprovechamiento, con un 33% y un 32%, Por su parte la zona andina, que un potencial similar al de Brasil solo explota un 12%, lo que evidencia una brecha significativa.

- una utilización limitada o poco desarrollado de otras renovables no tradicionales. Si bien la exploración del potencial geotérmico es todavía muy limitada, se estima que a fines del 2013, la región podría desarrollar una capacidad instalada de unos 1 500 MW, corresponde al 16% del total mundial. En la actualidad dicha capacidad, cercana a los 1 300 MW, equivale al 14% de la potencia geotérmica instalada a escala mundial. El uso de la geotermia para la generación de electricidad es poco significativo. En los últimos veinte años la oferta de geotermia representó solamente el 0.7% de la oferta primaria total, siendo Costa Rica, El Salvador, Guatemala, México y Nicaragua los países que más representativos en su explotación. Existe un potencial interesante en Chile, Colombia, Ecuador, Honduras y Perú.

---

<sup>9</sup> Ver *Internacional Petroleum Reserves and Resources*. Energy Information Administration, US-DOE, Agosto 2014. ([www.doe.gov](http://www.doe.gov)); BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011, 2012, 2013 [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, *World Oil and Gas Review 2010*, 2010 [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml> (in CEPAL documento para CELAC op citado)

## **2.3. Componentes de la oferta y producción en América Latina y el Caribe**

La oferta interna de energía primaria experimentó un crecimiento sostenido en las últimas tres décadas. Al concluir los noventa era cercana a los 4 600 millones de BEP y en 2013 alcanzó los 5 888 millones de BEP<sup>10</sup>.

### **2.3.1. Producción de energía primaria**

Como resultado de las políticas implementadas por los diferentes países, sumadas a la dotación de recursos naturales energéticos descrita anteriormente, la producción de energía primaria de la región es fundamentalmente de origen fósil. Si bien la participación del petróleo se redujo sostenidamente desde los años setenta al 62% del total al 39% en el año 2013.

Sin embargo el conjunto de las energías fósiles siguen siendo las energías dominantes por cuanto representan desde 1990 en adelante el 73% de la oferta de energía primaria. Esto como consecuencia de la gran penetración del gas natural. A comienzos de la década de los años setenta el gas natural representaba el 11% de la oferta total de energía primaria (OTEP); durante los años ochenta alcanzó el 16%, para crecer al 22% a fines de la década siguiente y continuó creciendo hasta representar 29% OTEP en 2013. Quizá su contribución futura pueda aumentar si se concretaran o lograra un nuevo impulso la integración gasífera en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile, y entre Brasil y Bolivia; o a través del GNL desde Perú y Venezuela al resto de la región.

En la década de los años setenta la proporción de la hidroenergía pasó del 4% al 6% hasta alcanzar 9% en los años noventa y un máximo de 11,5% en el año 2000. A partir de este año su participación ha disminuido sistemáticamente estabilizándose en un valor cercano al 9% hacia 2013. Esto se explica por el proceso de reformas y la dinámica de inversión en el sector eléctrico que privilegió el desarrollo de centrales menos intensivas en capital (térmicas por caso), en detrimento de centrales hidroeléctricas.

El desarrollo geotérmico y nuclear<sup>11</sup> cobró un impulso relativo desde mediados de los años setenta pero su contribución a la producción de energía primaria es todavía muy reducida, siendo equivalente a sólo 0,2% y 1% respectivamente.

Es interesante destacar la sostenida reducción de la participación de la leña. Su contribución se redujo de 17% a 8% en los últimos 35 años. Ello tiene efectos favorables no sólo sobre la calidad de la energía consumida por la población pobre y/o rural sin acceso a combustibles comerciales (kerosene y GLP), sino además sobre el medio ambiente, en particular sobre la deforestación. En algunos países como El Salvador, Haití y República Dominicana, su impacto negativo continúa siendo persistente.

---

<sup>10</sup> Toda la información referida a las componentes de la oferta de energía están tomadas de OLADE, *Sistema de Información Económico Energética*, versión septiembre de 2014.

<sup>11</sup> A septiembre de 2014 existen siete centrales nucleares en operación: Laguna Verde I y II en México; Angra I y II en Brasil; y en Argentina las centrales Atucha I y II, y Embalse.

### 2.3.2. Producción de energía secundaria

Los sistemas eléctricos de la región se caracterizan en general por la elevada participación de la generación de origen hidráulico, crecimiento elevado de la demanda y riesgos de falta de abastecimiento durante épocas de sequías (baste solo recordar las sequías de los sistemas de Brasil, Argentina y Chile en 1998-99). A lo anterior se sumó la volatilidad pero con tendencia al alza de los precios de los hidrocarburos y su impacto en los costos de generación, lo que llevó a autoridades energéticas a tomar medidas de planificación y política eléctrica, y regulatorias, para asegurar la expansión de los sistemas en el largo plazo.

Diversos países adoptaron o establecieron diversos mecanismos para fomentar la construcción de centrales de generación y otras infraestructuras a partir de fondos públicos o público-privados. La tendencia es que existan mercados de contratos de largo plazo y mercados spot para la energía. En términos generales, la orientación desde 2004 ha sido la de reformar y reforzar los mecanismos de contratación de largo plazo como forma de asegurar el abastecimiento.

En general, en todos los países de América del Sur, existen remuneraciones a la capacidad de generación separadas de las de energía (con la excepción de Brasil), y los precios spot resultan de los costos marginales obtenidos de modelos de optimización de la operación, que emplean costos variables de las centrales (con la excepción de Colombia en donde se emplean ofertas de precios de los generadores). En Argentina, Brasil y Uruguay existen cotas superiores explícitas a los precios spot. En Ecuador existen normas que fijan precios regulados para los contratos en base a la remuneración de costos fijos y variables.

Estos cambios junto a las restricciones financieras y ambientales impuestas al desarrollo de obras hidroeléctricas, junto a la forma en que se produjeron las primeras etapas de las reformas ocurridas entre 1990 y 2000 condujeron de modo natural a la tendencia de un mayor consumo de gas natural para generación de electricidad en casi todos los países de la región debido a la alta eficiencia y bajo costo de inversión de los ciclos combinados y máquinas turbo gas de ciclo abierto. Adicionalmente, en casos como el de México la introducción de la figura de Productores independientes de energía y en otros debido a distintos factores, se incrementó la participación de la generación de electricidad de los auto productores, el grueso de los cuales optaron por equipamientos térmicos presionando sobre las inversiones de la empresa petrolera estatal para incrementar inversiones en producción de gas. El resultado fue que en 2012 en la región prácticamente la potencia instalada hidro sea equivalente a la térmica, seguida muy de lejos por la nuclear y otras, entre ellas la de biomasa y eólica (Fig. 1).

<b>País o subregión</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>Térmica</b>	<b>Geotérmica</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Otras</b>	<b>Total</b>
México	11 542	38 631	887	1 365	87	52 512
Centroamérica	5 086	6 305	552	0	517	12 460
El Caribe	859	15 449	0	0	87	16 395
Zona andina	30 521	23 716	0	0	1 143	55 381
Brasil	82 458	31 243	0	2 007	1 426	117 134
Cono Sur	26 385	34 420	0	1 018	1 042	62 865
<b>Total de la CELAC</b>	<b>156 852</b>	<b>149 764</b>	<b>1 438</b>	<b>4 390</b>	<b>4 302</b>	<b>316 745</b>

**Fuente:** Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Información Económica Energética (SIEE), 2012 [en línea] <http://siee.olade.org/SIEE>.

**Fig. 1 : Potencia eléctrica instalada (MW)**

Por otro lado, la incorporación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética es aún muy marginal. Brasil y Uruguay realizan subastas para comprar esas energías y Chile estableció que a partir de 2010, las empresas distribuidoras deben cubrir el 5% en el

abastecimiento con ERNC o pagar una multa, en tanto Ecuador ha establecido precios especiales por tipo de tecnología. A nivel de distribución aún cuando se reconozca una mejora en la eficiencia empresarial, persisten niveles altos de pérdidas y se resta mucho por mejorar en la calidad del servicio.

Del lado de la oferta de productos petroleros, el déficit de refinación, el desarrollo de infraestructura y las inversiones requeridas crearon serias restricciones de oferta de derivados y su creciente importación. La capacidad de refinación creció sólo al 0.3% a.a. para una demanda que lo hizo por encima del 2.4% a.a.

La desadaptación conjunta, cualitativa y cuantitativa, de las refinerías condujo a una mayor necesidad de importación de derivados como el diesel, creando excedentes exportables de fuel oil de menor valorización en el mercado. En efecto la importación con relación a la oferta total de diesel oil pasa de 0.93% en 1990 a 21.6% en 2000, y sigue creciendo constantemente hasta 30.7% en 2013.

### ***2.3.3. La balanza comercial: importaciones y exportaciones***

El volumen de las importaciones de productos energéticos creció sostenidamente desde inicios de la década de los años setenta y lo hizo a una tasa mayor que el crecimiento de la Oferta Total de Energía Primaria (OTEP). Por tanto la relación las importaciones de energía acrecentó sistemáticamente su relación con la oferta total pasando de 20% en 1990 a 25% en 2010 y 27% en 2013. Si bien estas cifras contienen el comercio intrarregional, no deja de llamar la atención la reducción del excedente comercial de energías secundarias. Es decir que la región es cada vez más dependiente del abastecimiento externo de las fuentes secundarias.

Entre los años 1990 y 2013 las importaciones de energía primaria con relación a la OTEP presentó un ligero aumento al pasar de 13.4% a 14.7%. Pero el mayor aumento se originó en las energías secundarias al pasar de 8.6% a 21.18%, explicado fundamentalmente por los derivados de petróleo y en particular con el diesel oil.

El ritmo creciente de las exportaciones petroleras y de gas natural (en este caso debido al comercio intrarregional) explica la relación creciente de las exportaciones de energía primaria con respecto a la OTEP de 31% en 1990 a casi 44% en 2013. Sin embargo esta relación en las energías secundarias baja de 20.4% a 13.8% (cuadro 1).

**Cuadro 1 : Evolución de las importaciones y exportaciones de energía**

Actividad	1990			2013		
	Total Primarias (MMbep)	Total Secundarias (MMbep)	Total (MMbep)	Total Primarias (MMbep)	Total Secundarias (MMbep)	Total (MMbep)
Producción	4482	2438	4482	7601	3620	7601
Importación	488	184	672	866	829	1695
Exportación	1127	438	1565	2570	539	3109
Oferta Total	3646	2145	3353	5889	3915	6185
Saldo Comercial (Exp-Imp)	639	253	893	1704	-290	1414
IMP/OFERTA (%)	13.4	8.6		14.7	21.2	
EXP/OFERTA (%)	30.9	20.4		43.6	13.8	

Fuente: en base a SIEE de OLADE versión septiembre 2013

La desigual distribución regional de los recursos naturales implica naturalmente balances desiguales entre las distintas subregiones: cierta estabilidad de los coeficientes en Brasil y los países del Cono Sur (aunque en este caso se debe llamar la atención a la cada vez más acuciante importación de gas natural y GNL de Argentina); México, a pesar de la disminución observada de las reservas de hidrocarburos, presenta un indicador de exportación muy importante (superior al 60%); los países de América Central y el Caribe surgen como regiones netamente importadoras de energía, aunque en el caso de el Caribe existe un alto coeficiente de exportación explicado exclusivamente por el caso del gas natural y GNL de Trinidad y Tobago. La zona Andina, destaca porque las exportaciones equivalen a más de dos veces la oferta total. Las exportaciones de petróleo de Venezuela, de carbón de Colombia, y de gas natural de Bolivia son las variables que explican dicha relación.

### **3. Consumo Final de Energía**

América Latina y El Caribe no sufrió mayores modificaciones en el posicionamiento internacional del consumo, su crecimiento fue ligeramente superior al promedio mundial y representó alrededor del 5% al 5% del mundo en los años 1990 y 2013<sup>12</sup>.

La estructura sectorial del consumo final de energía experimentó cambios significativos en los años setenta que se explican por el mayor dinamismo económico registrado en dicho decenio. Pero después de esa década y entre 1980 y 2013 la estructura no ha experimentado mayores modificaciones, con excepción del continuo crecimiento que presentó el sector transporte en el consumo total.

<sup>12</sup> Agencia Internacional de Energía. *Key World Energy Statistics*, varios números 2000 a 2013. En línea [www.iea.org](http://www.iea.org)

La participación del sector industrial se mantuvo estable en torno del 32-33%. El consumo del transporte pasó 31% en 1990 a casi 36% en 2013, mientras que el sector residencial disminuye su participación de 20% en 1990 a 16.3% en 2013.

A partir del año 1980 se observó claramente una desaceleración del crecimiento del consumo total y de los dos sectores que fueron más dinámicos en los años ochenta. Así, el consumo total crece entre 1990 y 2005 a un 2,4% promedio anual, contra 2,5% del transporte y 1,8% de la industria, promedios que son muy inferiores a los crecimientos de la década de los años setenta en que se registraron tasas superiores al 4,6% anual para el total, destacando el sector transporte con 6,5%. Finalmente, el consumo del sector residencial creció en forma muy moderada en los años ochenta a una tasa del 0,7% anual, con cierto dinamismo en la década de los años noventa (1,6% anual) y caer fuertemente al 0,5-a.6% entre los años 2000 y 2013.

### ***3.1. La particularidad del sector transporte: el dispar proceso de dieselización y los subsidios***

El importante proceso de dieselización del parque automotor, tanto de carga como de pasajeros, que se dio en la región desde los años setenta, ha sido continuo hasta el presente, aunque desde el año 2000 hasta la actualidad la estructura del consumo no ha sufrido grandes modificaciones. También se verificó que el gas natural comprimido, y las mezclas de etanol con gasolina, que se queman en motores Otto, no tienen mayor significado en los países excepto el GNC en Argentina y Brasil y el etanol en Brasil, observando para el resto de países una baja participación del consumo sectorial.

Pero también es necesario observar que el proceso de dieselización no ha sido homogéneo en las diferentes subregiones, constatándose que en el área del Mercosur, Chile y países de América Central la dieselización del parque fue más profunda que en el resto de subregiones. En efecto al comparar la participación del consumo de diesel oil y gasolina en las diferentes subregiones para 2013 se observa una fuerte participación del consumo de gasolina en México, Zona Andina, El Caribe (superior al 50%). Normalmente el consumo de gasolina está asociado al transporte individual de personas, y en pocos casos a la carga de corta distancia (urbana) y en tipo de vehículos de poca carga útil (por lo general menores a 2.5 toneladas). Por tanto cuando se subsidia el precio de las gasolinas o se aplica algún tipo de medida para paliar el aumento de precios de este combustible, y no se lo focaliza, se lo hace para favorecer básicamente a la población que posee un automóvil particular<sup>13</sup>. En el caso de las gaolinas Premium, esto es las de 94 octanos, algunas estimaciones realizadas a partir de las encuestas de gasto de los hogares, arrojan como resultado índices de Gini superiores a 0.6 y en algunos casos a 0.75. Esto es que los medios y altos ingresos concentran el consumo de ese energético, por que el subsidio masivo sería regresivo.

En cambio, el consumo de gas oil, está dirigido fundamentalmente al transporte colectivo de personas (urbano e interurbano) y a la carga de todo tipo (corta y larga distancia), por tanto las medidas de políticas de precio -subsidios diferenciados o generalizados- trataron de evitar impactos inflacionarios en general y aumento de costos en el transporte en particular.

---

<sup>13</sup> Sabido es la dificultad de medir estrictamente desde el punto de vista económico el subsidio a las gasolinas. Una aproximación sería hacerlo a partir del costo de oportunidad. Dado que el precio final al consumidor está compuesto de tres componentes: i) precio exrefinería; ii) margen de comercialización; iii) impuestos, la aproximación del subsidio consistiría en la diferencia entre el costo de oportunidad (precio de paridad de importación o exportación: PPI o PPE) y el precio ex-refinería. Así surgen claramente países como Venezuela, Bolivia, Ecuador y en menor medida Argentina que subsidian masivamente las gasolinas y otros que siguen la trayectoria del PPI como Chile, Colombia, Paraguay y Uruguay.

A su vez, para el diseño de políticas de sustitución de hidrocarburos por biocombustibles para consumo del sector transporte es necesario tomar en cuenta las particularidades de la composición del consumo de los países, la dotación de recursos naturales, las materias primas, las tecnologías, y los impactos ambientales y sociales, entre otros.

### ***3.2. El consumo del sector residencial : la urbanización factor explicativo de la electrificación y aumento del consumo de gas***

Como consecuencia del proceso migratorio de las áreas rurales a las urbanas, unido a la mejora de la infraestructura de distribución de ciertas fuentes y al proceso de desarrollo general de la región, la evolución del consumo de las familias muestra por una parte una sensible mejora en la calidad del consumo familiar, al verificarse la penetración de fuentes de mayor rendimiento, como la electricidad, el gas natural y GLP. Pero al mismo tiempo, las políticas públicas para mejorar el acceso de las familias pobres urbanas y rurales a esas fuentes de mejor calidad resultaron insuficientes, es significativo que la leña sigue siendo la principal fuente de energía con 38% del consumo total residencial. Es decir que los frutos del crecimiento económico, las mejoras distributivas y por ende una mejor distribución del consumo de las fuentes energéticas de mayor calidad, podrían no ser accesibles a una gran mayoría de familias latinoamericanas (del sector rural) o que hay razones estructurales mucho más compleja que la simple ecuación económica que explica este fenómeno. Si bien es sabido que las estadísticas sobre el consumo de leña<sup>13</sup> necesitarían ser actualizadas por medio de encuestas específicas de oferta y uso para toda la región, la estimación del Organismo Latinoamericano de Energía, (OLADE) en la cual se basa lo dicho anteriormente está indicando que la cantidad de leña consumida disminuyó de 267 a 226 millones de BEP entre los años 1980 y 1990.

Sin embargo en 2006 se consumió un 7% más de leña que en 1990 por cuanto en la actualidad el consumo total de leña llega a los 240 millones de BEP.

Cuando se analiza la articulación del problema de la pobreza y precios de la energía, se nota que el aumento de precios no sólo afecta a los más pobres, sino que las políticas de subsidios a los combustibles no focalizadas son políticas regresivas y acentúan las brechas entre ricos y pobres. Es decir, o bien se subsidian las fuentes consumidas principalmente por los estratos de altos ingresos, o no se presta la debida atención a las fuentes consumidas por los estratos más pobres, como por ejemplo la leña y kerosene.

### ***3.3. El consumo total por fuentes: importantes procesos de sustitución***

Se observan algunas grandes evoluciones :

- significativa reducción del consumo de energía primaria (de 38% en 1970 a 25% en 2013) motivado fundamentalmente por la sustitución de la biomasa en general y de la leña en particular ; el aumento observado en el gas natural -que duplicó su participación en la composición del consumo final- no alcanzó a compensar la reducción de la biomasa ;
- notable penetración de la electricidad en la ecuación del consumo total (del 6,2% en 1970 a casi 18% en 2013), motivada fundamentalmente por el crecimiento de la cobertura eléctrica y el proceso de urbanización ;
- fuerte expansión del gas licuado que casi duplica su participación y la dieselización del transporte, en particular del transporte de cargas pero también de personas ;
- la expansión del gas natural se debe fundamentalmente a la fuerte sustitución del fuel oil en el sector industrial y en la generación eléctrica ; este fenómeno ha motivado la regresión de este último de 12% en 1970 a 3% en 2013 en el consumo interno, aumentándose así los excedentes exportables de pesados o su destino para el consumo de bunker ;
- no obstante los interesantes progresos normativos tendientes a impulsar las renovables su participación en la oferta total de energía muestra una tendencia prácticamente constante manteniendo un 25 % en las dos últimas décadas, siendo la hidroenergía, la leña y los productos de caña las fuentes predominantes ; por ahora la geotermia, la energía eólica y la solar tienen participaciones sólo marginales.

## ***4. Trayectoria de la intensidad energética en América Latina y el Caribe***

La evolución de la intensidad energética en América Latina y el Caribe durante el período de 1980 a 2000 muestra un relativo estancamiento en torno de los 50 bep/mil dólares de PIB como consecuencia de dos tendencias contrapuestas: una al alza de la intensidad provocada por los cambios estructurales que se dieron en la economía de la región hacia una mayor participación de sectores energointensivos; y otra que la contrarrestó como fueron los fuertes procesos de sustitución entre fuentes de menores rendimientos por otras de mayor calidad. A partir de la segunda mitad de la década del 2000 la intensidad baja sistemáticamente, consecuencia del fuerte crecimiento económico registrado, particularmente en el quinquenio 2003 a 2008 (4.5 % anual del PIB por habitante) y de ciertos cambios tecnológicos en algunas industrias energointensivas y en el sector minero (cuadro 3). No hay información veraz que certifique mejoras sensibles en la intensidad sector transporte esto es en bep/pasajero transportado o tonelada-kilómetro transportada. Daría la impresión que a nivel de personas las mejoras tecnológicas en los automotores trajeron aparejado una reducción del consumo por unidad transportada. Sin embargo el crecimiento del parque automotor debilitó dicha mejora y, como se dijo precedentemente, el transporte es uno de los sectores más dinámicos del consumo total.

**Cuadro 2 : Intensidad Energética de A. Latina y el Caribe (Bep/mil dólares de 2005)**

1980	50.24
1990	51.76
2000	50.33
2005	48.83
2010	45.71
2011	44.69
2012	43.60

Fuente: OLADE SIEE versión septiembre 2014

## ***5. Los temas pendientes de la agenda energética para propender a un desarrollo sostenible***

La región tiene la oportunidad de reducir el rezago de su propia agenda en materia de política energética y al mismo tiempo desempeñar un papel proactivo en el concierto internacional para combatir el cambio climático. Dicha estrategia permitiría a la región captar los beneficios derivados del esfuerzo internacional, tales como el acceso a flujos financieros y tecnológicos adicionales, a fondos multilaterales para energía limpia y eficiencia energética, y a inversiones y proyectos de mercados de carbono. En el contexto descrito de situación de la oferta y demanda, para hacer frente al nuevo entorno internacional, la región deberá aplicar reformas de política energética de “segunda generación”, que complementen las que se implementaron en los años noventa.

Para tal fin, deberá hacer un balance de los avances alcanzados hasta la fecha en aspectos de su política energética, tales como:

- la corrección de las distorsiones de precios existentes que afectan el manejo sostenible del crecimiento de la demanda (subsidiarios generalizados y no focalizados al gas natural, las gasolinas y otras distorsiones de precios generalizadas en la región);

- la superación de barreras para la penetración de fuentes renovables y el aumento de su participación en la oferta energética regional [noticia 053];

- nuevas políticas de inversión y tecnológicas para acelerar el recambio, penetración y difusión de infraestructura y bienes de capital y consumo que traigan incorporada mayor eficiencia energética y

- rediseño de políticas de infraestructura urbana y ordenamiento territorial para manejar el crecimiento acelerado de la demanda de transporte individual en la región, que trae aparejado un consumo creciente de combustibles fósiles líquidos y derivados, y en el transporte de carga una nueva distribución entre modos de transporte (*modal split*) para reducir el consumo de combustibles y la contaminación.

Para lograr un aumento sensible de la eficiencia en el uso de la energía en todos los sectores y plantear una nueva visión integral de la política energética para la región que pueda hacer frente a este variado conjunto de objetivos, las líneas de acción podrían situarse a nivel de:

- Fortalecer las instituciones y las políticas sobre el uso eficiente y el manejo de la demanda, así como la promoción de energías renovables y la diversificación de fuentes convergentes. En las políticas de precios, los incentivos fiscales, los mecanismos de mercado y las medidas regulatorias se

debe considerar la heterogeneidad de los objetivos y actores estratégicos sobre los cuales recaen dichas políticas<sup>14</sup>. A pesar de algunas experiencias exitosas, en la región existe un gran potencial aún no aprovechado ya que la región latinoamericana presenta una limitada y reciente atención a la eficiencia energética<sup>15</sup>. Con excepción de pocos países en que la eficiencia energética ha sido motivo de políticas de Estado y durables en el tiempo, en la mayoría de casos el tema no ha sido incorporado plenamente en la agenda de las políticas públicas.

- Reafirmar el carácter multisectorial y el enfoque integral de la política energética, diseñando mecanismos de coordinación institucionales que permitan una articulación con los dispositivos normativos, promocionales y regulatorios. Para asegurar la eficacia de esta normativa o ley específica es fundamental dicha articulación e institucionalidad funcional a sus propósitos, así como un abanico de instrumentos, programas y fondos adecuados. En este sentido, las medidas de política macroeconómica para controlar las presiones inflacionarias no deberían afectar la sostenibilidad energética.

- Reforzar la planificación integrada de recursos. Orientar a los inversionistas privados en cuanto a la dirección de la inversión energética y considerar el ahorro y uso eficiente de la energía como una fuente más y reorientar a los usuarios hacia una mayor productividad en el uso de la energía. Por lo tanto, las medidas a corto plazo deberán ser coherentes con el objetivo al que apunta dicha planificación: el mediano y largo plazo se construye con la suma de las medidas a corto plazo.

- Crear las condiciones regulatorias para una mayor complementariedad energética regional y una mayor cooperación internacional. Se deberían armonizar las normas y reglamentos, eliminar barreras de todo tipo para propiciar una mayor integración energética, reforzando la integración de sistemas energéticos bilaterales, pasando luego a sistemas subregionales y finalmente a sistemas regionales.

- Seguir manteniendo una reducida participación de América Latina y el Caribe en las emisiones totales de contaminantes, pese a que la región debe aumentar su consumo per cápita con una mayor equidad social. De allí la importancia del uso eficiente y una mayor penetración de las energías renovables; es decir, la región debe consumir más energía pero en forma más equitativa y eficiente.

- Incluir la equidad social como un eje de las reformas de segunda generación. Esto plantea sin duda un serio desafío en cuanto a los mecanismos institucionales, de gestión, implementación y financiamiento que deberán crearse para contribuir a esta meta. Las asimetrías en la distribución del ingreso que caracterizan a América Latina y el Caribe tienden a reproducirse en el patrón de consumo energético entre los quintiles altos y bajos de la población. Desde el punto de vista de la política energética estas asimetrías distributivas pueden requerir políticas diferenciadas como tarifas escalonadas y subsidios cruzados.

- Movilizar suficiente inversión en su infraestructura energética, por cuanto las reformas regulatorias aplicadas desde los años noventa no se han traducido en un crecimiento balanceado del sector. En la próxima década la región debe promover la movilización de recursos para inversiones en todos los eslabones de su infraestructura energética. Ante la eventualidad futura de una caída en los precios internacionales (y/o aumento en costos) y la inminente necesidad de desarrollar el recurso hidrocarburífero, la región se enfrenta al desafío de compensar el deterioro de las variables económicas por el fortalecimiento de aspectos institucionales y legales, enfocados hacia una reducción del riesgo del inversor. Es el caso de los nuevos proyectos de *shale gas* y/o *shale oil* Argentina [noticias 019 y 020], México y Colombia, así como los yacimientos de pre-sal en Brasil y el crudo extrapesado en Venezuela. Estos dos últimos proyectos enfrentan desafíos dados por la financiación y ejecución de un sustancial monto de inversión presupuestado.

---

<sup>14</sup> Cf. ALADI, ARPEL, CEPAL, CIER, OEA, OLADE, WEC y CAF. Op cit.

<sup>15</sup> En un reciente documento de CEPAL se establecen las situaciones para 27 países de A. Latina y el Caribe. Ver Claudio Carpio et al. *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: avances y desafíos del último quinquenio*. Santiago, Octubre 2013.

## ***Bibliografía adicional***

1. OLADE. Sistema de Información Económico Energético (SIEE) versión agosto y septiembre 2014.
2. International Energy Agency. Key World Energy Statistics, varios números 2000 a 2013. En línea [www.iea.org](http://www.iea.org)
1. OLADE, CEPAL, GTZ. Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Quito, Ecuador, Julio 2000.
2. Fernando Sánchez y Hugo Altomonte. Las reformas energéticas en América Latina. CEPAL, Documento LC/L 1020-P/E. Abril 1997.
3. ALADI, ARPEL, CEPAL, CIER, OEA, OLADE, WEC y CAF. “Energía: Una Visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe”. Montevideo Octubre 2013
4. UNDP-CEPAL-Club de Madrid. Contribución de los servicios energéticos a los objetivos de desarrollo del milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe: síntesis ejecutiva. Santiago octubre 2009.
5. Hugo Altomonte et al. Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe. Contribución de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe a la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños. CEPAL Diciembre 2013.
6. CEPAL. Recursos naturales en UNASUR: Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional. Documento presentado en la Conferencia de la Unión de Naciones Suramericanas sobre Recursos Naturales y Desarrollo Integral de la Región. Caracas, Venezuela. 30 de mayo de 2013;
7. CEPAL Pactos para la igualdad: Hacia un futuro sostenible. Trigésimo quinto período de sesiones de la CEPAL. Lima Perú Abril 2014. Capitulo 6
8. CEPAL. Panorama de la Inserción Internacional de América Latina y el Caribe, 2014 (LC/G.2625-P), Santiago de Chile, 2014.
9. Campodónico Humberto. “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado”, CEPAL. Documento LC/L.2688-P. 2007
10. US-DOE Internacional Petroleum Reserves and Resources. Energy Information Administration. Agosto 2014. ([www.doe.gov](http://www.doe.gov)); BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011, 2012, 2013 [en línea] <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, “World Oil and Gas Review 2010”, 2010 [en línea] <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml> (in CEPAL documento para CELAC op citado)

: mejora la calidad del consumo, pero aumenta la vulnerabilidad de los pobres por falta de acceso y pobreza.