

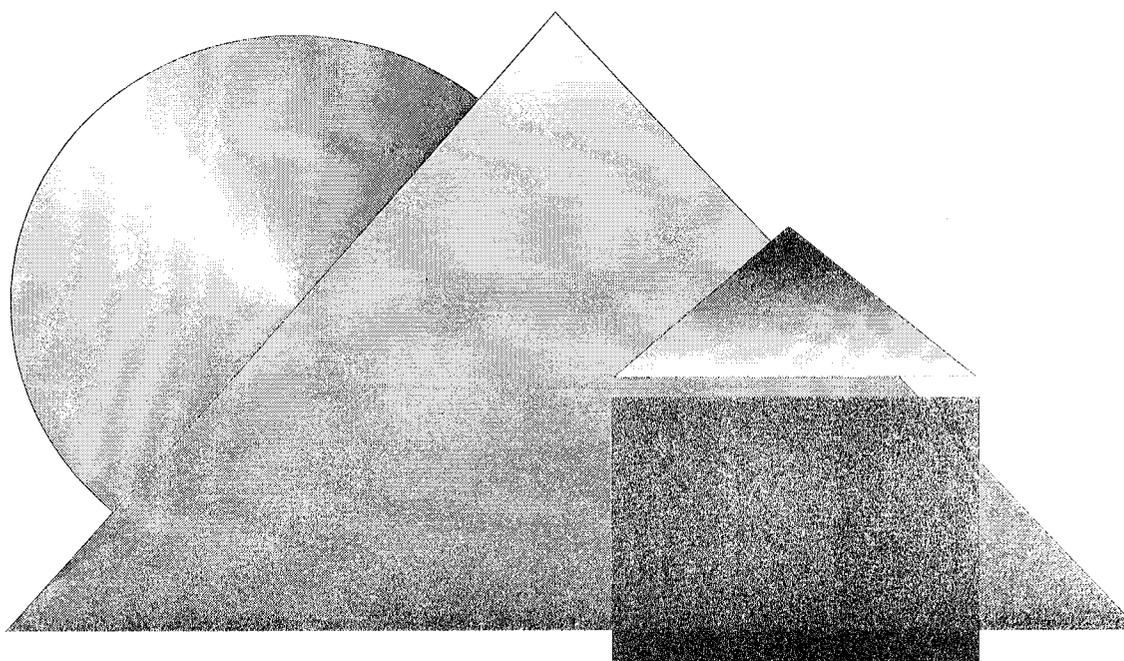
---

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE  
**SERIE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO 1**

---

# **Las reformas energéticas en América Latina**

**Fernando Sánchez Albavera**  
**Hugo Altomonte**



**NACIONES UNIDAS**

---

---

---

**SERIE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO**

**Las reformas energéticas en América Latina**

**Fernando Sánchez Albavera  
Hugo Altomonte**



**NACIONES UNIDAS  
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE  
Santiago de Chile, 1997**

LC/L.1020  
Abril de 1997

**Este trabajo fue preparado por los señores Fernando Sánchez Albavera, Asesor Regional en Minería y Energía y Hugo Altomonte, Experto Regional en Energía de la División de Medio Ambiente y Desarrollo.**  
**Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.**

## ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN .....	7
I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL ESCENARIO MUNDIAL .....	9
A. RESERVAS ENERGÉTICAS .....	9
1. Hidroenergía .....	9
2. Petróleo .....	9
3. Gas natural .....	10
4. Carbón .....	10
5. Otras fuentes .....	10
B. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA .....	11
C. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA .....	12
D. EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO .....	12
E. CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO .....	13
F. CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA .....	13
II. EL SECTOR ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE .....	17
A. OFERTA INTERNA .....	17
1. Importaciones .....	17
2. Exportaciones .....	18
B. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA .....	18
C. ESTRUCTURA DE LAS IMPORTACIONES .....	20
D. ESTRUCTURA DE LAS EXPORTACIONES .....	21
E. ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL .....	22
1. Por sectores .....	22
2. Por fuentes .....	23
F. LA INTENSIDAD Y EL SENDERO ENERGÉTICO .....	23
III. ORIGEN Y MOTIVACIÓN DE LAS REFORMAS .....	29
A. MACROECONOMÍA Y ENERGÍA .....	29
B. POLÍTICA DE PRECIOS E IMPACTO SOCIAL .....	30
C. MANEJO DE LAS RENTAS PETROLERAS .....	30
D. MANEJO DE TARIFAS ELÉCTRICAS .....	31
E. CARÁCTER DE LA GESTIÓN ESTATAL E INEFICIENCIAS OPERACIONALES .....	31

	<i>Página</i>
IV. LAS REFORMAS ENERGÉTICAS .....	33
A. LA REFORMA ELÉCTRICA .....	33
1. Génesis de las reformas .....	33
2. Objetivos de las reformas .....	34
3. Características de la industria eléctrica: oligopolio en la generación, monopolio natural en la transmisión y distribución .....	35
4. La conformación de mercados en las reformas regionales .....	36
5. Los marcos regulatorios .....	39
6. Los marcos regulatorios y los pilares del desarrollo sustentable .....	45
7. Evaluación preliminar del proceso de reformas .....	47
B. LA REFORMA PETROLERA .....	51
1. Peculiaridades de la industria .....	52
2. Del paradigma a la realidad .....	52
3. Secuencia de las reformas .....	57
4. Cambios en el régimen de contratación petrolera .....	60
5. El estado de la cuestión: las opciones en juego .....	65
Notas .....	69
 <b>RECUADROS, CUADROS Y GRÁFICOS</b>	
Recuadro 1: El escenario energético mundial .....	16
Recuadro 2: Las ineficiencias operacionales de los '80 .....	32
Recuadro 3: Chile: el marco normativo y los conflictos al interior del centro de despacho de cargas del sistema interconectado central .....	44
Recuadro 4: PETROPERU: Unidades consideradas en el proceso de privatización .....	58
Recuadro 5: La reforma petrolera y privatización en Argentina .....	59
Recuadro 6: Naturaleza de los contratos petroleros .....	62
Recuadro 7: Duración, extensión y suelta de áreas en la contratación petrolera .....	63
Recuadro 8: Obligaciones de los contratistas, propiedad, cesión y disponibilidad del petróleo .....	64
Recuadro 9: Retribución a los contratistas y disponibilidad de divisas .....	65
Recuadro 10: Depreciación, regalías y regímenes arancelario y tributario .....	66
Cuadro 1: Participación de América Latina y el Caribe en la energía mundial .....	11
Cuadro 2: Participación de América Latina y el Caribe en la producción mundial de energía primaria por fuentes .....	12
Cuadro 3: Participación de América Latina y el Caribe en el volumen de las exportaciones mundiales de petróleo .....	13
Cuadro 4: Capacidad instalada para refinación .....	14

	<b><i>Página</i></b>
Cuadro 5A: Capacidad instalada para generación de electricidad (1994) . . . . .	14
Cuadro 5B: Estructura de la capacidad instalada por tipo de planta para cada región . . . . .	15
Cuadro 6: Componentes de la oferta total . . . . .	17
Cuadro 7: Estructura de la producción de energía primaria . . . . .	20
Cuadro 8: Estructura de las importaciones de América Latina y el Caribe . . . . .	20
Cuadro 9: América Latina y el Caribe: estructura del consumo sectorial . . . . .	22
Cuadro 10: Estructura del consumo por fuentes . . . . .	25
Cuadro 11: Tamaño de los sistemas y tipos de reformas . . . . .	37
Figura 1: Componentes de la oferta . . . . .	19
Relaciones de las importaciones y exportaciones con la oferta total . . . . .	19
Figura 2: Estructura de la producción . . . . .	19
Figura 3: Estructura de las importaciones . . . . .	21
Figura 4: Estructura del consumo por sectores . . . . .	22
Figura 5: Participación de las fuentes primarias en el consumo total . . . . .	24
Participación de las fuentes secundarias en el consumo total . . . . .	27
Figura 6: América Latina y el Caribe: evolución de la intensidad energética . . . . .	27
Figura 7: América Latina y el Caribe: evolución del sendero energético . . . . .	27

## RESUMEN

El aspecto más visible de las reformas energéticas es, sin duda, el mayor protagonismo privado pero éste no es el único objetivo. Las reformas persiguen esencialmente la reestructuración de los mercados de la cadena energética; nuevos esquemas de contratación; generar mayor eficiencia en los ofertantes y demandantes; nuevos mecanismos que dinamicen el proceso de ahorro-inversión; todo lo cual refuerza el papel regulador del Estado no excluyendo las funciones empresariales. Éste es justamente el rasgo distintivo de los procesos reformistas que están en marcha en la región.

El origen y motivación de las reformas es más o menos similar pero debe advertirse que el papel del Estado —más o menos empresario pero de todas formas más regulador— varía además, según el tipo de industria energética. Es claro que en la industria eléctrica la privatización de empresas públicas ha tomado mayor impulso que en la industria de los hidrocarburos.

Este trabajo da cuenta de los avances que se han producido hasta el momento, considerando los impactos sobre el crecimiento y la eficiencia económica, la equidad social y el medio ambiente.

Entre los principales problemas que tienen relación con el crecimiento y la eficiencia económica pueden mencionarse entre otros: concentración de la industria y algunas prácticas de posición dominante en el mercado; dificultades en la fijación de precios y en la transparencia de la información; tendencias a una captura del regulador por el regulado; y ciertas barreras que afectan el transpaso de los logros en eficiencia a los usuarios y a la sociedad en su conjunto, problemas que son más notorios en la regulación de la industria eléctrica.

De todas formas, una evaluación preliminar, como la que se formula en este trabajo, muestra mayores resultados por el lado del crecimiento y la eficiencia económica pero arroja desafíos pendientes en la equidad social y el medio ambiente.

## **I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL ESCENARIO MUNDIAL**

Los países de América Latina y el Caribe registran, en términos relativos, un potencial energético superior que el de otras regiones en desarrollo.

Se estima que las disponibilidades energéticas aprovechables de la región equivalen al 35% del potencial mundial mientras que Asia y África participan con 25% y 15% respectivamente, correspondiendo el saldo a otras regiones.<sup>1</sup>

Dentro de estas reservas, las fuentes hidroenergéticas representan el 36%, el carbón y el petróleo 27% y 24% mientras que 8% corresponden a gas natural y el saldo a otras fuentes energéticas.

Las ventajas comparativas se concentran, sin embargo, en un número limitado de países debido a factores geográficos, climáticos y topográficos. Así por ejemplo, los países de América del Sur dan cuenta del 85% del potencial energético de la región, destacando Brasil que contiene, aproximadamente, un tercio de las potencialidades regionales.

### **A. RESERVAS ENERGÉTICAS**

#### **1. Hidroenergía**

El potencial hidroenergético de la región se estima en 728 591 MW lo que representa aproximadamente el 22% del potencial mundial.

En la región el aprovechamiento de estos recursos es todavía muy reducido, alcanzando, a comienzos de este decenio, a sólo 15% del potencial existente.<sup>2</sup> No obstante, las fuentes hidroenergéticas han venido cobrando cada vez mayor importancia, ya que a inicios de los setenta proporcionaban el 54% de la energía eléctrica generada, estimándose su contribución, en lo que va de este decenio, en 72%.

#### **2. Petróleo**

Durante las dos últimas décadas y hasta 1990, las reservas de petróleo de la región se incrementaron sustantivamente, pasando de 24 mil millones de barriles a 121 mil millones, lo que determinó que su participación dentro del total de las reservas mundiales se elevara, en este lapso, de 5% a 12%. Dichas reservas crecieron moderadamente, en lo que va de este decenio, alcanzando a unos 126 mil millones de barriles en 1994, no alterándose su participación relativa en las disponibilidades mundiales.

Las reservas de petróleo se concentran en México y Venezuela que dan cuenta de 40% y 50% respectivamente, de las reservas petroleras de la región.

### 3. Gas natural

Las reservas regionales de gas natural experimentaron un crecimiento considerable. Entre los decenios de los setenta y ochenta crecieron de 1 926 mil millones a 6 750 mil millones de metros cúbicos, situándose en unos 7 087 mil millones a fines de 1994.

Sin embargo, entre las dos décadas anteriores, la participación de la región en las reservas mundiales de gas natural se elevó sólo de 5% a 6%, declinando hacia 1994 al 5%, debido al fuerte crecimiento que experimentaron las reservas de los países del Medio Oriente y de la Comunidad de Estados Independientes (CEI).

Al igual que en el caso del petróleo, estas reservas se encuentran, en lo sustantivo, en Venezuela y México que controlan 51% y 28% respectivamente, de las reservas regionales de gas natural.

### 4. Carbón

Las reservas regionales de carbón pueden considerarse reducidas si se las compara con las que existen en el resto del mundo. Entre 1980 y 1994 la participación de la región en las reservas mundiales creció levemente pasando de 1.2% a sólo 1.6%. Sin embargo, la relación reservas/producción permitiría disponer de este recurso por 435 años mientras que en el caso del petróleo alcanza sólo a 46 años.

No obstante, es interesante destacar el fuerte crecimiento que experimentaron las disponibilidades regionales durante el decenio pasado. En dicho lapso, las reservas de carbón pasaron de 1 800 a 14 900 millones para situarse en 16 547 millones de toneladas a fines de 1994.

Las reservas están concentradas en pocos países, al extremo que tan sólo Brasil y Colombia poseen el 80% de las reservas regionales. Además, es bueno precisar que Colombia posee las mayores ventajas comparativas para su comercialización internacional debido a su bajo contenido de azufre.<sup>3</sup>

### 5. Otras fuentes

Las fuentes renovables de energía tienen una utilización limitada o han sido poco desarrolladas. Aunque la exploración del potencial geotérmico es todavía muy limitada, se estima que al concluir este decenio, la región podría desarrollar una capacidad instalada de unos 1 200 MW que daría cuenta del 20% del total mundial. En la actualidad dicha capacidad, cercana a los 900 MW, equivale al 14% de la potencia geotérmica instalada a nivel mundial.<sup>4</sup>

De otro lado, se estima que el recurso leñoso alcanza a 1 226 millones de TEP mientras que los de energía solar y eólica son del orden de los 10 millones de TEP y 7 millones de TEP respectivamente.

Por último cabe mencionar que la potencia instalada en energía nuclear que alcanza los 2 350 MW, representa menos del 2% de la capacidad instalada regional, de los cuales Argentina controla el 43%, mientras que México y Brasil contribuyen con 29% y 28%, respectivamente.

**Cuadro 1**  
**PARTICIPACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**  
**EN LA ENERGÍA MUNDIAL (%)**

Indicadores	1970	1980	1990	1994
<b>A) En las reservas</b>				
- Petróleo	4.5	11.2	12.0	12.7
- Gas natural	5.0	6.2	5.8	5.2
- Carbón mineral	n.d	1.2	1.3	1.6
<b>B) En la producción de energía primaria</b>	7.8	6.8	7.5	8.5
<b>C) En el consumo de energía primaria</b>	6.6	6.7	7.0	7.1
<b>D) Consumo per cápita de Energía Primaria (BEP/hab)</b>				
- América Latina	8.4	8.9	8.8	9.1
- Mundo	8.5	9.4	9.4	9.2

**Fuente:** CEPAL, elaborado con cifras de OLADE.

**Notas:** No hay cifras de reservas de carbón para 1980. El dato consignado es para 1985.

## B. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

La participación de la región en la producción mundial de energía primaria no experimentó cambios significativos entre la década de los setenta y lo que va de este decenio, situándose en niveles de entre 7% y 9% (cuadro 1) aunque aumentó su producción en unos 2 000 millones de BEP.

Es interesante destacar que en dicho incremento absoluto, la biomasa y el petróleo tuvieron una significativa contribución a la producción mundial de energía primaria. En efecto, en el período mencionado, la participación de la región en la producción mundial de energía primaria de origen petrolero y de biomasa se elevó de 12% a 13.4% y de 15% a 18% respectivamente. Esto implicaría que la región estaría siendo más vulnerable a las restricciones de carácter ambiental, ya que se estarían incrementando las emisiones de CO<sub>2</sub> y en menor medida la deforestación (Cuadro 2).

En cambio, su contribución a la producción mundial, a partir de fuentes menos perjudiciales al medio ambiente, como gas natural y electricidad, se mantuvo en una proporción equivalente a 7%, en el primer caso y declinó, en el segundo de 13% a 10% mientras que la participación en la producción mundial de origen carbonífero aumentó levemente, situándose en sólo 1% en este decenio.

**Cuadro 2**  
**PARTICIPACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE EN LA PRODUCCIÓN MUNDIAL**  
**DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES (%)**

FUENTES	1970	1980	1990	1994
<b>Petróleo</b>	12.0	10.0	12.0	13.4
<b>Gas natural</b>	6.5	6.0	5.7	6.9
<b>Electricidad a/</b>	12.9	8.7	8.5	9.6
<b>Carbón</b>	0.4	0.4	0.9	1.0
<b>Biomasa</b>	15.4	15.0	17.4	17.6

Fuente: CEPAL, en base a cifras de OLADE.

a/ Producción con base hidroenergética, nuclear y geotérmica.

### C. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

La participación de la región en el consumo mundial de energía primaria se mantuvo a niveles del 7% durante las dos décadas anteriores y en lo que va de los noventa, lo cual revela que nuestros países experimentaron un menor dinamismo económico relativo frente a otras regiones, en la medida que el consumo per cápita, medido en BEP por habitante, se mantuvo prácticamente constante en los últimos 24 años y haberse producido pocas ganancias en la eficiencia energética global (Cuadro 1).

### D. EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO

Durante el primer quinquenio de los ochenta, la región mejoró paulatinamente su contribución a las exportaciones mundiales de petróleo, pasando del 11% al 16% acercándose por tanto a los niveles de participación de comienzos de la década anterior. Sin embargo, en la segunda mitad de los ochenta comenzó a decrecer hasta situarse en sólo 13% en 1990 y mantenerse con posterioridad aproximadamente en este nivel.

Este declive no tiene relación con las fluctuaciones de los precios del petróleo por cuanto, como se muestra en el Cuadro 3, la participación se mide con respecto a los barriles de petróleo crudo exportados. La menor contribución se explica, fundamentalmente, por los acuerdos adoptados en la OPEP a partir de 1975 que indujeron a reducir la participación de Venezuela en las cuotas de exportación fijadas por dicha organización que determinaron el repunte de las exportaciones de los países del Medio Oriente.

**Cuadro 3**  
**PARTICIPACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE EN EL VOLUMEN**  
**DE LAS EXPORTACIONES MUNDIALES DE PETRÓLEO (%)**

	1970	1980	1990	1994
<b>América Latina y el Caribe</b>	17	11	13	13.4
<b>Norteamérica</b>	4	3	6	6.2
<b>Europa Oriental</b>	5	8	11	8.4
<b>Europa Occidental</b>	51	56	48	51
<b>África</b>	20	17	16	16
<b>Asia y Australia</b>	3	5	6	5

Fuente: CEPAL, en base a cifras de OLADE.

### E. CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO

En los últimos veinticinco años, la participación de América Latina y el Caribe representó, con ciertas oscilaciones, una proporción entre el 8 y 9% de la capacidad mundial de refinación de petróleo (Cuadro 4).

En este lapso se observa un declive en la participación de Norteamérica y Europa Occidental y un significativo incremento de la contribución de los países de Asia y Australia, debiendo destacarse también, el mayor aporte de los países de África.

Estas variaciones se explican en gran parte por la reestructuración que sufrió la industria petrolera entre 1980 y 1985, motivada por las políticas energéticas que emprendieron Estados Unidos y Europa Occidental. Dicha reestructuración significó el cierre de destilerías que redujo la capacidad instalada de 3 millones de barriles/día en Estados Unidos y de más de 5 millones de barriles/día en Europa Occidental, lo que implicó una disminución a nivel mundial de más de 6 millones de barriles/día.

Los noventa se caracterizan por el relativo estancamiento de la capacidad instalada total y de la participación de todas las regiones con la sola excepción de Asia y Australia que aumentaron su contribución del 18% al 21% que tiene relación con la mayor capacidad de refinación de petróleo de los países de reciente industrialización del Asia (NICs).

### F. CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA

La información disponible para 1994 muestra que la participación de la región en la capacidad instalada mundial de generación eléctrica es reducida siendo equivalente al 6%, lo que guarda relación con el nivel y estructura de la demanda. Ésta se concentra, obviamente, en los países desarrollados de Norteamérica y Europa Occidental que dan cuenta del 52% de la capacidad mundial (Cuadro 5).

Sin embargo, conviene destacar algunos indicadores que permitirían observar parcialmente, nuestras ventajas comparativas con respecto a otras regiones.

La capacidad instalada de la región con una potencia del orden de los 174 GW, más que duplica la de África y el Medio Oriente mientras que es tres veces menor que la de Asia y Australia. Asimismo, examinado la potencia eléctrica por tipo de fuentes energéticas, apreciamos que esta última región tiene una capacidad térmica casi seis veces mayor (364 000 MW) que la de América Latina y el Caribe. Por tanto, podría afirmarse que Asia y Australia serían más vulnerables que la región a las fluctuaciones de los precios de los combustibles. En efecto, mientras en América Latina el 60% de la capacidad instalada total es de origen hidráulico y 38.8% térmico, en Asia y Australia es de 23 y 68% respectivamente.

**Cuadro 4**  
**CAPACIDAD INSTALADA PARA REFINACIÓN**

	1970		1980		1994	
	Miles BBL/DIA	(%)	Miles BBL/DIA	(%)	Miles BBL/DIA	(%)
América Latina y el Caribe	4 190	8,4	6 175	7,9	6 471	8,7
Norteamérica	14 195	28,5	20 400	26,0	17 100	23,0
Europa Occidental	14 410	28,9	20 535	26,2	14 370	19,3
Europa Oriental	7 670	15,4	12 930	16,5	12 850	17,3
Medio Oriente	2 270	4,6	3 565	4,5	5 270	7,1
África	725	1,5	2 060	2,6	2 855	3,8
Asia y Australia	6 365	12,8	12 720	16,2	15 385	20,7
Total mundo	49 825	100	78 385	100	74 301	100

**Cuadro 5**  
**A. CAPACIDAD INSTALADA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (1994)**

	Hidro		Térmica		Geot.		Nuclear		Total	
	GW	(%)	GW	(%)	GW	(%)	GW	(%)	GW	(%)
América Latina y el Caribe	104	15,9	66,8	3,9	1	15,6	2,4	0,7	174	6,4
Norteamérica	151,8	23,3	532,4	31,1	1,6	25,0	115,8	34,5	802	29,6
Europa Occidental	169	25,9	321	18,7	2,2	34,4	124,5	37,1	617	22,8
Europa Oriental	78,4	12,0	304	17,7	-	-	44,6	13,3	427	15,8
Medio Oriente	3,1	0,5	71,5	4,2	-	-	-	-	74,6	2,8
África	19,8	3,0	53,8	3,1	-	-	1,9	0,6	75,5	2,8
Asia y Australia	126,1	19,3	364	21,2	1,6	25,0	46,5	13,9	538	19,9
Total mundo	652,2	100	1714	100	6,4	100	335,7	100	2708	100

**B. ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PLANTA PARA CADA REGIÓN (%)**

	Hidro	Térmica	Geot.	Nuclear	Total
<b>América Latina y el Caribe</b>	59,7	38,3	0,6	1,4	100,0
<b>Norteamérica</b>	18,9	66,4	0,2	14,4	100,0
<b>Europa Occidental</b>	27,4	52,1	0,4	20,2	100,0
<b>Europa Oriental</b>	18,4	71,2	0,0	10,4	100,0
<b>Medio Oriente</b>	4,2	95,8	0,0	0,0	100,0
<b>África</b>	26,2	71,3	0,0	2,5	100,0
<b>Asia y Australia</b>	23,4	67,6	0,3	8,6	100,0
<b>Total Mundo</b>	24,1	63,3	0,2	12,4	100,0

Fuente: CEPAL, en base a cifras de OLADE.

**Recuadro 1  
EL ESCENARIO ENERGÉTICO MUNDIAL**

Diversos factores políticos y económicos condicionan el escenario energético mundial. La mayor apertura de Rusia, por ejemplo, que concentra una importante fracción de las reservas de petróleo, carbón y gas natural, puede alterar los futuros desarrollos energéticos mundiales. Asimismo, el crecimiento de los NICs y el potencial de expansión de la República Popular China influirán decisivamente en el comportamiento de la demanda y por ende en las transacciones mundiales.

A ello se sumarán la nueva dinámica de las economías emergentes, la integración energética de los países de América Latina y el Caribe, el impacto de la posible zona de libre comercio americana y las presiones ambientales en favor de las fuentes renovables de energía.

La sustentabilidad requerirá más y no menos energía. La participación de las fuentes primarias de energía no cambiará drásticamente. En el año 2020 los países en desarrollo albergarán a más del 80% de la población mundial. Las energías renovables cubrirán una fracción modesta de los requerimientos mundiales.

El petróleo y el gas que dan cuenta ahora del 50% de los suministros de energía seguirán siendo claves y sólo podrán reducirse efectivamente después de la mitad del próximo siglo. En ese momento, el carbón y la energía nuclear tendrán mejores opciones de expansión.

El sorprendente aumento de la demanda y el peso de los combustibles fósiles aumentarán las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El uso eficiente de la energía será cada vez más importante. Se propone reducir en un tercio la intensidad energética en los países en desarrollo y en un 50% en los países industrializados pero será muy difícil reducir las emisiones y las concentraciones que provocan el efecto invernadero.

Más de la mitad de la población mundial vivirá en áreas urbanas en el 2020. El uso eficiente de la energía será prioritario pero en los países en desarrollo la capacidad de adaptación a las nuevas tecnologías y su financiamiento serán escollos muy difíciles de enfrentar.

La mayor eficiencia se da después del desarrollo económico y no antes. Ella es un atributo sólo de las economías prósperas.

La energía seguirá siendo un factor muy relevante en la geopolítica. Luego, la tecnopolítica no será el único factor determinante de la jerarquía mundial. El acceso a los recursos naturales continuará siendo decisivo. La tecnología ayudará a usarlos con mayor eficiencia pero no podrá sustituirlos totalmente.

Actualmente el 50% de la población mundial vive en países dependientes de energía importada y alcanzará al 80% en el 2020. El petróleo es el recurso más escaso para los "tigres" actuales y los probables emergentes. Esto es ya una realidad en Japón, el sudeste asiático y la República Popular China.

En términos políticos, económicos y ambientales la energía estará siempre presente en la discusión en los foros mundiales.

Fuente: Síntesis de la exposición de Gerhard Ott, Presidente de la Asamblea Ejecutiva del Consejo Mundial de Energía (CME). Foro Estado y Energía, organizado por el Comité Argentino del CME. Buenos Aires 10-13 de noviembre de 1993. Tomado de Boletín del CIER, N° 264. Montevideo, Julio de 1994.

## II. EL SECTOR ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

### A. OFERTA INTERNA

La oferta interna de energía experimentó un crecimiento sostenido en las dos últimas décadas. Al concluir la década de los ochenta era de 3 519 millones de BEP lo que duplicó el nivel prevaleciente a inicios de los setenta. En lo que va de este decenio, las disponibilidades internas de energía crecieron hasta alcanzar 4 062 millones de BEP (Cuadro 6).<sup>5</sup>

Cuadro 6  
COMPONENTES DE LA OFERTA TOTAL  
(Millones de BEP)

Años	1970	1980	1990	1994
Producción	3147	3602	4718	5471
Importación	495	711	648	795
Exportación	1704	1392	1675	2065
Oferta total	1741	2802	3519	4062
Imp/of (%)	28.4	25.4	18.4	19.6
Exp/of (%)	97.9	49.7	47.6	50.8

Fuente: CEPAL en base a cifras de OLADE.

#### 1. Importaciones<sup>6</sup>

Si bien el volumen de las importaciones de productos energéticos creció sostenidamente desde inicios de los setenta, pasando de 495 millones a 795 millones de BEP, la relación entre las importaciones de energía y la oferta interna se redujo gradualmente durante las décadas de los setenta y ochenta, como resultado del mayor aprovechamiento de las fuentes internas. En los setenta se produjo una significativa expansión de la inversión pública en centrales hidroeléctricas, a raíz de la mayor disponibilidad de crédito externo.

Asimismo, se promovió la inversión extranjera en la explotación de petróleo, a la vez que creció la producción de las principales empresas estatales, lo que se tradujo en mayores disponibilidades de petróleo crudo y gas natural. En los setenta la relación entre las importaciones y la oferta interna declinó de 28% a 25% para situarse en 18% a inicios del decenio de los noventa. El declive de los setenta y su continuación en los ochenta se explica por la mayor producción interna de energía, concordante con las políticas públicas que fomentaron la sustitución de las importaciones de energía y también, por el menor

ritmo de crecimiento económico durante los ochenta. De allí que en los tres primeros años de la presente década dicho coeficiente se elevara a 20%, lo que tendría parcialmente relación con la reactivación de las economías regionales (Figura 1).

## **2. Exportaciones**

A comienzos de los setenta las exportaciones representaban el 98% de la oferta interna. El mayor ritmo de crecimiento, en el transcurso de este decenio y la reducción de las exportaciones de petróleo de Venezuela, debido a las cuotas de la OPEP, redujo dicha relación al 50% en 1980, manteniéndose sin cambios mayores desde entonces. En este decenio, la reactivación de las economías regionales no ha incidido en una mayor reducción de dicho coeficiente por cuanto maduraron muchas de las inversiones petroleras que se realizaron en los ochenta, que se vieron estimuladas por la mayor oferta exportable de algunos países, como Colombia (petróleo y carbón). Así puede observarse que, entre 1990 y 1994, la participación de las exportaciones en la oferta interna total fue de 51%, lo que representa unos 2 000 millones de BEP (Figura 1).

## **B. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA**

La producción de energía primaria es fundamentalmente de origen petrolero aunque su participación se redujo sostenidamente desde los setenta, en que representaba el 66% de la producción primaria, declinando a 62% a inicios de los ochenta. Durante los noventa, su contribución continuó reduciéndose para estabilizarse en un 57% en los cuatro primeros años de este decenio (Figura 2).

En contraposición se observa una mayor participación, en orden de importancia, del gas natural, la hidroenergía y el carbón mineral. Si a comienzos de los setenta el gas natural representaba el 14% de la producción de energía primaria, durante los ochenta se ubicó en el 16%, para crecer al 17% en 1994. Se espera sin embargo, que su contribución aumente en lo que resta de esta década, debido a las mayores disponibilidades y al mayor impulso que cobrará la integración gasífera en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile, y eventualmente entre Perú y Brasil (cuadro 7).

De otro lado, la proporción de la hidroenergía pasó del 2% al 4% en los setenta hasta alcanzar 6% a fines de los ochenta, estabilizándose en dicho nivel en los cuatro primeros años de los noventa. El carbón mineral ocupó posiciones del orden del 2%, en los setenta, elevándose cerca del 4% al finalizar los años ochenta nivel en que se ha mantenido en lo que va de este decenio.

El desarrollo geotérmico y nuclear cobró un impulso relativo desde mediados de los setenta pero su contribución a la producción de energía primaria es todavía muy reducida siendo equivalente a sólo 0.2% y 3% respectivamente, a mediados de los noventa.

Es interesante destacar, la sostenida reducción de la participación de la leña. Su contribución se redujo de 13% a 8% en los últimos 24 años. Ello tiene efectos favorables sobre el medio ambiente y en particular sobre la deforestación, aunque en algunos países como El Salvador, Haití y República Dominicana entre otros, su impacto negativo continúa siendo persistente (cuadro 7).

Figura 1

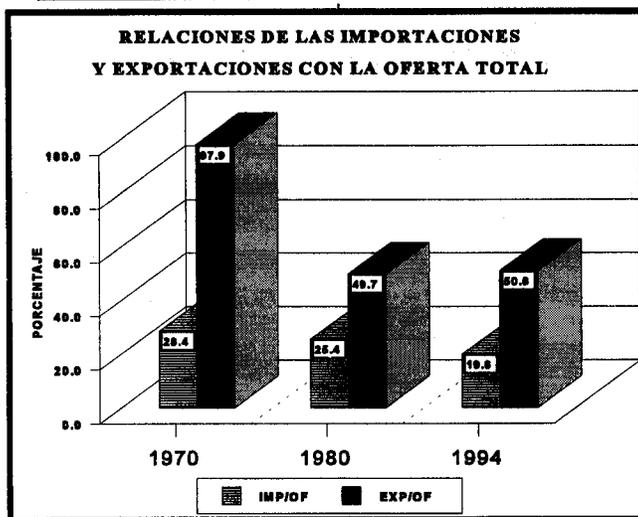
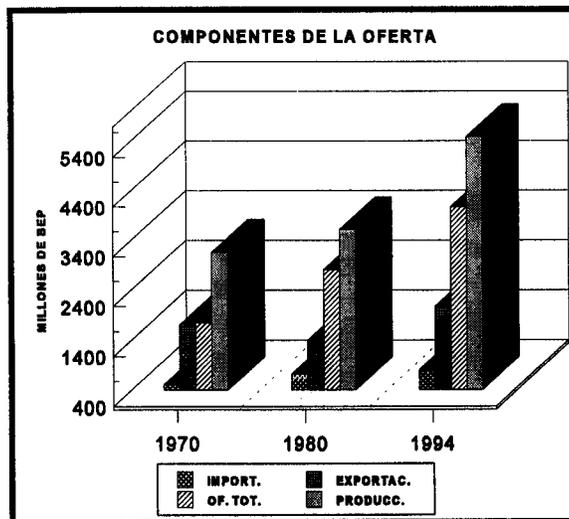
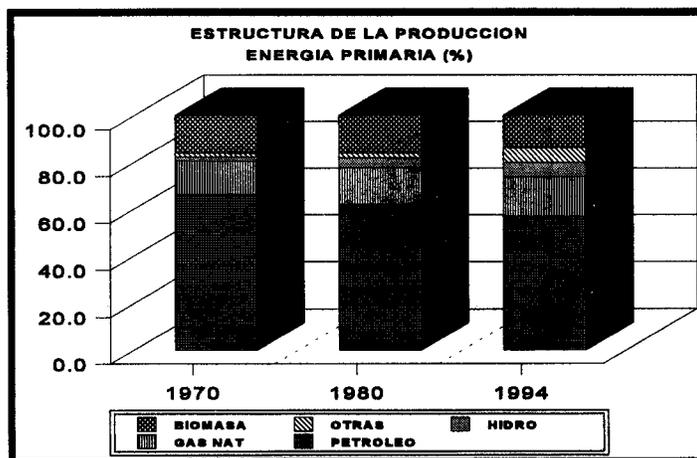


Figura 2



**Cuadro 7**  
**ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA**

	1970	1980	1990	1994
Petróleo	66.4	62.0	57.7	56.9
Gas natural	14.2	15.9	15.8	17.1
Carbón mineral	1.5	1.8	3.8	3.5
Hidroenergía	1.8	4.0	5.9	6.0
Geotermia		0.1	0.1	0.2
Nuclear		0.1	1.7	2.6
Biomasa total	16.1	16.1	15.0	13.7
(Leña)	(13)	(11.9)	(9.1)	(7.6)
<b>Total (%)</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>
<b>(Millones de BEP)</b>	<b>3147</b>	<b>3602</b>	<b>4718</b>	<b>5471</b>

Fuente: CEPAL en base a cifras de OLADE.

### C. ESTRUCTURA DE LAS IMPORTACIONES

Lo sustantivo de las importaciones corresponden a petróleo crudo y sus derivados. Ambos energéticos han experimentado, sin embargo, un comportamiento inverso. En efecto, mientras que las importaciones de petróleo se redujeron del 77% a 46% del total importado en los últimos 24 años, las de productos derivados se elevaron de 14% a 34%, en el mismo lapso (Cuadro 8 y Figura 3).

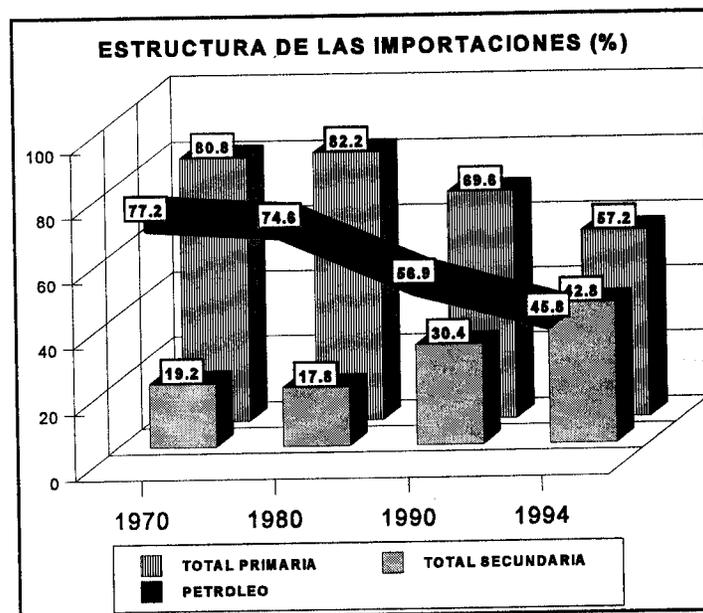
**Cuadro 8**  
**ESTRUCTURA DE LAS IMPORTACIONES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**

	1970	1980	1990	1994
<b>I) Total primaria</b>	<b>80.8</b>	<b>82.2</b>	<b>69.6</b>	<b>57.2</b>
- Petróleo	77.2	74.6	56.9	45.8
- Carbón	3.6	5.7	10.7	97.0
- Otras	0	1.9	2.0	1.7
<b>II) Total secund.</b>	<b>19.2</b>	<b>17.8</b>	<b>30.4</b>	<b>428</b>
- D. oil	3.5	4.1	5.8	10
- F. oil	7.8	7.0	10.0	12.1
- Gasolinas	1.8	2.5	5.7	9.8
- Otras	6.1	4.2	8.9	10.9
<b>III) Total (%)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>(Miles de BEP)</b>	<b>494627</b>	<b>710675</b>	<b>647738</b>	<b>795412</b>

Fuente: Elaboración propia en base a OLADE.

Se observa un mayor participación de las importaciones de carbón mineral. Ésta creció moderadamente en los setenta, pasando de 4% a 6% a comienzos de los ochenta, y se mantuvo en alrededor del 10-11% asta 1994. Por su lado, la participación de las importaciones de gas licuado decrecieron de 3% a un poco más del 1% a inicios de los ochenta. Este decenio marca un repunte en la participación de este energético que alcanzó al 4% hacia 1994.

**Figura 3**



Es interesante destacar la mayor participación de las importaciones de electricidad que alcanzó del orden 3% durante lo que va de los noventa, estimuladas por el impulso que viene experimentando la integración energética regional, sea a través del comercio bilateral como mediante el aprovechamiento conjunto de fuentes ubicadas en las fronteras.

#### **D. ESTRUCTURA DE LAS EXPORTACIONES**

El volumen del comercio de exportación de productos energéticos creció a un menor ritmo que las importaciones. En los últimos 24 años se incrementó en unos 275 mil BEP. Lo sustantivo de las exportaciones se concentra en petróleo y sus derivados. Empero, en dicho lapso, su participación en las exportaciones regionales totales se redujo de 98% a

91% lo que se explica por el impulso que cobraron las exportaciones de carbón mineral, a partir de este decenio. En efecto, a mediados de los ochenta, su contribución era de sólo 1% mientras que en el primer trienio de los noventa se estabilizaron en 5%.

## E. ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL

### 1. Por sectores

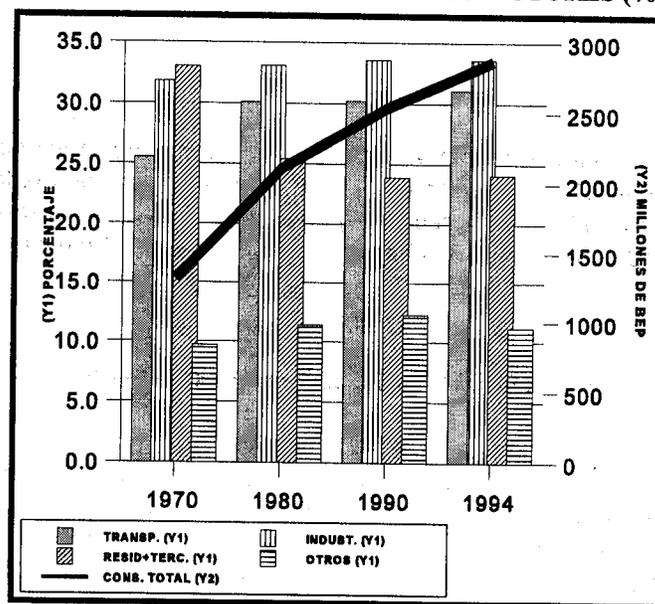
La estructura sectorial del consumo final de energía experimentó cambios significativos en los años setenta que se explican por el mayor dinamismo económico que tuvo dicho decenio. En realidad, en la década de los ochenta y lo que va de los noventa la estructura no ha experimentado mayores modificaciones. Los grandes cambios se produjeron en los setenta (Cuadro 9 y Figura 4).

Cuadro 9  
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTRUCTURA DEL CONSUMO SECTORIAL (%)

	1970	1980	1990	1994
Transporte	25.5	30.1	30.2	31.1
Industrial	31.8	33.1	33.6	33.6
Residencial + terc	33.0	25.4	23.9	24.1
Otros	9.7	11.4	12.3	11.2
Total (%)	100	100	100	100
(Millones BEP)	1314	2109	2539	2869

Fuente: CEPAL, en base a cifras de OLADE.

Figura 4  
ESTRUCTURA DEL CONSUMO POR SECTORES (%)



La participación de la industria se elevó de 32% a 34%.<sup>7</sup> Un comportamiento similar tuvo el consumo del transporte que pasó de 26% a 31% para estabilizarse en dicha proporción a lo largo de los ochenta mientras la participación del consumo residencial y terciario cayó sostenidamente.

Dicha participación decreció de 33% a 25% a inicios de los ochenta, situándose en una proporción de 24%, al concluir este decenio.

En los noventa se observa una tendencia más dinámica en las tasas de crecimiento de los sectores más relevantes en la composición del consumo sectorial. Así por ejemplo, el consumo del sector industrial muestra una media anual de 3%, en el período 1990-1994 frente a un promedio anual de 2% en la década de los ochenta.

Entre los mismos períodos, el consumo del transporte arroja una tasa de crecimiento de 3.9% frente a 2% del decenio anterior. Finalmente, el consumo del sector residencial creció en lo que va de los noventa al 3.3% frente a una tasa que no alcanza el 1% en los ochenta.

## **2. Por fuentes**

Fueron varios los procesos de sustitución entre fuentes energética que se observaron en el consumo final de América Latina, provocando fuertes cambios en su estructura. Por una parte se asistió a una importante reducción del consumo de energía primaria (de 40.3% en 1970 a 27.5% en 1994) y el correlativo aumento de fuentes secundarias (de 57.4% en 1970 a casi el 70% en 1994), 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 alcanza a compensar la reducción de la biomasa (Cuadro 10 y Figura 5).

Por otra parte, se destacan: la notable penetración de la electricidad en la ecuación del consumo total (del 5.7% en 1970 a más del 12% en 1994), motivada fundamentalmente por el crecimiento de la cobertura eléctrica; la fuerte expansión del gas licuado que casi duplica su participación; y la dieselización del transporte, en particular del transporte de cargas, llevando a que el diesel oil aumente sustantivamente su participación.

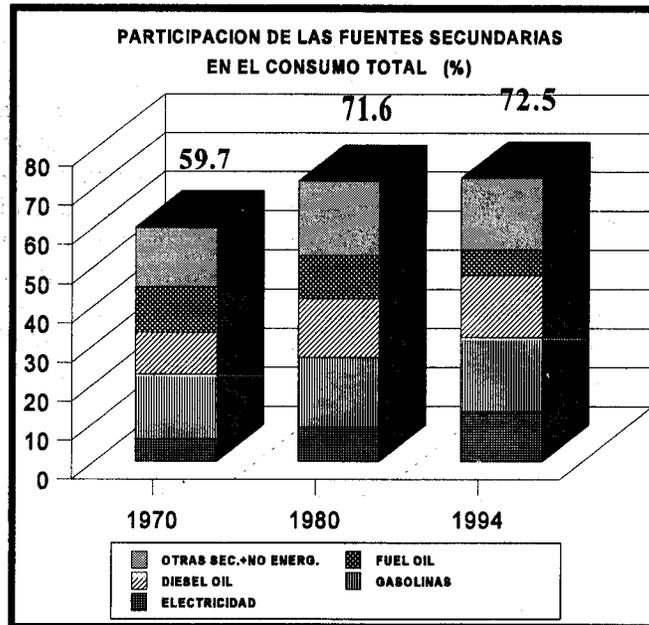
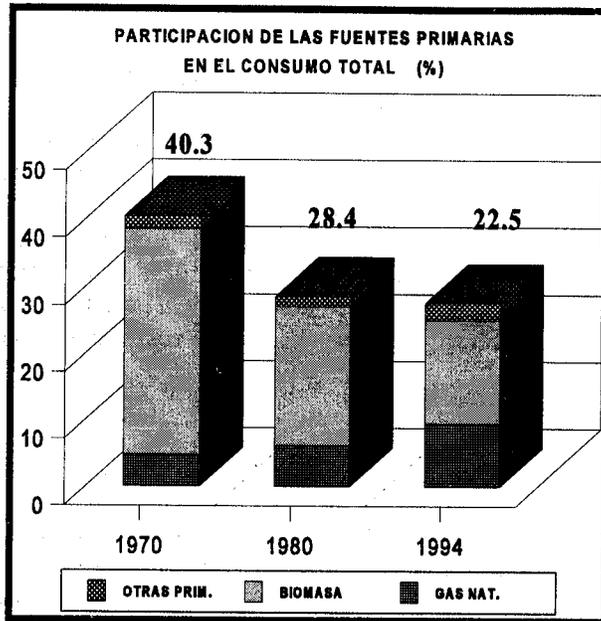
La mencionada expansión del gas natural, aparte de explicarse por el mayor consumo del sector residencial de algunos países, se explica por la fuerte sustitución al fuel oil en los sectores industrial y de transformación eléctrica, motivando la regresión de éste último de 11.6% en 1970 a 6.5% en 1994 en el consumo interno, aumentándose así los excedentes exportables de pesados.

## **F. LA INTENSIDAD Y EL SENDERO ENERGÉTICO**

No obstante el reducido y lento crecimiento registrado en el consumo energético per cápita, América Latina y el Caribe está lejos de presentar niveles adecuados de eficiencia en la transformación y uso de la energía.

Esta afirmación se comprueba por el estancamiento de los valores de la intensidad energética —medida por el consumo de energía por unidad de producto— y en algunos países por la subutilización y obsolescencia del parque industrial; el crecimiento relativamente desordenado del parque automotor y su baja rotación (envejecimiento) y empleo de equipos con bajos rendimientos para satisfacer las necesidades energéticas de las familias.

Figura 5



**Cuadro 10**  
**ESTRUCTURA DEL CONSUMO POR FUENTES (%)**

	1970	1980	1990	1994
<b>Gas natural</b>	4.7	6.1	7.3	9.4
<b>Carbón</b>	1.1	0.8	1.2	1.2
<b>Biomasa</b>	33.7	20.8	16.7	15.6
<b>Otras prim.</b>	0.8	0.7	1.2	1.4
<b>Total primarias</b>	40.3	28.4	26.4	27.5
<b>Electricidad</b>	5.7	8.8	11.9	12.8
<b>GLP</b>	3.0	3.7	5.3	5.7
<b>Gasolinas</b>	16.6	17.8	18.9	19.0
<b>Kerosen/turbo</b>	4.6	4.2	3.1	2.9
<b>Diesel oil</b>	10.7	15.0	15.0	15.8
<b>Fuel oil</b>	11.6	11.0	7.1	6.5
<b>Otras sec.</b>	5.2	7.9	9.1	6.8
<b>Tot. sec.</b>	57.4	68.46	70.3	69.5
<b>No energético</b>	2.36	3.22	3.33	3.05
<b>Total (%)</b>	100	100	100	100
<b>Miles de BEP</b>	1314273	2108879	2539078	2868541

Fuente: CEPAL en base a cifras de OLADE.

Los países industrializados después de la crisis de los precios del petróleo en el mercado internacional de los setenta, aplicaron medidas de austeridad y sustitución orientadas a disminuir la intensidad de energía, especialmente del petróleo, tanto en las actividades humanas como productivas, sin alterar la calidad de vida y el crecimiento económico.

Para ello establecieron políticas energéticas que incluyeron acciones sobre la oferta y la demanda de energía orientadas a diversificar la oferta y sustituir al petróleo, así como también a lograr el uso más eficaz de la energía, eliminando toda clase de desperdicios y el aumento de la eficiencia en su utilización.

Es así como se crearon instituciones encargadas de promover el uso racional y de reglamentar el consumo energético.<sup>8</sup> Los resultados de los países desarrollados son significativos. Para el conjunto de países de la OCDE entre 1970 y 1990 la intensidad energética disminuyó un 20%, registrándose una desaceleración de la disminución entre 1990-1995. En cambio, en América Latina y el Caribe los resultados, después de dos décadas son modestos.

En efecto, a la importante reducción del 9% que mostró la intensidad energética en los setenta, los años siguientes contrapusieron una tendencia creciente. En 1994 se consume un 7% más que en 1980 para producir la misma unidad de producto (Figura 6).

La evolución del sendero energético, que relaciona las evoluciones de la intensidad energética con la del producto per cápita, depende de las características sociales y productivas, así como del grado de desarrollo alcanzado.

En economías de desarrollo avanzado, es esperable que el comportamiento presente una pendiente negativa, mostrando progresivamente mayor eficiencia energética —sea por cambios tecnológicos o de estructuras productivas basadas en actividades menos energo-intensivas— a medida que aumenta el ingreso per cápita.

Por el contrario en economías con escaso grado de desarrollo es frecuente encontrar que el incremento del ingreso per cápita implica una mayor intensidad, con lo cual el indicador muestra una evolución con pendiente positiva, dando cuenta de las ineficiencias de las tecnologías utilizadas o del escaso nivel de satisfacción de las necesidades energéticas de los sectores del consumo final.

En el caso de América Latina y el Caribe, se aprecia un comportamiento errático del indicador, lo que indica que las fluctuaciones que originaron los cambios estructurales en el comportamiento económico en general, no fueron acompañadas en el mismo sentido por las particularidades del comportamiento energético sectorial detallado anteriormente.

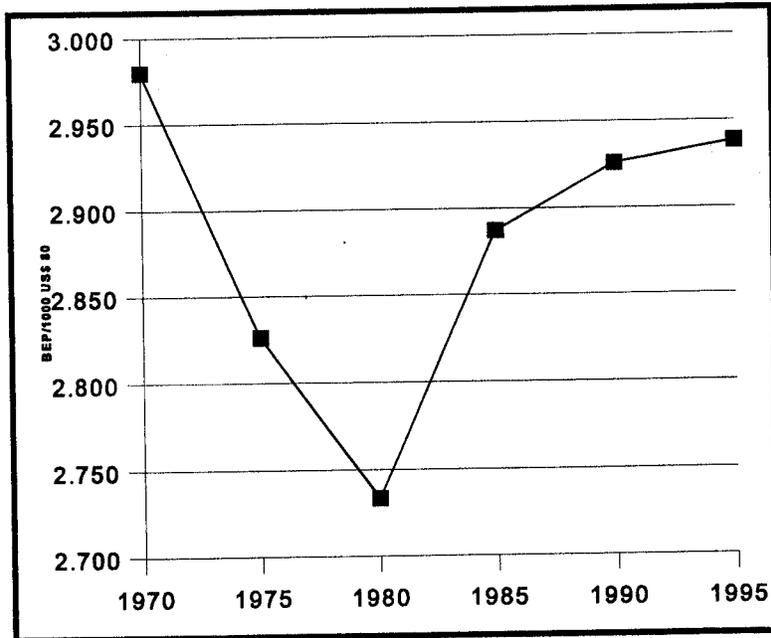
Se observa una fuerte pendiente positiva del período 1980-1985, debido a la contracción del ingreso per cápita y a la intensidad energética, que se repite entre 1987 y 1990. En los cuatro primeros años de los noventa se revierte la tendencia por la recuperación del ingreso per cápita pero con una intensidad que tiende a estabilizarse (Figura 7).

Por tanto, la recesión económica de los ochenta no fue acompañada por una mejor utilización de la energía. Adicionalmente, es preciso señalar que el cambio en la composición industrial de ciertos países de la región (Brasil por ejemplo) hacia industrias energo-intensivas, o en este mismo caso, el cambio en la composición de las exportaciones de productos transables —caso de la celulosa—, hicieron crecer fuertemente el contenido energético del sector industrial, lo que derivó en el incremento de la intensidad energética total.

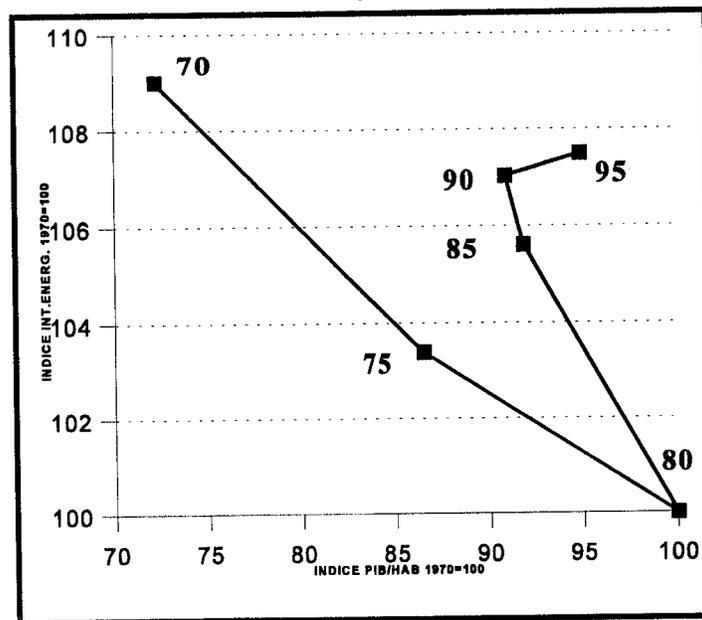
El escaso desarrollo alcanzado por la región en el uso eficiente de la energía se debió a la presencia de un conjunto de restricciones, aún presentes en la actualidad. Con frecuencia, en muchos países no ha existido una clara delegación de responsabilidades, se aprecia la falta de legislación adecuada y no hay continuidad de las acciones emprendidas.

Por otro lado, la capacidad técnica sigue siendo limitada, tanto a nivel de gobiernos, como en las empresas. Las medidas de conservación de energía no han sido atractivas desde el punto de vista económico debido a las políticas precios y tarifas subsidiados practicadas en las décadas anteriores.

**Figura 6**  
**América Latina y el Caribe: Evolución de la Intensidad Energética**



**Figura 7**  
**América Latina y el Caribe: Evolución del Sendero Energético**



Las altas tasas de impuestos han restringido la penetración de equipos eficientes. No existen en general fondos de financiamiento con condiciones crediticias promocionales ni son muy frecuentes los programas de información dirigidos a crear conciencia sobre la importancia de la eficiencia energética.

Otros factores, que tampoco han contribuido a mejorar la eficiencia energética, han sido el énfasis en la oferta respecto de la demanda; la falta de renovación de equipos y aparatos para el uso final de energía, que registran un significativo atraso tecnológico; la insuficiente asignación de recursos para el mantenimiento de los parques de generación eléctrica; y las altas pérdidas de energía que presentan los sistemas de distribución de energía eléctrica en muchos países.

### III. ORIGEN Y MOTIVACIÓN DE LAS REFORMAS

El origen y las motivaciones de las reformas energéticas que han emprendido la mayoría de los países de América Latina y el Caribe en los años noventa son similares, aunque existen algunas diferencias, en cada subsector, en sus orientaciones y respecto de la distribución de responsabilidades entre el Estado y el sector privado.<sup>9</sup>

La mayoría de los países considera que un estilo de desarrollo energético, como el de los setenta, basado en el protagonismo estatal que llevó a un alto nivel de endeudamiento externo, está agotado.

Ello se explica por factores inherentes a las contradicciones entre las políticas macroeconómicas y energéticas, el carácter de la gestión estatal, la orientación de las políticas redistributivas, los cambios en el destino de los flujos de financiamiento externo y la reducción de la capacidad de endeudamiento.

A estos factores se suma un casi generalizado convencimiento sobre que las fuerzas del mercado deben predominar en la asignación de recursos y que la intervención del Estado se justifica cuando se altere el interés público, se distorsione la libre competencia o se afecte significativamente la equidad social.

#### A. MACROECONOMÍA Y ENERGÍA

En un buen número de países de la región se presentaron serias dicotomías entre los intereses macroeconómicos y energéticos. Estas contradicciones guardaron relación con el papel que jugó el sector energético en el enfrentamiento de las presiones inflacionarias, el impacto de las políticas de precios y tarifas en el financiamiento del sector y el manejo fiscal de las rentas energéticas.

En muchas políticas macroeconómicas predominó en décadas anteriores la utilización de los precios y tarifas como un instrumento de control de las presiones inflacionarias. Estos se congelaron por lapsos prolongados o se fijaron por debajo del costo efectivo de las operaciones.

Las autoridades económicas fueron, sin duda, sensibles a las presiones de los grupos urbanos, especialmente por el impacto en los medios de transporte colectivos, por lo que tendieron a aplicar subsidios o a retrasar los reajustes de precios, lo que se tradujo en índices de "inflación reprimida" que terminaron en ajustes traumáticos cuando la situación fiscal y financiera de las empresas se hizo insostenible. Cuando las variaciones en los precios de los combustibles fueron controladas, se convirtieron en un importante termómetro de las expectativas inflacionarias de los diferentes actores económicos y terminaron generando ajustes de precios por encima de los necesarios debido a que frecuentemente estimaban que el "sinceramiento" de los precios era insuficiente.<sup>10</sup>

## B. POLÍTICA DE PRECIOS E IMPACTO SOCIAL

El manejo de los precios y tarifas de los productos energéticos se vio influido por las presiones sociales y por consideraciones, muy discutibles, respecto del papel que podrían jugar dentro de las políticas de redistribución del ingreso.

Las diversas experiencias nacionales fueron demostrando que el impacto era muy limitado. Poco a poco se fue generando un consenso respecto a que es socialmente más eficaz adoptar acciones que tiendan a elevar los ingresos de los sectores menos favorecidos, que intentar subsidiar sus gastos.

Tanto los subsidios, que generalmente no eran focalizados, como los retrasos en el ajuste de los precios terminaron beneficiando a los grupos de mayor ingreso —porque concentran una parte importante del consumo de las fuentes subsidiadas—, a la vez que contribuyeron al desfinanciamiento de las empresas. Además, en muchos casos, los reajustes de precios de los combustibles y tarifas eléctricas, fueron un pretexto para elevar los precios de los bienes, escondiendo las ineficiencias en otros sectores económicos.

## C. MANEJO DE LAS RENTAS PETROLERAS

En la región predominó un enfoque fiscalista (el gobierno central como receptor principal y no las empresas) respecto al destino de las rentas que, en muchos casos, postergó las necesarias reformas tributarias, lo que afectó la disponibilidad de fondos para la expansión y modernización de las empresas estatales.

Si bien es complicado hacer estudios comparativos, a nivel regional, presentamos, a continuación algunas cifras referenciales que permiten comprobar la veracidad de dicha afirmación para algunos países de la región.<sup>11</sup>

El caso petrolero es muy ilustrativo respecto de su significación en la captación de ingresos fiscales. En el período 1980-1990, el sector público de México se financió absorbiendo ingresos petroleros que representaron entre 9% y 13% del PBI. En el período 1980-1989 este coeficiente fluctuó, entre 2% y 9% del PBI en el caso de Bolivia, mientras que en el período 1988-1992 Venezuela registró un rango de entre 10% y 19% del PBI. Por otro lado en el período 1980-1990 dicho rango estuvo entre 1.47% y 3% del PBI, en el caso de Argentina.

Los casos de Bolivia y Venezuela ilustran aún más la significación que tienen las rentas petroleras en la recaudación fiscal. En Bolivia, la proporción de los ingresos derivados de los hidrocarburos sobre el total de ingresos del fisco representó entre 42% y 50%, en el período 1987-1989 mientras que en Venezuela, fluctuó entre 55% y 82%, en el período 1982-1992.

Aunque sólo se cuenta con información para los casos de Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), es posible afirmar que las políticas fiscales de los países exportadores de petróleo continúan sustentándose, de manera muy significativa, en la captación de los ingresos generados por las ventas de hidrocarburos. Así por ejemplo, en el período 1990-1993, los impuestos absorbieron entre el 77% y el 86% de los ingresos brutos generados por PDVSA mientras que PEMEX, entre 1991 y 1994, transfirió entre 63% y 64% de los ingresos derivados de la venta de hidrocarburos al fisco.<sup>12</sup>

En el caso de PETROPERU, su participación en los precios pagados por el público descendió sistemáticamente, desde mediados de los setenta y durante la mayor parte de la década de los ochenta y sólo se recuperó cuando se hicieron insostenibles

las transferencias de recursos presupuestales para solventar las operaciones de la empresa. En el período 1975-1980 la proporción captada por PETROPERU declinó de 74% a 56%, y entre 1981-1989 tal proporción fluctuó entre un máximo de 61% y un mínimo de 38%.<sup>13</sup>

Adicionalmente, en algunos países de la región la política de precios se situó, durante períodos prolongados, por debajo de los precios reales (definidos como el nivel ex-refinería) lo que tuvo un fuerte impacto respecto del nivel de las importaciones, a la vez que fomentó el consumo irracional.<sup>14</sup>

Así se generaron, en algunos países de la región, efectos perniciosos que afectaron seriamente el comportamiento financiero de las empresas energéticas siendo además, incongruentes con el uso eficiente de la energía.

#### **D. MANEJO DE TARIFAS ELÉCTRICAS**

En la fijación de las tarifas eléctricas predominaron más los enfoques macroeconómicos y sociales de las autoridades que los criterios empresariales. Ello perjudicó los márgenes de operación y la disponibilidad de fondos propios para el financiamiento de la expansión energética.<sup>15</sup>

Así por ejemplo, la tarifa media de electricidad de la región declinó entre 1973 y 1988 en 22%, mientras que los costos de operación crecieron en 14%. El margen de operación declinó US\$ 2.7 Cts por KWh a sólo 0.8 Cts. Consecuentemente, la tasa de rentabilidad de las empresas eléctricas de la región disminuyó de 11% en 1973 a sólo 3% en 1988 mientras que al mismo tiempo, el crédito externo se hizo escaso y cada vez más oneroso.

La proporción del servicio de la deuda externa, respecto de los fondos propios, aumentó sostenidamente pasando de 24%, a inicios de la década de los setenta, a 59% al concluir la década de los ochenta.

Estos factores se conjugaron, de manera perniciosa, de tal forma que el nivel de autofinanciamiento decayó de 13% positivo a inicios de los setenta, a un porcentaje negativo del 93% a fines de los ochenta.

Así, a fines de este decenio, las empresas eléctricas de la región, absorbían recursos fiscales equivalentes al 0.5% del PBI y daban cuenta del 10% del total de la deuda externa.

#### **E. CARÁCTER DE LA GESTIÓN ESTATAL E INEFICIENCIAS OPERACIONALES**

En la región se fue gestando progresivamente un consenso respecto de las ineficiencias de la gestión empresarial del Estado, aunque en muchos casos pudieran tener justificaciones. No disponemos de información sobre el desempeño de las empresas petroleras, por lo que mostraremos solamente indicadores para fines de la década de los ochenta en el caso de las empresas del servicio público de electricidad.<sup>16</sup>

Estos indicadores revelan una baja productividad, un aumento en el período de recaudación, elevadas pérdidas de los sistemas y de la relación entre gastos e ingresos de operación, una exigua tasa de retorno y un preocupante deterioro del nivel de autofinanciamiento (Ver recuadro 2).

**Recuadro 2**  
**LAS INEFICIENCIAS OPERACIONALES DE LOS '80**

**a) Baja productividad por empleado ocupado**

El promedio de la región alcanzó a 558 MWH facturado por empleado, cifra muy inferior a la productividad de Estados Unidos que fue de 3 770 MWH y de países como Corea del Sur y Singapur que registraron 2 907 MWH y 3 459 MWH respectivamente.

**b) Excesivo período de recaudación y cuentas por cobrar**

El promedio del período de recaudación de la región se elevó de 99 a 111 días, entre 1980 y 1990, frente a una media para el último año de Estados Unidos de 29 días. En 1988, las cuentas por cobrar de los países de la región equivalían a 6 400 millones de dólares. Si se reducía el período de recaudación a unos 45 días la liquidez adicional de que habrían dispuesto las empresas de electricidad hubiera significado 3 100 millones de dólares, cifra que se vé agravada por las altas tasas de inflación que se registraron durante esos años.

**c) Elevadas pérdidas de electricidad**

Se estima que un sistema bien administrado debería registrar pérdidas de entre 7% y 10% mientras que la región arrojó un promedio del 15% contra el 8% en Estados Unidos. Si se aceptaban pérdidas técnicas de 5% podía concluirse que habían pérdidas no justificadas por el 10% restante. Un ahorro de sólo 2.5% significaba, a fines de los ochenta, unos 12400 GWH de electricidad y 2000 MW de capacidad, lo que significaba ingresos adicionales por 600 millones de dólares, a los niveles tarifarios vigentes, y de entre 800 y 1 100 millones de dólares si se fijaban tarifas calculadas en base al costo marginal de largo plazo.

**d) Elevada relación entre gastos e ingresos de operación**

En 1988, cinco países de la región registraban un coeficiente entre 60% y 100% (Argentina, México, República Dominicana, Trinidad y Tabago y Venezuela) mientras que sólo cuatro países mantenían un rango de entre 20% y 60% (Brasil, Chile, Colombia y Ecuador).

**e) Baja tasa de retorno**

Entre 1980 y 1988 la tasa interna de retorno sobre los activos netos en operación de las empresas eléctricas de la región declinó de 5% a 2.7% mientras que la tasa de interés, que mide el costo del capital, pasó de 12.5% a 7.5%.

**f) Escaso nivel de autofinanciamiento**

Se estima que una empresa eléctrica debería tener una relación de autofinanciamiento de sus inversiones de entre 25% y 50%. Dicha relación era del 13% en 1970 pasando a niveles negativos de 41% y 93%, en 1980 y 1990 respectivamente. Por otro lado, entre 1972 y 1988 el índice cobertura del servicio de la deuda bajó de 1.5 a 0.3, en promedio.

**g) Deuda externa y déficit del sector eléctrico con relación al PBI**

A fines de 1980, las empresas eléctricas daban cuenta de aproximadamente el 10% de la deuda externa de la región mientras que el déficit del sector eléctrico como proporción del PBI era de 0.5%. En algunos países de la región la deuda eléctrica equivalía a entre 18% y 27% de la deuda externa nacional, y el déficit sectorial más elevado era de 2% del PBI.

**Fuente:** OLADE-Banco Mundial. Evolución, Situación y Perspectiva del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y el Caribe. Diciembre 1991.

## IV. LAS REFORMAS ENERGÉTICAS

### A. LA REFORMA ELÉCTRICA

Las reformas del sector eléctrico se orientan a promover una mayor participación del capital privado y se inscriben dentro de los cambios de política económica emprendidos por los países de la región.<sup>17</sup>

Las experiencias han sido diversas en términos del contexto inicial, secuencia y velocidad del proceso de traspaso de empresas públicas, intensidad y cobertura sectorial así como respecto a los mecanismos empleados. Lo común es que casi todos los países de la región han incorporado en la orden del día la privatización de las empresas de electricidad.

Sin embargo, la reforma no debería entenderse como sinónimo de privatización. La reforma no implica, necesariamente, concentrar los cambios en el mayor protagonismo privado aunque ésta es, sin duda, una de sus manifestaciones más importantes.

Durante lo que va de este decenio las reformas se han intensificado pero su orientación corresponde a las características particulares de cada país por lo que las experiencias, si bien deberían ser tomadas en cuenta, no son generalizables.

Éstas suponen la reestructuración de los diferentes mercados de la cadena eléctrica —generación, transmisión y distribución— y la aparición (reaparición) de nuevos (viejos) actores, que, en esencia se concretan en la transformación del "Estado Empresario" en "Estado Regulador". Esta metamorfosis tiene caminos inéditos dependiendo de cada realidad nacional.

Para comprenderlas hay que ponderar adecuadamente lo que significan la regulación, re-regulación y desregulación en cada segmento de la cadena eléctrica, la nueva institucionalidad y el papel de los organismos fiscalizadores y la concepción o carácter de "servicio público" que, en cada país, se otorga a la energía eléctrica.

#### 1. Génesis de las reformas

La génesis de las reformas estuvo ligada, en casi todos los casos, al cuestionamiento de los modelos de funcionamiento de los mercados de electricidad que estuvieron vigentes por varias décadas. Esto no es sólo una característica de los países en desarrollo ya que se ha dado también, en la mayoría de países europeos.

Lo común fue que el Estado desempeñó históricamente un rol protagónico en función de factores tales como los siguientes:

- a) Intensidad del capital y lenta maduración de las inversiones.
- b) Ausencia de empresarios nacionales dispuestos a asumir los riesgos inherentes a inversiones de largo plazo.

c) Necesidad de capitales para expandir los sistemas y apoyar el crecimiento de los mercados internos y la descentralización.

d) Existencia de monopolios naturales y negativas experiencias en las concesiones privadas de servicios públicos.

e) Imperativo de garantizar un adecuado manejo de los recursos naturales.

El rol protagónico del Estado permitió alcanzar un rápido incremento en el grado de electrificación (de 40 a 70% de la población entre 1970 y 1990), un importante desarrollo de la hidroelectricidad y el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos compartidos.

En la crisis del sector eléctrico de los ochenta, que originó los cuestionamientos a los modelos vigentes en la región, deben reconocerse causas endógenas y exógenas al manejo de la política sectorial aunque estuviesen íntimamente relacionadas y se potenciarán entre sí.<sup>18</sup>

Entre las primeras destacan el planeamiento deficiente en la medida que los planes de expansión no fueron concordantes con la capacidad económica y financiera, la insuficiente generación de excedentes operacionales debido a la fijación de tarifas por debajo de los costos e incompatibles con los requerimientos de expansión, a las que acompañaron las deficiencias administrativas y los despachos no óptimos de carga, fomentados, valga la pena recalcarlo, por la disponibilidad de créditos externos y el relajamiento de las políticas fiscales.

A éstas se agregan, la ausencia de instancias y marcos regulatorios referidos, por ejemplo, a las tarifas aplicadas a las transacciones, especialmente entre empresas públicas, y las que pagaron las distribuidoras a las generadoras.

Entre las causas exógenas se encontraron, la recesión económica, que redujo el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica, la agudización de los ritmos inflacionarios y las masivas devaluaciones, que encarecieron el servicio de la deuda y el valor de los equipos importados.<sup>19</sup>

Por otro lado, durante los ochenta, el financiamiento externo y sus condiciones se endurecieron, en particular, las relativas a la reducción de los plazos de amortización y períodos de gracia, a lo que se sumaron las incompatibilidades entre los niveles tarifarios y el aumento de las cargas financieras, agravadas por las mayores tasas de interés y los cambios en las paridades monetarias.<sup>20</sup>

## 2. Objetivos de las reformas

En forma explícita o implícita, los objetivos que se proponen las reformas se situaron en dos niveles: uno macroeconómico, dirigido a eliminar el déficit de las empresas estatales y equilibrar las cuentas del sector público; y otro a nivel sectorial, que persiguió aumentar la confiabilidad y mejorar la eficiencia productiva del sector, y obtener financiamiento a través del aporte privado. Estos objetivos se conjugaron con cinco lineamientos principales de las reformas económicas estructurales:

a) Reducción de la actividad empresarial del Estado y orientación de sus recursos a los programas y proyectos que no son atractivos a la inversión privada (subsidiariedad del Estado).

b) Modificación de los esquemas empresariales tendiendo a que el interés comercial —basado en la fijación de tarifas a costos marginales— y la competitividad incentiven los mayores rendimientos operativos y los niveles de rentabilidad (mercado sinónimo de eficiencia).

c) Mejorar la imagen internacional del país mediante señales vinculadas a la reducción y privatización de empresas públicas, articulándolas a la reducción del déficit fiscal

y a una mayor disponibilidad de recursos para atender el servicio de la deuda externa, en el marco de un programa de estabilización macroeconómica.

d) Promoción de la inversión privada, nacional y extranjera, para cubrir necesidades de financiamiento para la expansión y mantenimiento de la capacidad instalada (protagonismo privado).

e) Apertura a los mercados de capitales para atraer nuevas fuentes de financiamiento debido a las menores disponibilidades de crédito de las agencias multilaterales y la mayor selectividad del crédito privado (nuevas formas de relación internacional y renovadas modalidades internas de ahorro-inversión).<sup>21</sup>

### **3. Características de la industria eléctrica: oligopolio en la generación, monopolio natural en la transmisión y distribución**

Aun cuando en la actualidad exista intercambio mediante líneas de interconexión o de aprovechamientos hidroeléctricos compartidos entre países, la energía eléctrica puede clasificarse como un bien "no transable". Se caracteriza por la presencia de economías de escala (funciones de costo subaditivas) y "de alcance" en sus diversos segmentos. Es además, un producto no almacenable, por lo que su abastecimiento debe adaptarse instantáneamente a una demanda que presenta fuertes oscilaciones (estacionales, diarias, semanales, etc.).

Si bien no se cuestiona la existencia de economías de escala en la generación, su intensidad difiere entre rangos de potencia (tamaño) y tecnologías, y en el caso de centrales hidráulicas, de la situación de los recursos naturales de cada aprovechamiento.<sup>22</sup>

En la transmisión y distribución, que son básicamente sistemas de transporte de potencia, se presentan dentro de ciertos rangos de capacidad costos fijos indivisibles dando origen, también, a economías de escala.

Así, en un extremo se encuentran países con grandes sistemas donde las posibilidades de desconcentración son claras; en cambio en sistemas más pequeños de 300 a 800 MW de potencia máxima, como es el caso de muchos países de la región, que cuentan con centrales de 300 MW, la posibilidad de que el mercado sea competitivo es dudosa, de no mediar un sistema interconectado con otros países.<sup>23</sup>

Otra característica importante a tener en cuenta en la desconcentración de la generación y el funcionamiento de un mercado competitivo en este segmento está ligada por una parte a la eventual existencia de barreras a la entrada (control de derechos de agua, por ejemplo) y por otra, a la presencia de monopolios naturales en los sistemas de transmisión y distribución.

Ahora bien, la idea básica de los mercados disputable es que pueden ser vulnerables a la introducción de fuerzas competitivas, aunque estén caracterizados por una situación monopólica u oligopólica. Es decir, si las empresas que ocupan el mercado son ineficientes, aplican precios excesivos o atentan contra el interés de los consumidores, la entrada de nuevos agentes es posible.

Si la tecnología que caracteriza a la industria implica la presencia de altos "costos hundidos", ellos constituirán una barrera de entrada al tener que ser afrontados por el potencial ingresante mientras que no tienen que ser cubiertos nuevamente por la o las firmas que ya están en el mercado. Esta situación se presenta en todos los segmentos de la cadena de la industria eléctrica, con la excepción de los equipos ligeros de generación.

Además de la presencia de considerables "costos hundidos" debe enfatizarse "la práctica imposibilidad del entrante de operar con costos fijos unitarios inferiores a los de

la firma existente ... lo que es más crítico aún si se considera que, en el caso de las privatizaciones, el costo de acceso al negocio (el capital a recuperar) constituye una porción muy baja del costo de reposición de los activos operados por las firmas ya existentes".<sup>24</sup>

#### **4. La conformación de mercados en las reformas regionales**

La reforma del sector eléctrico es una operación compleja que, según las experiencias conocidas, ha requerido de una amplia participación de los actores involucrados a efectos de mejorar la calidad y seguridad del servicio a costos razonables: funcionarios del gobierno, actores políticos, ejecutivos y sindicatos de las empresas y usuarios.

El Banco Mundial ha reconocido recientemente que "las reformas realizadas o en proceso en los países estudiados, también revelan que no existe una receta única para mejorar las bases estructurales, financieras y administrativas y operativas del sector o para alcanzar la autosuficiencia de las empresas orientadas de manera comercial operadas eficientemente y con posibilidades para atraer a la inversión privada. ... Las reformas pioneras, como la de Chile, son ejemplos y lecciones útiles para otros países y aún para los países industrializados que están contemplando reformas para mejorar el rendimiento financiero y operativo empresarial y el incremento de la participación privada y competencia en el sector eléctrico. Sin embargo, debe recalcar que la autoridad de los entes reguladores todavía siguen siendo cuestionadas aún después de la reformas."<sup>25</sup>

OLADE introduce un matiz al precisar que tales reformas "están ligadas a la evolución histórica y tradición de cada país, al grado de la crisis prevaleciente en el sector eléctrico, a la prioridad que le asignan los países a las reformas y en general al contexto político, macroeconómico y social imperante".<sup>26</sup>

Aun cuando se reconozca la no existencia de una receta única, es necesario precisar que se ha tendido a privilegiar una reforma caracterizada por la desintegración de la industria eléctrica y la privatización como elementos básicos para garantizar una mayor eficiencia sectorial.

Las primeras reformas se orientaron más hacia la privatización de activos existentes (Chile, Argentina, Perú) que hacia la participación de capital privado en un sistema mixto (México, Costa Rica).

En cuanto a la reestructuración de los mercados, los casos regionales pueden agruparse en tres grandes modalidades: a) países con reformas parciales (o apertura parcial en la generación), b) países que realizaron reformas estructurales del sector (apertura y segmentación de la cadena) y c) países que no ejecutaron reformas (Cuadro 11).

##### **a) *Apertura parcial en la generación***

Esta modalidad se caracteriza por la existencia de estructuras monopólicas, naturales o de protección legal, con una sola empresa integrada vertical y horizontalmente que opera la totalidad o la mayor parte de los sistemas de generación, transmisión y distribución. En algunos casos hay empresas de generación y transmisión, estando la distribución local a cargo de empresas locales (provinciales o municipales).

La participación del capital privado está permitida a nivel de generación, los cogeneradores o productores independientes deben vender la energía a la empresa de servicio eléctrico a precios regulados mientras que las distribuidoras locales pueden comprar energía a la empresa monopólica.

Cuadro 11

## TAMAÑO DE LOS SISTEMAS Y TIPOS DE REFORMAS

Tamaño del sistema	Apertura total	Apertura parcial	Monopolio o cuasi monop.
0-500		Nicaragua Suriname	Haití Barbados
501-1000	Bolivia	Honduras El salvador	Jamaica
1001-2000		Costa Rica Trinidad y Tabago	Panamá (1) Guatemala (2)
2001-5000	Perú	Ecuador, Uruguay República Dominicana	Cuba
5001-10000	Chile		Paraguay
10001-20000	Argentina	Colombia	
> 20000		México	

**Notas:** (1) Panamá tendería hacia un sistema de apertura total.  
(2) Guatemala apertura parcial, con posibilidad de monopolio privado integrado.

**Fuente:** CEPAL, en base a Fernando Cuevas "La Déreglementation de l'Industrie Electrique", documento en edición.

El sistema es planificado y operado centralmente, optimizando la operación a través de un despacho unificado de carga en tiempo real.

En estos casos (México y Costa Rica) la regulación es independiente del régimen de propiedad, y la gestión de la empresa es evaluada en base a metas cuantitativas para ciertas variables determinantes de la eficiencia económica.

Para la fijación de tarifas, por lo general se ha optado por el establecimiento de niveles de precios iguales a los costos medios y aplicando una estructura tarifaria que refleja, de alguna manera, los costos marginales (solución de "second best").

En el caso de Costa Rica, las transacciones de energía en el sistema interconectado permanecen bajo el control de la empresa estatal (ICE). En este caso, la red está abierta en el "upstream" (los generadores pueden vender energía utilizando el sistema de transmisión) y no en el "downstream" ya que los generadores no pueden vender energía a varios clientes, lo que limita el tipo y cantidad de transacciones del mercado.

**b) Competencia en la generación y apertura total de las redes**

El principio de este modelo (Chile, Argentina, Perú) es la apertura total del sistema. Para ello es necesario que las distribuidoras no estén sujetas al suministro de una sola empresa —pública o privada, integrada o únicamente generadora— para que puedan comprar electricidad a cualquier generador.

Lo mismo ocurre con los grandes consumidores o "clientes libres" que pactan precios de potencia y energía con cualquier generador. Para ello, el establecimiento de un mercado mayorista libre y "competitivo" entre generadores, distribuidores y grandes clientes requiere, como condición necesaria, el libre acceso a los sistemas de transmisión. La operación sin ningún tipo de restricciones del sistema de transmisión y la función del despacho central son funciones indispensables para asegurar el acceso equitativo al sistema interconectado para la transferencia de energía en bloque.<sup>27</sup>

Dos esquemas se han seguido en cuanto a la fragmentación del segmento generación-transmisión y respecto a la participación del capital privado:

i) En Chile, en el sistema interconectado central, el generador más importante ENDESA, también posee la transmisión (TRANSELEC) mientras que a su vez, vía el holding ENERSIS, controla la distribución metropolitana, a través de CHILECTRA, lo que ha sido considerado por algunos analistas como una barrera a la competencia.<sup>28</sup>

En otros países se ha tratado de evitar que las mismas empresas participen en todas las fases del sistema: En Argentina, uno de los sistemas de transmisión de alta tensión es propiedad de TRANSENER que actúa como una corporación independiente. En Perú la ley busca evitar la concentración, aunque es difícil evitar las relaciones intrafirma mientras en Colombia, se separarán los activos de generación y transmisión de la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) que a su vez mantiene la propiedad sobre la red interconectada.

ii) Chile fomenta la participación privada en todo el sistema pero mantiene en manos del Estado una empresa hidroeléctrica (COLBUN S.A.<sup>29</sup>) que actualmente abastece del orden del 15% de la energía. La estrategia de Colbún con la incorporación de un "socio privado" que le aportaría más flexibilidad financiera y para realizara inversiones, apuntaría a convertirse en un tercer operador importante en el mercado del Sistema Interconectado Central, mejorando así su posicionamiento incluido los contratos con empresas distribuidoras y clientes libres. Esto podría dar un mayor grado de competencia a nivel de la generación.

En Argentina y Perú, la tendencia es a la privatización total de la generación. En el caso argentino se suele incluir en esa tendencia a las centrales hidroeléctricas compartidas con otros países (Yacretá) y las nucleares.

Bolivia constituye un caso particular ya que la "Ley de Capitalización" busca la participación privada a través de un esquema de ampliación de capital. Tres etapas se distinguen en este proceso:<sup>30</sup>

- *La capitalización.* El Estado transforma la empresa estatal en una sociedad anónima mixta (SAM) a través de la participación de los trabajadores de la empresa que voluntariamente deciden participar en la sociedad, aportando un monto no superior a sus beneficios sociales. Una vez creada la SAM, el Estado selecciona un socio estratégico quien realiza una oferta correspondiente al 100% del capital de la SAM, lo que le da derecho al 50% de la propiedad y a la administración de la empresa capitalizada.

- *La distribución de la propiedad.* El Estado se compromete a distribuir la totalidad de sus activos en la empresa capitalizada a la población mayor de edad al 31/12/95. La distribución asumirá la forma de un depósito en una cuenta de capitalización individual de carácter no contributivo a cargo de las administradoras de fondos de pensiones.

- *La reforma del sistema de seguridad social.* Se espera modificar el sistema de forma similar al chileno. Se crearían administradoras de fondos de pensiones, cuya función sería maximizar la rentabilidad de las cuentas contributivas y no contributivas de los bolivianos, que alimentarán los retiros al momento de la jubilación.

De esta forma se capitalizaron el 51% tres centrales generadoras de la empresa estatal ENDE: Corani por US\$ millones 58, Guaracachi por 47 y Valle Hermoso por 34; y el 95.87% de la distribuidora Elfec por 50.27 millones de US\$.

c. **Continuidad de estructuras "cuasi-monopólicas"**

Países como Uruguay, Paraguay y Brasil, aún no han incluido a los generadores independientes privados bajo esquemas de contratos de compra garantizada, el elemento característico para una apertura limitada, por lo que se pueden clasificar bajo la modalidad de cuasi-monopolios.

Venezuela presenta un caso particular de sistemas con presencia de "oligopolios integrados" y en otros de "monopolios integrados", y no se tiene certeza, hasta el momento, sobre qué tipo de estructura de mercados se adoptará en la reforma.

Brasil está tomando los pasos necesarios para una mayor participación privada —al menos ha comenzado con la privatización en el área de la distribución, al concretarse el traspaso de la empresa Light, distribuidora de Río de Janeiro— antes de que entre en vigencia un nuevo marco legal.

## 5. Los marcos regulatorios <sup>31</sup>

a) **Principios generales**

Los principios implícitos o explícitos en los marcos regulatorios vigentes propenden a lograr condiciones de competencia en los mercados de electricidad, buscando la seguridad del abastecimiento, el mejor servicio al mínimo costo y la protección de los usuarios.

Destacan en este sentido, la aplicación de criterios tales como los siguientes:

- a) Eficiencia: óptima asignación de los recursos, no distorsiones en la fijación de los pliegos tarifarios.
- b) Transparencia: acceso de autoridades y usuarios a la información.
- c) Calidad: óptima prestación del servicio.
- d) Continuidad: no interrupción del abastecimiento.
- e) Obligatoriedad: atención a quien solicite el servicio.
- f) Neutralidad: no discriminación de ninguna índole a ofertantes y usuarios.
- g) Adaptabilidad: incorporación de las tecnologías más adecuadas existentes.
- h) Confiabilidad: seguridad en la operación de los sistemas.
- i) Armonía ambiental: operaciones compatibles con el entorno natural.

b) **Carácter de servicio público**

Sobre la definición de servicio público de la industria eléctrica existen dos grandes concepciones en América Latina:

a) Una concepción que podríamos denominar "integral" —compartida por ejemplo por Colombia y México— en la que se considera que todas las fases de la industria están destinadas a satisfacer necesidades colectivas esenciales, razón por la cual deben ser consideradas como actividades de servicio público.

b) Una concepción "parcial" —vigente por ejemplo en Argentina, Chile y Perú— que estima que sólo algunas fases de la industria deben ser consideradas como de servicio público. Se especifican, en este sentido, aspectos tales como los siguientes:

i) El transporte y la distribución son servicios públicos mientras que la generación destinada a abastecer un servicio público es de interés general (Argentina).

ii) El suministro que efectúe un concesionario de distribución a usuarios finales ubicados en la zona de concesión o a quienes estando fuera se conectan a la concesionaria

mediante líneas propias o de terceros, son un servicio público. No lo son los suministros desde instalaciones de generación y transporte; la distribución sin concesión o la que hagan cooperativas no concesionarias (Chile).

iii) El suministro de energía para uso colectivo es un servicio público considerando límites de potencia (Perú).

**c) *Planeamiento y expansión del sistema***

Éste es un aspecto que por lo general está considerado en la normativa institucional pero que debería merecer precisiones dentro de los correspondientes marcos regulatorios.

En general se establece que la autoridad energética (ministerio, secretaría, comisión, etc.) es responsable del planeamiento a mediano y largo plazo y son claras las atribuciones y la influencia de los organismos públicos respecto a la aprobación de concesiones y autorizaciones de operación.

El concepto de subsidiariedad del Estado predomina dentro de las nuevas "reglas de juego". Los planes son considerados como referenciales buscando orientar a los inversionistas privados y racionalizar la eventual participación del Estado. El caso opuesto, a la tendencia general, es el de México en que la Comisión Federal de Electricidad juega un papel preponderante en la planeación y expansión del sistema.

**d) *Marco institucional***

Los marcos regulatorios han tendido a separar las funciones de los diferentes organismos considerando su naturaleza política, regulatoria, de fiscalización y control, y empresarial.

*i) Funciones vinculadas a la formulación de políticas*

El planeamiento y la formulación de políticas generales corresponde a los ministerios, secretarías y comisiones de energía, estando vigentes en la región dos grandes esquemas: una coordinación de carácter intersectorial, más bien formal, a nivel del Consejo de Ministros —esquema que predomina en Argentina, Bolivia, Colombia, México, Perú y Venezuela— y una coordinación especializada, a nivel de comisiones de energía de las que forman parte los ministros directamente involucrados (Brasil, Chile y Honduras) o funcionarios técnicos de alto nivel.

Es interesante destacar dentro de esta corriente el caso de Honduras que ha constituido un "Gabinete Energético" y una "Comisión Nacional de Energía Eléctrica" integrada por técnicos. En Venezuela se constituyó también, como un órgano asesor, dependiente de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC).

*ii) Funciones regulatorias*

Los marcos regulatorios han tendido a separar las funciones regulatorias de las empresariales en los casos en que el Estado tiene un claro protagonismo en el desarrollo de la industria. Éste es el caso de México, por ejemplo, en que existe una "Comisión Regulatoria de Energía".

En general se ha tendido a crear entes con autonomía técnica y administrativa. En algunos países —Argentina, Brasil y México— dichos órganos han sido concebidos como dependientes de los ministerios o secretarías de energía; en otros son entidades dependientes del Presidente de la República (Superintendencia de Electricidad en Bolivia y Servicio Nacional de Electricidad en Costa Rica); y en algunos funcionan como comisiones interministeriales (Comisión Nacional de Energía de Chile, Comisión Nacional de Servicios Públicos de Honduras y Comisión Reguladora de Energía Eléctrica de Venezuela).

En el caso de Perú el énfasis regulatorio ha sido puesto en la fijación de las tarifas (Comisión de Tarifas Eléctricas) dejando para la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas otros aspectos regulatorios. Recientemente se ha creado un organismo que deberá centralizar las actividades de promoción de inversiones y de regulación: Organismo Supervisor de Inversiones Energéticas (OSINERG).

### iii) *Funciones de fiscalización y control*

Estas funciones son ejercidas por los propios ministerios o secretarías, a través de ciertas reparticiones o entes adscritos a ellos. En Chile existe la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dependiente del Ministerio de Economía, mientras que en Colombia se constituyó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios como dependiente de la Presidencia de la República.

### iv) *Funciones vinculadas a la organización y funcionamiento del mercado*

Las reformas han tendido a dar mayor autonomía a las empresas públicas, desvinculándolas de las tareas regulatorias que, en ciertos casos, asumieron en el pasado. En general, actualmente es un principio establecido de administración pública separar las actividades relativas a la operación de las de regulación y fiscalización.

Para garantizar la eficiencia de las transacciones se han constituido órganos de operación del sistema, que han recibido diferentes denominaciones pero que cumplen funciones similares orientadas a coordinar la óptima operación del sistema y las transacciones entre las empresas de generación, transmisión y distribución.<sup>32</sup>

No existe un modelo único que determine la configuración de estos organismos. La característica común es que integran a uno o más actores del sistema vis-à-vis la naturaleza de sus operaciones. Así, en algunos casos integran sólo a los generadores que tengan una capacidad mínima de 62 MW (Chile); en otros incluyen a las empresas de generación, transmisión y distribución (Bolivia, Colombia y Honduras) mientras que en el Perú los titulares de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas forman parte del Comité.

En general, los dispositivos establecen condiciones especiales de idoneidad moral y técnica para integrar los organismos del sector.

En algunos casos integran también a entes reguladores del Estado, pero no es lo común.<sup>33</sup> De otro lado, su configuración jurídica es variable. En el caso de Argentina es una sociedad anónima integrada por los actores del "mercado eléctrico mayorista", que incluye a los grandes usuarios, mientras que en la mayoría de los demás casos nacionales asume la forma de un comité.

e) ***Mecanismos de fijación de precios***

El establecimiento de mecanismos para la fijación de precios, considerando las negativas experiencias del pasado que derivaron en serias distorsiones que afectaron la capacidad financiera de las empresas del Estado y la intención de facilitar el concurso de la inversión privada, constituye uno de los aspectos de mayor trascendencia dentro de los nuevos marcos regulatorios vigentes en los países de la región.

Como orientación general se busca que los precios regulados cubran los costos operativos, promuevan la eficiencia y reflejen una tasa de rentabilidad atractiva para los inversionistas privados.

Son objeto de regulación las actividades de los operadores involucradas en concepciones de servicio público. En la mayoría de los países están sujetos a regulación los suministros de transportistas y distribuidores, con excepción de Chile en el caso de la transmisión.

En Argentina, se regulan los precios de los suministros de transportistas y distribuidores regidos por regímenes de concesión. En Bolivia se regulan los precios entre generadores y entre contratistas y distribuidores cuando que no existe un contrato de abastecimiento para lo cual se utiliza como referencia el costo marginal determinado por el Comité Nacional de Despacho de Carga; los precios en los nudos de entrega para las empresas de distribución; el precio a los clientes corrientes; y los precios de los sistemas autónomos que mantienen su integración.

En Chile, se regulan los suministros a usuarios finales con una potencia inferior o igual a 2 MW, ubicados en una zona de concesión y los suministros efectuados desde instalaciones de generación o transmisión a clientes finales con una potencia conectada inferior o igual a 2 MW.

En Perú como en el resto de países de la región, los órganos de despacho de carga determinan el precio entre las generadoras y son objeto de regulación las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión; las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución del servicio público de electricidad y las ventas a los usuarios de este servicio.

i) ***Regulación de precios de generador a distribuidor***

La norma general es que los órganos de despacho de carga determinan los denominados precios de nudo o de barra, que son aprobados por el ente regulador, de acuerdo a las condiciones establecidas en los correspondientes contratos de abastecimiento entre generadores y distribuidores involucrados en operaciones de servicio público.

Los niveles tarifarios reflejan un promedio de los costos marginales de suministro estando sujetos a ciertas contingencias derivadas de los cambios en la demanda y de las condiciones de uso de las fuentes de generación (variaciones hidrológicas, costo de los combustibles).

Estos precios deben guardar una cierta correspondencia con los precios establecidos para los "clientes no regulados o libres". Así por ejemplo, en los casos de Chile y Perú se establece que no pueden ser ni menores ni mayores del 10% del valor resultante de las transacciones entre los generadores y los clientes no regulados.

### *ii) Regulación de los precios de transmisión*

El criterio extendido en la región es que las tarifas de transmisión deben ser reguladas, tratándose de una actividad que se ejerce en condiciones de "monopolio natural".

Sin embargo, en la pionera reforma chilena no fue considerada la regulación de estas tarifas que deben corresponder al costo anualizado de la inversión (valor nuevo de reemplazo, vida útil y tasa de actualización), operación, mantenimiento y costos de gestión de un sistema de transmisión que tenga una dimensión que permita un equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad.

Estas tarifas son fijadas por los entes reguladores. Se consideran cargos de conexión, uno fijo y otro variable. Los sistemas principales de transmisión deben permitir a los generadores comercializar potencia y energía en cualquiera de las barras o nudos del sistema mientras que los sistemas secundarios deben permitir conectarse al sistema principal y también, comerciar energía en cualquiera de sus barras.

En Chile, estos valores se dejaron a libre negociación entre las partes. Cualquier generador puede hacer uso de los sistemas de transmisión pagando el correspondiente peaje, a manera de compensación, al propietario de la red, que rige por un período no inferior a cinco años. La autoridad regulatoria se excluye de esta negociación no interviniendo de ninguna forma. En caso de controversia insoluble se acude a un tribunal arbitral.

Éste ha sido un tema sumamente conflictivo en Chile en el caso del sistema interconectado central, ya que existe, en los hechos, un esquema de integración vertical, por relaciones de propiedad y control entre las empresas involucradas (Endesa, Transelec y Chilectra Metropolitana ligadas al Grupo Enersis) (Ver Recuadro 3).

### *iii) Regulación de los precios de distribución*

Todos los países de la región regulan las tarifas que pagan los usuarios cautivos de los servicios públicos, incluyendo tarifas base y formulas de indexación previamente pactadas con la autoridad regulatoria.

La norma general es que los precios de distribución incluyen los precios de barra o nudo, establecidos éstos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y el valor agregado derivado de la prestación del servicio al usuario final. De esta forma, el precio regulado de distribución incluye los costos de generación, transmisión y distribución.

Para el cálculo del valor agregado de distribución se ha considerado como base el resultante de una empresa modelo (Colombia, Chile, Perú). Para su determinación se incluyen los costos fijos vinculados a la atención del usuario, independientemente del consumo que registre; las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y costos estándares de inversión (valor nuevo de reemplazo, vida útil y tasa de actualización que varía entre 10% y 12%), mantenimiento y operación de los sistemas, para un conjunto de áreas típicas de distribución, definidas por la autoridad regulatoria.

En este aspecto, los marcos regulatorios persiguen que no se trasladen al consumidor final las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas eléctricas, aunque no está muy claro cómo trasladar las ventajas de la mayor eficiencia.

### Recuadro 3

#### CHILE: EL MARCO NORMATIVO Y LOS CONFLICTOS AL INTERIOR DEL CENTRO DE DESPACHO DE CARGAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (\*)

"La gestión en el área del Centro de Despacho de Cargas del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) se desarrolla en un marco normativo débil, que origina conflictos al interior del CDEC y cuya resolución requiere la intervención del Sr. Ministro de Economía, mediante el mecanismo de la divergencia. Esta situación se produjo en diversas oportunidades durante 1995.

En la gestión operacional surgieron con mayor importancia las restricciones de capacidad del Sistema de Transmisión, originando distorsiones en la operación al mínimo costo y en la determinación de los costos marginales, siendo necesario el desarrollo de nuevos modelos.

Colbún presentó al CDEC una metodología para la correcta aplicación del marco legal vigente en relación al balance de inyecciones y retiros que realiza el CDEC. Esta nueva metodología respeta los derechos de servidumbre de paso de la electricidad sobre instalaciones de terceros (es obligación del CDEC garantizarlo), principio que resulta básico para la operación del sistema de peajes en líneas de transmisión y que entrega señales económicas correctas para la operación segura del Sistema de Transmisión. Dicha metodología fue cuestionada por el resto de empresas, por lo cual se encuentra en divergencia para la resolución del Sr. Ministro de Economía.

Por otra parte, Colbún presentó su posición ante problemas que derivaron en divergencias en el CDEC, relacionadas con el procedimiento de verificación de contratos de carbón, la utilización de dólar acuerdo u observado para la determinación de los costos marginales y de la potencia firme de la central Guacolda.

Finalmente, Colbún enfrentó en 1995 la negociación de peajes con Transelec para liquidar los pagos previsionales de peaje básico y adicionales realizados por Colbún, desde 1992 a la fecha, y la determinación del peaje futuro a pagar por las centrales Colbún y Machicura. Durante la negociación de peajes con Transelec, en septiembre de 1995 se decidió someter a un tribunal arbitral la resolución de los conflictos entre las partes, para lo cual Colbún notificó a Endesa y Transelec de dos arbitrajes, uno por los peajes adicionales, y otro por el peaje básico. Ante esta situación, en la última semana de diciembre de 1995 se llegó a un acuerdo con Transelec en la reliquidación de los peajes adicionales, mediante la devolución por parte de Transelec de dos mil millones (2 000 millones) de pesos, desistiendo ambas partes de continuar con el arbitraje por los peajes adicionales. Sin embargo, puede reiniciarse el proceso para el caso del peaje básico".

(\*) Extraído de COLBUN S.A. Informe de gestión 1995, páginas 20-21.

Hay tres aspectos que son interesantes de mencionar y que responden a las particularidades propia de los marcos regulatorios vigentes:

1) En el caso de Chile cuando se producen controversias, se aplica un promedio ponderado entre las tarifas determinadas por las empresas distribuidoras (un tercio) y las definidas por el ente regulador (dos tercios).

2) En Colombia se introduce el principio de neutralidad mediante el cual los usuarios residenciales de una misma condición socioeconómica, o usuarios no residenciales según sus niveles de voltaje, deben tener el mismo tratamiento tarifario, siendo objeto de subsidios si los hubiese.

3) Formalización jurídica de un manejo tarifario con criterio de redistribución del ingreso. Por ejemplo:

- en Colombia, el marco regulatorio establece que los pliegos tarifarios deben considerar criterios para que los sectores de mayores ingresos ayuden a los de menores para que puedan pagar las tarifas resultantes de un consumo que cubra sus necesidades básicas otorgándose a la Comisión Reguladora de Energía y Gas la atribución de fijar los aportes correspondientes. Como pauta general se establece que los estratos residenciales de altos ingresos y los no residenciales deben aportar recursos que no excedan del 20% del costo de prestación del servicio para subsidiar el referido consumo de subsistencia de los estratos de bajos ingresos. El saldo que quede por financiar es cubierto con recursos del presupuesto nacional;

- en Honduras el marco regulatorio establece que las tarifas deben ser estructuradas de manera que promuevan un uso equitativo de la energía eléctrica para lo cual todos los consumidores no residenciales debe cobrarseles entre 100% y 120% del costo total del suministro. En el caso residencial, los consumos que superen los 500 KWh /mes deberán ser cobrados al 110%; entre 301 y 500 KWh/mes a no menos del 100%; entre 101 y 300 KWh/mes al 80%; y entre 0 y 100 KWh/mes a no menos del 45% del costo total del suministro;

- en Brasil, la ley 8.987 dice que se deberá tener en cuenta el abastecimiento del mercado sin exclusión de las poblaciones de bajos ingresos. Se precisa que en la compensación financiera por la utilización de recursos hídricos no deben afectarse las cuentas por consumos hasta 30 KWh.

## **6. Los marcos regulatorios y los pilares del desarrollo sustentable**

### **a) *Suministro y equidad social***

El acceso equitativo a los servicios de electricidad sigue siendo un serio problema a enfrentar dentro de los marcos regulatorios regionales ya que las preferencias tarifarias en favor de los grupos de menores ingresos son una posibilidad pero no la única para facilitar dicho acceso.

Los países de la región están enfrentando el problema de diferente manera:

a) En Argentina, se constituyó el "Fondo Nacional de Energía Eléctrica" financiado con un recargo tarifario que pagan los compradores del mercado mayorista. El 60% se destina al "Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales" y el 40% restante al "Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior".

b) En Bolivia, la electrificación de áreas poco pobladas y rurales es responsabilidad del Estado y se financia a través del "Fondo Nacional de Desarrollo Regional" precisándose que los derechos por la obtención de concesiones y licencias deben destinarse a proyectos de electrificación rural.

c) En Brasil, ELETROBRAS deberá destinar el 5% de los recursos recaudados en la "Reserva Global de Reversao" para financiar programas de electrificación rural mientras que el costo de los combustibles para la generación eléctrica en los sistemas aislados debe ser prorrateado entre todos los concesionarios de distribución.

d) En Colombia, se ha elaborado un Plan Nacional de Energización en Zonas no Interconectadas que incluirá prioritariamente programas de sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por fuentes alternativas de energía, que será financiado con recursos del presupuesto nacional, a fin de que en un plazo de dos décadas se

alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país en concordancia con el principio de equidad que establece el marco regulatorio.

e) En Honduras se ha creado el "Fondo Social de Desarrollo Eléctrico" para financiar estudios y obras de electrificación de interés social.

**b) *Uso eficiente de la energía***

Éste es un asunto que no está presente con la debida prioridad en los marcos regulatorios de los países de la región. Con excepción de los marcos regulatorios vigentes en Brasil y Colombia, en el resto de países se incluyen solamente consideraciones declarativas y muy poco en materia de instrumentación de políticas.

En Brasil, se han constituido la Comisión Interna de Conservación de Energía y el Grupo Coordinador de Conservación de Energía Eléctrica. El primero tiene como atribución central evaluar el potencial de reducción de gastos de energía mientras que el segundo debe establecer las metas a mediano y largo plazo del Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (PROCEL). De otro lado, la legislación establece que ELETROBRAS debe destinar recursos a estos fines e inclusive se precisa que debe contribuir al financiamiento de programas de conservación de energía con empresas concesionarias.

En Colombia, se ha creado la División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía como dependencia del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas que, entre otras atribuciones tiene las de establecer metas de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.

Los programas de uso eficiente de la energía han tenido un importante desarrollo en Brasil y México, a través de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) existiendo experiencias valiosas también, en Perú (CENERGIA) y menor medida en Chile. En Costa Rica se ha promulgado una ley específica que incluye incentivos tributarios para desarrollar programas de esta índole pero en general puede concluirse que es necesario fortalecer la articulación entre la reestructuración de los mercados de electricidad, como propósito central de las reformas eléctricas en marcha y las políticas de uso eficiente de la energía.

**c) *Protección del medio ambiente***

Por lo general, los marcos regulatorios incluyen declaraciones de principio sobre el medio ambiente y la protección de los recursos naturales vinculadas a la legislación particular que, en la mayoría de los países, existe sobre esta materia.

Estas consideraciones son más concretas en algunos países. En Argentina, se precisa que la industria eléctrica, en toda su infraestructura física y fases, debe adecuarse a las medidas de protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados, debiendo responder además a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y a los que establezca en el futuro la Secretaría de Energía.

En Brasil, la ley estipula que el ente regulador es responsable del aumento, calidad, productividad, protección del ambiente y conservación de la energía, debiendo tener en cuenta el principio de optimización y manejo integral de los recursos naturales que consideran las disposiciones vigentes.

En Colombia, el marco regulatorio especifica que las empresas eléctricas, cualquiera sea la naturaleza de su propiedad, que emprendan proyectos susceptibles de ocasionar problemas ambientales tienen la obligación de evitarlos, mitigarlos, repararlos o

compensarlos de conformidad con las disposiciones establecidas sobre la materia. Estas empresas están obligadas además, a obtener una "licencia ambiental" para desarrollar sus operaciones.

**d) *Garantías y estímulos a la inversión***

La mayoría de los regímenes regulatorios considera que el manejo tarifario transparente y en concordancia con los criterios de eficiencia económica es el mejor estímulo para la inversión privada, otorgándose garantías jurídicas a los correspondientes contratos de concesión y en general a la propiedad privada de acuerdo a las normas constitucionales.

Existen sin embargo, algunas garantías adicionales y estímulos de carácter tributario que han sido considerados en los marcos regulatorios de algunos países de la región. En el Perú, por ejemplo, los concesionarios gozan de estabilidad jurídica, tributaria y de libre disponibilidad de divisas. Asimismo, los derechos por la importación de bienes de capital pueden sufragarse hasta en 36 mensualidades mientras que los concesionarios de generación pagan una contribución única, por el uso de fuentes hidráulicas y geotérmicas, que no podrá exceder del 1% del precio promedio de la energía generada.

En Costa Rica, se estipula que las empresas privadas gozarán de las mismas exoneraciones que tiene el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para la importación de bienes de capital, acogiéndose además, a los incentivos vigentes de promoción industrial y a todas las deducciones impositivas a la renta que considere el régimen tributario vigente.

## **7. Evaluación preliminar del proceso de reformas**

A pesar del poco tiempo transcurrido desde que se comenzaron a gestar y aplicar el conjunto de reformas, puede afirmarse que los cambios produjeron una serie de impactos positivos y otros tantos negativos sobre los pilares del desarrollo sustentable: crecimiento económico, equidad social y protección del medio ambiente.

Se han verificado algunas imperfecciones de las reformas, por cuanto algunos países presentan estructuras de generación que todavía son inapropiadas de un punto de vista económico y que están abiertas a críticas desde el ángulo ecológico, y que pueden tener, además, efectos sociales negativos. Eso significa que por el momento, los resultados desde la óptica del desarrollo sustentable, al menos desde el ángulo de la equidad y del medio ambiente, no son todavía los más apropiados.

**a) *El proceso de privatización y el equilibrio fiscal***<sup>34</sup>

Las recaudaciones acumuladas a partir de comienzos de los ochenta como resultado del traspaso y venta de empresas públicas han crecido en forma significativa. El monto anual recaudado por concepto de privatizaciones que en 1985 ascendieron a US\$ 40 millones, representaba a fines de 1991 una cifra superior a los US\$ 17 000 millones. A fines de 1994, el monto total acumulado recaudado alcanzaba a US\$ 56 000 millones.<sup>35</sup>

Entre los países con procesos de privatización consolidados destaca la experiencia chilena, cuyas recaudaciones acumuladas entre 1974 y 1989 ascienden a más de 16% del PIB. Respecto de la magnitud, le siguen México con un 8.8% y Argentina con casi un

7% del PIB. Finalmente, Brasil exhibe el menor porcentaje dentro de este grupo con solamente el 2%, en parte porque el plan masivo de privatizaciones en ese país está anunciado para los próximos años.

Dado que en muchos casos prevaleció el criterio de recaudación de ingresos en el corto plazo, sólo excepcionalmente se estimuló un proceso de acumulación en los sectores privatizados, incorporando explícitamente en la licitación el fomento a nuevas inversiones, como en las experiencias de Bolivia y Perú. En el resto de países, las empresas privatizadas que ampliaron su capital e inversiones han sido las de sectores como telecomunicaciones, energía (hidroeléctricas, gas y petróleo), o grandes empresas mineras, en las que existe un gran potencial de expansión. Sin embargo, dado que en muchos de los países este proceso es reciente, es posible que aún no se refleje en las cifras de formación bruta de capital fijo a nivel global.

En términos de ingresos fiscales, las privatizaciones han representado una fuente importante de financiamiento del sector público, y en algunos casos ésta ha sido la principal motivación de la venta de empresas públicas. Por ejemplo en Perú en 1994, los ingresos provenientes de la privatización de empresas públicas representaron hasta un 27% del ingreso fiscal del sector público no financiero, aunque no siempre las recaudaciones provenientes de las privatizaciones han significado recursos frescos para el Estado ya que las formas de pago han sido diversas (efectivo, crédito, títulos de deuda, capitalización, compromisos de inversión, etc.).

En los últimos años, las restricciones fiscales han representado y siguen representando un factor importante en la aceleración del proceso de venta de empresas públicas en América Latina. El efecto sobre las finanzas públicas se puede observar en la reducción de las transferencias corrientes de recursos fiscales, aunque el beneficio global depende del destino de los recursos provenientes de las ventas de empresas.

## **b) *El financiamiento***

Es probable que desde 1990 hayan mejorado los indicadores financieros (relación deuda-capital, financiamiento interno de los proyectos, cobertura del servicio de la deuda, entre otros), explicados en gran parte por los aumentos de tarifas, la reducción de la deuda y en algunos países, por la reestructuración y saneamiento financiero de las empresas eléctricas previo al proceso de privatización.

Las estrategias de reforma y privatización han tenido éxito en obtener financiamiento para la expansión del sector eléctrico. En efecto, mientras los países que produjeron reformas estructurales (Chile, Argentina) tuvieron menos problemas para encontrar financiamiento para sus proyectos de expansión, aquellos que introdujeron una apertura limitada (México) deben esforzarse para asegurarlo.

Los países que no efectuaron reformas, implícita o explícitamente están avanzando hacia alguna reestructuración. Brasil, por ejemplo, con un gran número de proyectos en construcción, busca actualmente actores del sector privado para que se asocien con las empresas estatales para concluirlos. En este mismo sentido, los serios problemas de abastecimiento en Ecuador han inducido a las autoridades a aceptar durante 1995 varios proyectos de generación eléctrica con la participación privada, incluyendo el arrendamiento temporal.

Los ajustes y cambios en la formación de precios, así como la disponibilidad de garantías de gobierno, han desempeñado un papel importante en el financiamiento de nueva capacidad en sistemas como Argentina y Chile. Es difícil determinar hasta qué punto el solo ajuste en los precios, sin las reformas sectoriales o garantías del gobierno, mejoraron la situación financiera imperante en épocas anteriores a las reformas.

El saneamiento financiero de las empresas energéticas se ha visto, sin duda, favorecido por la reorientación de las políticas de precios y tarifas. De otro lado, se ha buscado mejorar la eficiencia operacional y se han aplicado políticas de reducción de personal, a efectos de reducir costos.

En algunos casos, han cerrado ciertas unidades y en otros se han separado las unidades productivas (establecimiento de filiales bajo esquemas del tipo "holding"), para hacer más transparente el rendimiento de las fases del proceso productivo y evitar las transferencias (subsidios) de una actividad a otra.

Muchas veces se argumenta que las reformas del sector pueden ser un obstáculo al financiamiento en aquellos países en transición. Sin embargo, dichos problemas no son necesariamente inherentes al proceso de reforma, sino al enfoque y a su manejo: por ejemplo se anunciaron esas reformas sin su ejecución subsiguiente (como en un determinado período en el Ecuador), o se iniciaron sin ningún resultado acertado (El Salvador), o la ejecución se combina con un complejo proceso de ajuste con muchas implicaciones económicas y políticas (Colombia).

Estos problemas que surgen de la utilización de nuevas formas de financiamiento en un período de transición, se encuentran potenciados por la inestabilidad de los mercados de capitales regional y mundial y el número cada vez más grande de oportunidades de inversión a medida que más países, algunos de ellos con un tamaño de mercado importante como el Brasil, lanzan una estrategia de privatización.

### **c) *La eficiencia sectorial y los cambios de objetivos en la industria eléctrica***

Resulta bastante evidente que dentro de los impactos positivos, las reformas tienden a mejorar la eficiencia operativa del sector: calidad del servicio y confiabilidad de los sistemas, reducción de costos financieros, aumento de la productividad (mediada por empleado ocupado, por cliente servido o energía vendida), y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas derivadas de cambios en la gestión comercial.

Más difícil resulta evaluar los efectos de las nuevas formas de financiamiento sobre la reducción de costos, ya que se observan sesgos en favor de proyectos medianos, con cortos plazos de construcción y una vida útil breve es decir, con una baja intensidad de capital. Esta política, presenta una fuerte contradicción con el funcionamiento óptimo de los mercados, ya que ese sesgo puede conducir a estructuras de generación económicamente no óptimas. En tal sentido, en la expansión de la capacidad de generación financiada bajo los nuevos esquemas se ha constatado la existencia de varias plantas a fuel oil y a diesel que están operando en la base de los diagramas de carga.<sup>36</sup>

Este problema es agravado en aquellos casos donde las nuevas centrales eléctricas (térmicas) son construidas por un generador independiente con base en un rígido contrato de compra garantizada a largo plazo que distorsionan el orden de mérito económico con que se despachan las centrales.

Al evaluar los logros de eficiencia alcanzados por el proceso de reformas, se deben tomar en cuenta los cambios en los objetivos sectoriales. Los nuevos objetivos son suministro confiable a bajos costos económicos, mientras que el objetivo anterior a las reformas frecuentemente incluía objetivos sociales, de infraestructura y otras metas, como por ejemplo el desarrollo regional. También es necesario precisar que las empresas privatizadas no han aportado mayores cambios al progreso tecnológico, sí al desarrollo financiero y a la gestión comercial-empresarial del sector.

El papel de las reformas en general, y de las privatizaciones en particular, en el desarrollo de los mercados locales de capital, se lo suele citar entre los impactos

positivos; argumentándose, además, que las empresas eléctricas privatizadas de algunos países latinoamericanos y particularmente en Chile, han sido las primeras en acceder a los mercados internacionales de capital. Sin embargo, como en el caso de Chile, la preocupación por los precios de las acciones en los mercados de capital externos pueden presionar a las autoridades regulatorias a ceder en negociaciones sobre precios regulados. De esta forma, las consideraciones financieras pueden pesar más que las consideraciones de eficiencia económica general y distribución de ingresos.

Desde el punto de vista de la regulación de mercados, puede afirmarse que el proceso de privatización en América Latina ha presentado diversas fallas, tales como la falta de regulación en mercados no competitivos (lo que ha generado que las supuestas ganancias de eficiencia derivadas de la privatización no hayan sido traspasadas a la comunidad a través de menores precios), o limitada ampliación de cobertura de los servicios y mejoramiento en su calidad, con lo que se concluye que hasta ahora, la mejora en los servicios por su traspaso al sector privado nacional o extranjero, no siempre se ha hecho evidente.

La experiencia indica que la capacidad reguladora de los gobiernos de la región ha estado a la zaga de los procesos de reforma. El éxito de los programas futuros de privatizaciones dependerá de la capacidad de implementar esquemas de regulación y control que promuevan la competitividad y la inversión de las empresas privatizadas.

#### **d) Aspectos sociales**

Algunos de los aspectos discutidos desde el punto de vista del financiamiento y la eficiencia implicaron cambios en las posiciones absolutas y relativas de grupos dentro de la sociedad. Algunos de esos elementos podrían sintetizarse en:

- en algunos países (Argentina y Perú) los ajustes de precios han afectado negativamente a los grupos sociales de menores ingresos, ya que se han aplicado estructuras tarifarias que pasaron de ser crecientes a decrecientes por bloques de consumo. Es decir, que los estratos pobres pagan más por unidad consumida que los estratos de altos ingresos. En otros países (Colombia, Honduras), se optó por un sistema de subsidios cruzados entre estratos sociales. En Colombia se establece que los estratos residenciales de bajos ingresos con consumos de hasta 200 KWh/mes (consumo de subsistencia), serán subsidiados por los altos ingresos, y también por usuarios no residenciales quienes deben aportar recursos que no excedan del 20% del costo de prestación del servicio. El saldo que quede por financiar es cubierto con recursos del presupuesto nacional.<sup>37</sup>
- al favorecer un sólido financiamiento de las empresas eléctricas en la regulación de los precios, surgen efectos redistributivos entre los dueños de las empresas eléctricas y los clientes, especialmente con efectos desfavorables para los pequeños clientes residenciales en mercados cautivos (Chile, Perú), por cuanto las ganancias provocadas por una mayor eficiencia de las empresas privadas no propendieron a la disminución tarifaria correspondiente.
- la reducción en el ritmo de la electrificación rural afecta las poblaciones rurales, ya que los nuevos objetivos son suministro confiable a bajos costos económicos, mientras que el objetivo anterior a las reformas frecuentemente incluía objetivos sociales, de infraestructura y otras metas de desarrollo. De esta forma "en el nuevo esquema sectorial, la electrificación rural parece una meta difícil de conseguir".<sup>38</sup> No obstante esto, las últimas estadísticas del Banco

Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial parecerían indicar una cierta reorientación de los fondos del sector eléctrico a la electrificación rural.

e) **Aspectos ambientales**

Aún no se observan impactos positivos de las reformas sobre la expansión de las fuentes renovables y la cogeneración, por lo que el sesgo petróleo/gas de los proyectos de generación con financiamiento privado llevará a mayores niveles de emisiones provenientes de la producción eléctrica, especialmente las de CO<sub>2</sub>, que los que implicaba la creciente participación de la hidroelectricidad dentro del modelo tradicional.

Por otra parte, este proceso de reformas no parece apoyar la difusión masiva de tecnologías basadas en fuentes renovables y pequeñas unidades diseñadas para abastecer los sistemas aislados, sin el decidido apoyo del Estado.

Se está reduciendo fuertemente la participación de la hidroenergía en la producción eléctrica regional en favor de la generación térmica, por lo que la producción eléctrica a base de turbinas de gas (a base de gas natural o derivados de petróleo) o ciclo combinado (a gas natural) aumentará considerablemente. Desde el punto de las emisiones de gases de invernadero, esto significa una menor calidad ambiental con respecto a los proyectos hidroeléctricos.

Como ya se indicó, los efectos de las reformas sobre el uso racional de energía y las fuentes renovables están por verse. La ausencia empresarial del Estado y los límites del financiamiento privado y de los organismos internacionales, no deben implicar la renuncia del Estado a financiar el desarrollo sustentable, es decir de su responsabilidad sobre la equidad y el medio ambiente, además del progreso económico.

Existe una tendencia a incrementar el consumo de gas natural en América Latina, cuyos resultados para el medio ambiente son por lo menos cuestionable. Si su penetración se base fundamentalmente en la generación eléctrica y no en otros usos alternativos tecnológicamente más avanzados como combustible, para transporte por ejemplo, o como materia prima para la industria petroquímica, los resultados ambientales serán negativos.

## **B. LA REFORMA PETROLERA**

En los últimos años se produjeron importantes modificaciones en la legislación petrolera de Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

La reforma petrolera se sustenta también, en la restauración de los mecanismos del mercado, introduciendo la competencia cuando es factible y regulando cuando no es posible garantizar condiciones competitivas.

Se busca un mayor protagonismo privado, alentando la inversión extranjera y nuevas modalidades de contratación con los operadores privados, lo que no excluye la significativa presencia del Estado en los países con mayor dimensión petrolera.

Podría afirmarse que, por el momento, sólo en Argentina y Perú el desarrollo de la industria está hegemoníicamente en manos del capital privado. En Bolivia se han creado las condiciones para aplicar un esquema de privatización vía la modalidad de capitalización mientras que en Venezuela y Brasil se fortalece la opción de asociaciones estratégicas entre las empresas estatales y los grandes operadores petroleros internacionales.

## **1. Peculiaridades de la industria**

La industria petrolera tiene características especiales que conviene destacar. A diferencia de la electricidad, el mercado se caracteriza por contar con un "abastecimiento multivial" propio de los bienes energéticos transables, a la vez que existen pautas comerciales aceptadas mundialmente.

Desde comienzos de los noventa empezaron a contraponerse dos opciones respecto del desarrollo de la industria. Una que, basándose en el carácter multivial del abastecimiento y transable del producto, postula la supresión de los monopolios estatales; y otra minoritaria que, aludiendo al carácter estratégico del petróleo insiste todavía, en una opción que excluye la participación privada.

Esta posición argumenta que si bien se trata de un producto transable es una fuente energética no renovable, de uso difundido, que incide en el comportamiento de múltiples actividades y usuarios y que tiene una fuerte significación macroeconómica y ambiental, a lo que se agregan además, factores geopolíticos que podrían afectar la soberanía y seguridad nacionales.

En contrario se sostiene que el mercado petrolero es competitivo aunque podrían existir monopolios naturales dependiendo de las particularidades nacionales, lo que reclama un estado regulador, propiciándose la cancelación de los monopolios y la integración vertical y excluyente de las empresas públicas.

Lo que está en discusión, es si el Estado debe cumplir un papel empresarial preponderante, dado el carácter estratégico que se asigna al petróleo, opción que justificó las políticas nacionalistas que se acentuaron en las décadas de los sesenta y setenta y que perduraron hasta los ochenta determinando que el 85% de la industria petrolera de la región todavía esté directa o indirectamente bajo control de empresas del Estado.

Actualmente, se considera que se ha extremado el papel del Estado y que ello ha sido inconveniente para el desarrollo de la industria debido a que el acentuado nacionalismo limitó la captación de capitales extranjeros y por ende la transferencia de tecnologías.

Se argumenta además que el privilegio de lo político — fijación de precios internos por debajo del costo de oportunidad del abastecimiento — sobre lo económico/empresarial generó un esquema de transferencia de rentas que no ponderó adecuadamente la rentabilidad de los capitales invertidos desfinanciando a las empresas públicas e induciendo a elevados niveles de endeudamiento externo.

## **2. Del paradigma a la realidad**

La búsqueda de la competitividad y el menor protagonismo estatal que, de acuerdo a las particularidades nacionales, están presentes en las reformas que están en marcha en la región se fundamentan en el paradigma del mercado como eje de la asignación de los recursos.

En una economía libre y bajo las reglas del mercado, no deberían existir "barreras de entrada" para la explotación de los recursos (oferta libre de restricciones) o para cubrir los requerimientos (demanda libre de restricciones) considerando que el abastecimiento es "multivial" y existen pautas de compra/venta y cotizaciones de referencia aceptadas mundialmente.

En este marco resultaría contraproducente que ofertantes o demandantes pretendan influir unilateral o concertadamente en el curso de las fuerzas del mercado. El petróleo debería ser considerado consecuentemente, como cualquier bien transable, lo que implica dejar de lado el carácter estratégico que se le otorgaba anteriormente.

La intervención del Estado sólo tendría sentido si es que se presentan imperfecciones del mercado destacándose el papel regulatorio del Estado para garantizar una mayor competencia y para proteger el patrimonio natural involucrado. En ese sentido, las consideraciones relativas a la seguridad del abastecimiento o a la equidad social apelarían a una situación de excepción entrando en vigencia la "subsidiariedad del Estado".

Siendo que el mercado es actualmente el mecanismo más eficaz de asignación de los recursos conviene de todas formas tener presentes algunos datos de la realidad que podrían perjudicar la validez plena del paradigma que orienta las reformas petroleras y/o distorsionar la libre competencia ya que lo más importante es que las reformas sean plenamente eficaces, tengan una larga continuidad en el tiempo y que se descarte una política pendular.

#### **a) Reconcentración de la industria petrolera**

La mundialización de las privatizaciones podría traer como consecuencia una concentración aún mayor de la industria petrolera mundial. Baste mencionar que las 52 empresas petroleras que se encuentran entre las denominadas 600 grandes empresas del "Club de las Millonarias" tienen operaciones anuales por más de 760 000 millones de dólares, lo que equivale al 25% de las ventas realizadas por todas "las millonarias". Esta cifra fue tres veces más grande que las exportaciones regionales de 1996 y tres veces mayor que la totalidad de los capitales extranjeros que ingresaron a la región entre 1990 y 1996.<sup>39</sup>

El poder económico que encierran las empresas petroleras es considerable y deriva no sólo de la magnitud de sus operaciones sino de la significativa proporción del comercio intrafirma que realizan. Se estima, por ejemplo, que el 23% y 24% de las exportaciones e importaciones de los Estados Unidos corresponden a esta modalidad mientras que en el caso de Japón son de 42% y 29% respectivamente.<sup>40</sup>

Las políticas públicas que se aplicaron, a partir de los setenta, propiciaron la desconcentración de la industria petrolera mundial. Si en 1971, las llamadas "siete hermanas" controlaban nada menos que el 58% de la oferta, a mediados de los noventa daban cuenta solamente del 12.6% de la producción mundial.<sup>41</sup>

¿En qué medida el paradigma en boga garantizaría un equilibrio entre los intereses de productores y consumidores? Si se produjera un mayor grado de concentración se reforzaría la ya existente y fuerte integración vertical de la industria y se incrementarían los flujos de comercio administrado intra-empresas que pondrían en cuestión la existencia de un mercado libre strictu sensu.

Es difícil aventurar juicios al respecto pero seguramente el mayor protagonismo privado debilitará la concertación de políticas entre los países productores de los países en desarrollo. Esta concertación sería contradictoria, sin duda, con el paradigma del libre mercado pero no hay que olvidar que, a pesar de ello y por diversas vías existe un importante grado de coordinación de políticas entre los principales países consumidores.

Así mientras la reforma está implicando un menor protagonismo público en los países en desarrollo la geopolítica de los países desarrollados, dependientes del abastecimiento importado, les aconseja un mayor pragmatismo y por ende menos ideologismo o dogmatismo, que no alteraría mayormente el papel que ya juega el Estado en los países desarrollados.

Los países europeos signatarios de la Carta Europea de la Energía reconocen que los estados tienen derecho a participar en la prospección y explotación de los recursos energéticos mediante la participación del gobierno y/o de sus empresas estatales, admitiendo la posibilidad de expropiar por razones de interés público.

Los países de Europa, miembros de la Agencia Internacional de la Energía han avanzado significativamente en la coordinación de sus políticas de planificación estratégica, llegando a fijar techos de importación, límites mínimos de almacenamiento y mecanismos para enfrentar crisis mundiales de abastecimiento de petróleo y productos refinados. Además, los países de la OCDE están prestando cada vez más atención a la seguridad del suministro energético después de la Guerra del Golfo, existiendo numerosos ejemplos que ilustran el carácter estratégico que algunos países de Europa asignan a sus empresas.<sup>42</sup>

De allí que la apertura sea más difícil o prudente y más pensada en términos de alianzas estratégicas en los países (México y Venezuela respectivamente) que concentran lo sustantivo de las reservas petroleras regionales, a los que les interesa, obviamente, tener mayores iniciativas nacionales respecto del desenvolvimiento del mercado mundial.

#### **b) *Control de la renta petrolera***

La reforma petrolera ha vuelto a dinamizar el viejo debate sobre la distribución de los beneficios de la explotación de los recursos naturales que estuvo en el eje de las motivaciones que inspiraron las políticas nacionalistas.

No corresponde en este trabajo ingresar a este debate pero no puede dejarse de mencionar el punto. El tema es importante en cualquier caso. Lo es cuando el protagonismo es estatal o cuando se propicia la privatización de la industria.

Está por estudiarse el uso de la renta petrolera en la región pero es posible afirmar que no fue el óptimo y que, en algunos casos, se postergaron las urgentes reformas tributarias que indujeran a una "despetrolización" del gasto fiscal. En otros casos se distorsionaron los precios reduciendo la renta con fines antiinflacionarios o se adoptó una política "de succión" de los ingresos de las empresas públicas lo que las descapitalizó y afectó seriamente sus gastos de inversión.

Bajo una opción de protagonismo estatal el debate es pertinente por cuanto deben corregirse los sesgos fiscalistas pero lo es también, cuando por atraer al capital privado podría reducirse significativamente la porción retenida en las economías nacionales.

Es posible que las privatizaciones arrojen menores beneficios para el fisco, considerando el diferencial que existe entre los costos de producción y los precios internacionales, aún a los niveles actuales, fracción que podría ser captada íntegramente bajo el exclusivismo estatal.

El protagonismo privado que buscan las reformas es un corolario del manejo inadecuado de las empresas. La mayoría tiene poca capacidad de endeudamiento o no dispone de recursos tecnológicos mientras persiste el sentido fiscalista en el manejo de sus rentas. Son factores como éstos los que hacen imprescindible el aporte privado.

La opción por el capital privado coincide además, con proyecciones bastante optimistas respecto al crecimiento futuro de las economías de la región, lo cual exige nuevas inversiones para satisfacer la demanda interna esperada no estando los recursos internos de capital disponibles en la medida en que es necesario.

Por otro lado, los cambios en la estructura del mercado mundial permiten observar un horizonte no conflictivo respecto del abastecimiento, dadas las fuertes disponibilidades existentes.

Con Estados tratando de afrontar serias crisis fiscales, con empresas con poca capacidad de inversión y con posibilidades de exploración de alto riesgo, un buen número de países de la región optó por otorgar fuertes incentivos tributarios a las empresas petroleras (exoneraciones y disminución de tasas impositivas).

El nivel proporcional de captación fiscal de la renta petrolera es inferior a los decenios anteriores. Se entiende que el sacrificio fiscal por unidad de producción (barril)

debería ser compensado por un incremento de la producción y por ende de las rentas absolutas.

En todo caso, lo importante es mantener un equilibrio en el reparto de los beneficios de tal forma que los arreglos contractuales entre el Estado y los operadores privados tengan estabilidad en el largo plazo.

#### **c) Efectos sobre los precios**

No es difícil predecir el efecto que la ampliación de la producción tendría sobre los precios internacionales.

El abastecimiento petrolero continuará siendo un tema crucial en la geopolítica mundial pero todo parece indicar que, al menos durante los próximos dos decenios del próximo siglo, no habrán problemas significativos de oferta. No obstante, los países exportadores tendrán que hacer un esfuerzo productivo mayor para obtener los bienes que importan en el mercado mundial, lo que resucitará probablemente, el debate sobre el intercambio desigual.

Quienes se oponen a la apertura sostienen que el protagonismo privado inducirá a una menor administración del mercado. Sin embargo, no necesariamente el mayor protagonismo privado inducirá a un incremento de producción que deprima los precios al extremo de no hacer rentable las operaciones. De otra parte, la mayor concentración de la industria podría significar un resguardo respecto de una depresión de los precios internacionales.

Lo que sí resulta claro advertir es que el esfuerzo tendrá que centrarse en los costos, situación que por lo demás no es potestativa sólo del petróleo sino de la mayoría de los "commodities".

#### **d) Imperfecciones del mercado**

La aplicación del paradigma no debería olvidar la eventual existencia de "monopolios naturales" en algunas etapas del "downstream".

Si bien la refinación puede ser una actividad competitiva todo depende de la magnitud del mercado. La dimensión de los mercados internos de los países de la región podría admitir modalidades de funcionamiento óptimo que podrían abarcar desde la vigencia plena de la competencia hasta formas de oligopolio e inclusive monopolio, en el caso de los países más pequeños.

El tema de la regulación de los precios de refinación es también, motivo de fuerte debate. Hay quienes consideran que países productores podrían tener mayores márgenes de libertad en la fijación de los precios aún a riesgo de desperdiciar el valor que podría recibir la empresa estatal si se toma en cuenta el costo de oportunidad del abastecimiento. Esta posición pudiendo ser válida en lo social no lo es en el sentido empresarial y menos aún en lo fiscal porque priva de recursos para la inversión y para el gasto social.

El caso de los países dependientes del abastecimiento importado es más claro por cuanto no hay alternativa más eficiente que regularlos en función de los precios internacionales.

La experiencia de Chile es interesante ya que combina el hecho de ser un país importador con el mantenimiento del monopolio público. Chile eliminó las barreras de entrada a la industria y comercio pero mantuvo bajo la conducción de la Empresa Nacional

de Petróleo (ENAP) la propiedad de las refinerías, utilizando como factor de regulación el precio internacional.

El caso de los países de Centroamérica es diferente. Estos son mercados relativamente pequeños y aún cuando todavía es muy prematuro tratar el impacto de las reformas, ya que la mayoría está recién madurando, es importante observar algunos indicadores de la realidad.<sup>43</sup>

Resulta que países como Costa Rica y Nicaragua, cuyas empresas estatales tienen a su cargo la importación de petróleo, lo compraron a un precio FOB cercano al Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, casi 2 dólares menos por barril que el que pagó el resto de países.<sup>44</sup> Asimismo, en el caso del Caribe, la diferencia entre los costos de importación y los promedios internacionales es significativa lo que revela problemas en la regulación.

En el caso del almacenamiento es posible la competencia pero también depende de la magnitud del mercado. Por otro lado, la libre importación y el almacenamiento propio es un recurso al que pueden acudir sólo las grandes empresas.

De otro lado, en el transporte si los operadores petroleros requieren del uso de un oleoducto de propiedad de terceros tendría que existir regulación, ya que es poco factible que, debido a los altos costos, se construyan ductos alternativos para que exista competencia, sobretodo si los oleoductos existentes tienen capacidad ociosa.

Si en los oleoductos y el almacenamiento existe capacidad para atender a terceros, el acceso debería ser libre pero tendrían que fijarse criterios que permitan que los dueños no obtengan beneficios extra-normales derivados de una posición dominante en el mercado.

Por último, en la comercialización interna de los derivados y en su distribución directa a los consumidores pueden constituirse mercados competitivos pero no deberían esperarse grandes beneficios en cuanto a precios sino respecto a las condiciones del servicio.

No hay razón, en este caso, para que existan mecanismos regulatorios que excedan las disposiciones relativas a la calidad del servicio y la seguridad ciudadana. En cambio, la fijación de criterios ligados a los precios internacionales y la supervisión resultan cruciales para garantizar la competitividad en la refinación.

#### **e) *¿Integración o desintegración de la industria?***

A diferencia de la industria eléctrica en que la fragmentación se aconseja para crear condiciones competitivas, en el caso del petróleo la desintegración parece ser más discutible más aún si se trata de privatizar empresas públicas. El fraccionamiento podría ocasionar un menor valor que el que se obtendría vendiendo íntegramente la empresa pero se estaría cambiando un monopolio público por uno privado.

La integración de la industria es un imperativo para captar la renta diferencial entre el recurso derivado de la explotación y el valor agregado por la refinación. Así lo han hecho los principales operadores mundiales y aunque el país no detente el recurso eso no significa que el operador no capte dicha renta diferencial vía su articulación con una fuente de explotación que tiene en el extranjero.

Es muy diferente la descentralización de funciones que actúa bajo el comando de un holding que la desintegración de la industria. Es decir, es posible un alto nivel de descentralización con una alta dosis de integración vertical. Se trata simplemente de separar las "unidades de negocios", existiendo inclusive, la posibilidad de fijar "precios de transferencia" como lo aconsejan las estrategias de globalización empresarial.

El tema entró en debate a raíz de la privatización por partes de PETROPERU. En este caso, el país dejó de contar con una empresa estatal integrada lo que no significa que la industria local no esté articulada a una cadena manejada globalmente por los operadores petroleros que compraron la mayor refinería.

Ahora el 80% de la capacidad de refinación está en manos de operadores internacionales, una sola empresa controla el 40% del mercado de lubricantes mientras que el Estado anticipó ingresos y se garantizó una regalía del orden del 22% por la privatización del principal lote que explotaba PETROPERU.<sup>45</sup>

No hay manera de comprobar cuánto se hubiera obtenido por PETROPERU integrada para hacer un análisis de costo-beneficio de la opción adoptada. Lo que sí resulta conveniente advertir es que la fuerte concentración de la industria local abre importantes desafíos a la regulación.

### **3. Secuencia de las reformas**

En líneas generales la secuencia de las reformas ha seguido el siguiente derrotero: corrección de precios, reestructuración y saneamiento financiero de las empresas, organización de un mercado competitivo, promoción de la inversión privada y privatización.<sup>46</sup>

Los grados de avance han sido variables y el proceso está todavía en marcha pero sin duda los mayores logros, hasta el momento, tienen relación con la corrección de precios y el saneamiento de las empresas públicas.

#### **a) *Ajustes de precios***

La corrección de precios tuvo, en un primer momento motivaciones fiscales, orientadas a reducir las transferencias presupuestales para cubrir los déficit de las empresas públicas, por lo que adquirió, en algunos casos, una cierta gradualidad vinculada a los propósitos de los programas de estabilización económica.

Las empresas fueron mejorando progresivamente su participación en los precios finales de los combustibles y, por lo general, en una segunda instancia se adoptaron políticas que tomaron como referencia los precios internacionales, aunque este patrón no tienen todavía, plena aplicación en la región si se considera como criterio básico el costo de oportunidad.

#### **b) *Reestructuración y saneamiento financiero de las empresas***

El saneamiento financiero de las empresas energéticas se ha visto favorecido —aunque no en todos los casos y dependiendo de cada una de las realidades nacionales— por factores tales como los siguientes: reorientación de las políticas de precios, menor transferencia de recursos de las empresas al fisco, reestructuración de los pasivos y refinanciación de la deuda externa.

Se ha buscado mejorar la eficiencia operacional y se han aplicado políticas de racionalización del gasto corriente, a efectos de reducir costos. En algunos casos, se han cerrado ciertas unidades o actividades de bajo rendimiento o se ha procedido a aplicar esquemas de "filialización" para hacer más transparente el funcionamiento de las diversas unidades de negocios.

**c) *Instauración de mercados competitivos***

La instauración de mercados competitivos ha significado básicamente, la eliminación de las restricciones a la importación y en general, de los monopolios públicos de comercio exterior, aunque estos persisten todavía en algunos países de la región.

Ello se acompañó, aunque no en todos los casos, de criterios de regulación, basados en la generación de condiciones de competencia, lo que ha permitido estructurar políticas de precios libres en que los refinadores deben competir con los potenciales proveedores del exterior a los que podrían acudir los distribuidores de combustibles por cuanto se ha tendido a eliminar las restricciones a la importación.

**d) *Promoción de la inversión privada***

La mayoría de los países de la región, con excepción de México, ha eliminado las barreras de entrada a la inversión privada en las diversas fases de la industria petrolera privilegiando operaciones unilaterales o en asociación con empresas del Estado.<sup>47</sup>

**Recuadro 4  
PETROPERU: UNIDADES CONSIDERADAS EN EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN**

Ocho unidades de negocios fueron consideradas inicialmente en la privatización de PETROPERU:

**1) El "Paquete 1" comprende seis refinarias:**

**a) Refinería de Talara:** La más antigua del país. La unidad de destilación primaria produce 62 000 barriles diarios, la unidad de destilación al vacío 24 000 barriles por día y la unidad de craqueo catalítico 16 600. Produce la mayor parte de los productos especiales derivados del petróleo.

**b) Refinería de La Pampilla:** Es la más grande del país. Su capacidad de procesamiento de crudos es de 500 mil barriles diarios. Produce gasolinas de 85 y 94 octanos, gas licuado de petróleo y combustible para aviones de turbina. Su capacidad de almacenamiento es de 4 millones de barriles, de los cuales 2 son para petróleo crudo.

**c) Refinería Conchán:** Tiene una unidad de destilación primaria con capacidad de 6 300 barriles diarios. Abastece la demanda de asfaltos de Lima y del centro del país. Su capacidad de almacenaje es de 663 mil barriles, la mitad para crudo.

**d) Refinería de Iquitos:** Procesa 10 500 barriles diarios y cubre la demanda de combustibles de la amazonia peruana.

**e) Refinería de Pucallpa:** Tiene una unidad de destilación primaria que produce 2 850 barriles diarios. Puede almacenar 197 mil barriles, 87 mil de crudo.

**f) Refinería de Marsella:** Ubicada Bagua, en la selva. Tiene una capacidad de refinación de 2 170 barriles diarios.

**2) El "Paquete 2" comprende dos campos petroleros.**

El lote 10 en la costa de Talara con una producción de 13 000 barriles por día y el lote 8 de la Selva con una producción de 28 000 barriles diarios.

**3) El "Paquete 3" comprende un oleoducto.**

Se trata del oleoducto nor-peruano que es el único que existe en el país. Tiene 856 km. de longitud, nace en la selva y va hasta la costa, pasando por los Andes a 2 400 metros de altura.

**4) El "Paquete 4" comprende plantas de venta y terminales.**

8 terminales en la costa y 8 en el interior, 5 plantas de venta de las refinarias y otras 7 plantas más.

**5) El Paquete 5" comprende las plantas de los aeropuertos.**

Son 7 plantas ubicadas en igual número de aeropuertos del país.

**6) El "Paquete 6" comprende tres plantas eléctricas.**

**7) El "Paquete 7" comprende la planta de lubricantes del Callao,** principal puerto del país. Genera el 40% de la producción nacional.

**8) El "Paquete 8" incluye el edificio de PETROPERU.**

Fuente: CEPAL, en base a información de la Comisión de Privatización (COPRI).

Se han producido importantes avances, respecto a la situación predominante en el decenio anterior, en la entrada del capital privado en el "upstream", adoptándose diversas modalidades de contratación con el capital nacional y extranjero.

**Recuadro 5**  
**LA REFORMA PETROLERA Y PRIVATIZACIÓN EN ARGENTINA**

Los analistas gubernamentales consideraban que el estancamiento de la producción petrolera se debía a una actitud conservacionista en la explotación del recurso que sólo buscaba el autoabastecimiento; al excesivo intervencionismo y regulaciones estatales y a la supuesta ineficacia de las empresas públicas. Para enfrentar estos problemas se propiciaba elevar la producción de 26,7 millones de m<sup>3</sup> a 40 millones para generar un saldo exportable no inferior a 10 millones.

La reforma consistió básicamente en lo siguiente: privatizar, con la pretensión de desmonopolizar la actividad en manos de YPF; desregular para buscar la competencia; reconversión de antiguos contratos de YPF en concesiones y asociaciones para posibilitar la libre disponibilidad de crudos por las refinerías eliminando su distribución a través de la "mesa de crudos".

En las dos primeras rondas de negociación se adjudicaron 47 áreas a un precio cercano a los 400 millones de dólares. Entre 1,27 y 3,18 USA\$/bl de reserva de petróleo sin incluir el gas natural ni la infraestructura existente. Dichas áreas contribuían con el 5.1% de la producción nacional, comprendían el 18% de las áreas marginales en poder de YPF y correspondían al 45% de la producción y reservas del total de las áreas secundarias.

Los ingresos no se destinaron a YPF sino al Gobierno Central.

La privatización de las áreas centrales se hizo mediante la venta de derechos de asociación con YPF en 4 de las 5 principales y mediante la venta de las cuencas Austral y Noroeste convertidas en áreas, dado que la legislación impedía la venta de cuencas completas. Estas áreas tenían los menores costos operativos y también, se ubicaban a nivel de los costos totales por debajo de los precios internacionales y en algunos casos muy por debajo (Caso de Puesto Hernández).

El precio pagado por la participación en el 72% de estas cuatro áreas —que conformaban el 18% de la producción nacional y el 12% de las reservas probadas— fue de sólo 858 millones de dólares, a pesar que se esperaba obtener no menos de 1 000 a 1 200 millones de dólares por la venta de solamente el 50% de la participación de dichas áreas mientras que las áreas marginales se vendieron en cerca de 400 millones de dólares.

En síntesis, se transfirió al sector privado entre el 35% y 40% de las reservas probadas de petróleo y gas y alrededor del 23.5% de la producción petrolera al momento de las adjudicaciones.

**Fuente:** Kozulj Roberto, Bravo Víctor y Di Broiavacca Nicolás, La política de desregulación petrolera en Argentina y sus impactos. Revista Brasileira de Energia, Vol. 3, N° 1, 1993, págs. 106 a 110.

**e) Privatización de empresas públicas**

La privatización de empresas públicas no es una tendencia generalizada en la región, estando sólo presente como opción estratégica para el desarrollo de la industria en Argentina, Bolivia y Perú.

Argentina y Perú son, hasta el momento, los únicos países que han concretado la privatización de sus empresas estatales siendo importante destacar que el primero optó por el mantenimiento de la integración de la empresa, asunto que fue descartado en el caso peruano.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) no sólo fue la primera empresa pública petrolera —creada en 1921—, sino también la primera gran empresa estatal de la región que se privatizó.

En 1993, se vendió el 45% de las acciones de YPF en bolsas internacionales y de Argentina mientras que el 13% fueron otorgadas a los trabajadores como aporte a los fondos de pensiones. El Estado Argentino mantiene el 20% de las acciones, las provincias el 11.3% y el personal de YPF el 10% restante.

Si bien la mayor parte de las acciones corresponde a inversionistas privados, su dispersión es bastante grande, lo que hace que el 20% del Estado siga teniendo importancia en las decisiones de la empresa. Además se requiere ineludiblemente el voto afirmativo de las acciones del Estado para la aprobación de fusiones; adquisición de más del 50% de las acciones de YPF; transferencia total de los derechos de exploración y explotación; y disolución de YPF (Recuadro 5).

El esquema peruano no tiene estas atribuciones. Aunque todavía no se ha adoptado una decisión definitiva se tiende aparentemente al cierre de PETROPERU o de mantenerse a que sea un simple administrador de participaciones accionarias sin mayores capacidades de decisión del tipo "golden share".

La Refinería de La Pampilla, la mayor del país, fue vendida a un consorcio liderado por REPSOL e YPF reteniendo el 30% de las acciones. La planta de lubricantes fue vendida íntegramente a MOBIL OIL y los lotes que explotaba PETROPERU están siendo adjudicados bajo contratos de licencia que suponen un pago por el valor de las reservas contenidas y una regalía durante el proceso productivo del yacimiento (Recuadro 4).

En Bolivia, la nueva ley de petróleo permite la privatización de YPFB, bajo el esquema que ya contemplaba la ley de capitalización por el que comprador deberá efectuar un aporte de capital que le permita el control de la empresa o empresas, según la decisión que se adopte. El saldo restante se distribuiría entre los trabajadores bolivianos como aporte para los fondos de pensiones.

Respecto de la eventual privatización de las empresas petroleras estatales se está dando una controversia entre una opción que alude a que no hay razones en una economía abierta para pensar en la existencia de empresas estratégicas y otra que insiste en este argumento considerando la significación macroeconómica de la industria y su incidencia en el resto de las actividades productivas.

#### **4. Cambios en el régimen de contratación petrolera**

En la región existen diversas modalidades de contratación petrolera que han ido variando con el tiempo, según los propósitos de las políticas públicas y los cambios que experimentó el mercado petrolero mundial. Lo común a estas formas de contratación, que surgieron con mayor vigor en la década del 70, es que los inversionistas asumen el riesgo exploratorio (Recuadros 6 a 8).

Así se suscribieron contratos de "prestación de servicios" o de "operaciones" que reemplazaron, por esos años, el convencional régimen de concesiones petroleras. Esta nueva modalidad significó un cambio sustantivo respecto de dicho régimen por cuanto anteriormente los concesionarios disponían de tiempos y condiciones mucho más flexibles para poner en operación las eventuales reservas probadas, reteniendo además, la propiedad del petróleo extraído.

El nuevo régimen, cuyo origen se encuentra en las nacionalizaciones del Medio Oriente, implicaba dar un servicio a la empresa petrolera del Estado que era dueña del petróleo y que a cambio de esta prestación (riesgo exploratorio y gastos de explotación) retribuía al contratista con un pago en especie) o mediante una tarifa (pago en efectivo), vinculada a los precios internacionales.

Por esos años se pusieron también en vigencia contratos de "participación en la producción", relativamente similares a los anteriores, en los que el contratista continuaba asumiendo el riesgo exploratorio, a cambio de una proporción de la producción que, según el caso, podía ser vendida a la empresa estatal a precios internacionales o exportada al exterior.

Las políticas públicas insistieron en que el Estado, como soberano de los recursos, tenía derecho a una proporción de la producción pero además, a decidir sobre el destino de los crudos extraídos, para garantizar el abastecimiento del mercado interno o para orientarlo al mercado internacional, según sus intereses comerciales.

Estas modalidades de contratación se extendieron por varios países de la región (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Ecuador, Perú), a lo largo de la década de los setenta, que coincidió con el fortalecimiento de la concertación petrolera en el marco de la OPEP.

En medio de los efectos de la primera crisis del petróleo y ante la eventualidad de que se pusiera en riesgo la seguridad del abastecimiento de los países importadores, los contratistas petroleros llegaron a concretar acuerdos que entregaron a las empresas estatales el 50% del petróleo extraído, e inclusive un poco más, sin que éstas asumieran ningún riesgo.

En Colombia, se adoptó un régimen diferente. En este caso el contratista asumía el riesgo exploratorio y si encontraba reservas comerciales debía asociarse obligatoriamente con la empresa ECOPETROL para la explotación del petróleo encontrado.

Estos nuevos esquemas de contratación fueron inclusive, auspiciados por las grandes empresas petroleras quienes preferían dar un servicio o asociarse con empresas estatales, considerando que el reparto de los beneficios de la negociación petrolera siempre fue un tema conflictivo que inspiró las políticas de intervención pública y de nacionalizaciones.

En realidad estas políticas tenían ya larga data en varios países de la región pero se empezaron a reforzar desde fines de la década de los sesenta, adquiriendo mayor vigor estimuladas por los nuevos enfoques que surgieron a raíz de la creación de la OPEP.<sup>48</sup>

Perú estatizó la industria en 1968, Ecuador en 1971 mientras que Venezuela lo hizo en 1975. Los setenta marcan pues, el inicio de un largo período en que los estados de la región asumieron un mayor protagonismo en la industria petrolera. Empero, con las excepciones de México y Venezuela, no excluyeron la participación privada bajo las nuevas reglas de contratación.

Éstas delimitaron las obligaciones de los contratistas, exigiendo "programas de trabajo", en la fase de exploración; programas de desarrollo, con compromisos específicos de inversión en la fase de explotación; y las correspondientes garantías que aseguraran su cumplimiento.

En los años ochenta y como resultado de la mayor oferta disponible en el mercado mundial se empezaron a flexibilizar los niveles de retribución a los contratistas, a fin de atraer mayores inversiones pero las pautas de contratación no se alteraron mayormente.

La apertura petrolera, en lo que va de este decenio, ha significado la introducción de nuevas modalidades dentro del régimen de contratación. Éstas tienen vigencia básicamente en Argentina y Perú, con la reinstauración de la modalidad de concesión y con los "contratos de licencia" respectivamente, en los que, a cambio de una regalía, los contratistas tienen derecho a la propiedad del petróleo extraído.

**Recuadro 6**  
**NATURALEZA DE LOS CONTRATOS PETROLEROS**

**I. MODALIDADES**

- 1) Permisos de exploración y concesiones de explotación con pago de regalía y derecho a propiedad del petróleo (Argentina).
- 2) Contrato de prestación de servicios con entrega del petróleo al Estado y con retribución en efectivo. Contratista asume el riesgo exploratorio (Ecuador y Perú).
- 3) Contratos de participación en la producción. El contratista asume el riesgo exploratorio y la retribución considera el pago en especie o en efectivo (Bolivia, Chile, Ecuador, Guatemala y Perú).
- 4) Contratos de asociación obligatoria (Colombia, Chile y Cuba) o con opción de asociación (Bolivia). Contratista asume riesgo exploratorio.
- 5) Contratos de licencia con pago de regalía y con derecho a propiedad del petróleo (Perú).
- 6) Contratos de "ganancias compartidas" cuya adjudicación se confiere a quien ofrece mayor participación al Estado (Venezuela).

**II. ENTES NEGOCIADORES**

- a) Ministerio de Energía y Minas (Guatemala).
- b) Subsecretaría de Combustibles del Ministerio de Economía en Argentina.
- c) Empresa petrolera del Estado (Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Venezuela).

**Fuente:** Humberto Campodónico, Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1626, marzo 1996.

- d) Ente especializado en negociación de contratos (Perú).

**III. APROBACIÓN**

- a) Ministerio (Argentina, Bolivia, Colombia y Perú).
- b) Consejo de Ministros (Guatemala).
- c) Congreso de la República (Venezuela).

**IV. ADJUDICACIÓN**

- a) Negociación individual (Bolivia, Chile, Perú y Venezuela).
- b) Licitación (Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú).

**V. FISCALIZACIÓN Y CONTROL**

- \* Comisión Especial ó Junta de Control (Bolivia, Colombia y Ecuador).
- \* Sub-Secretaría de Combustibles de la Secretaría del Estado de Energía y Minería del Ministerio de Economía (Argentina).
- \* Ente especializado en negociación de contratos (PERUPETRO).
- \* Se consideran comités técnico de Conciliación para solucionar las diferencias de orden técnico. Las dirección general de hidrocarburos de los ministerios correspondientes ejercen una fiscalización de carácter general.

Las novedades más impactantes son, sin duda, la supresión del monopolio de PETROBRAS en Brasil en 1995 y los nuevos contratos para explotación de "campos marginales" que suscribió Venezuela en 1992-1993 y los recientes contratos de "ganancias compartidas" que dicho país ha empezado a suscribir a fines de enero de 1996. Considerando las reservas que estarían en juego, la política de apertura en Venezuela tendrá, seguramente, un impacto decisivo en el mercado mundial y respecto de las pautas de negociación en el marco de la OPEP.

**Recuadro 7**  
**DURACIÓN, EXTENSIÓN Y SUELTA DE ÁREAS EN LA**  
**CONTRATACIÓN PETROLERA**

**I. Duración**

**a) Fase de exploración**

- \* 4 años y prórroga hasta 3 años (Bolivia)
- \* 4 años y prórroga hasta 2 años (Ecuador)
- \* 6 años y prórroga de 1 (Guatemala)
- \* 6 años (Colombia)
- \* 7 años (Perú)
- \* 10 años (Argentina)

**b) Fase de explotación**

- \* 19 años (Guatemala)
- \* 20 años (Ecuador)
- \* 22 años (Colombia)
- \* 23 años (Perú)
- \* 25 años prorrogable por 10 años más (Argentina)
- \* 23 a 26 años (Bolivia)

**c) Total**

- \* 24 a 26 años
- \* 25 años (Guatemala)
- \* 28 años (Colombia)
- \* 30 años (Bolivia y Perú)
- \* 35 a 45 años (Argentina)

**II. Extensión de las áreas**

**1) Dimensión fija**

- \* 50 000 Has en la costa, 80 000 Has en la plataforma continental y 480 000 Has en área terrestre (Guatemala)
- \* 400 000 Has en área terrestre (Ecuador)
- \* 10 000 Km<sup>2</sup> en la superficie terrestre y 15 000 Km<sup>2</sup> costa afuera

**2) Dimensión fija subdivisible**

- \* 1 millón de Has subdivisibles en lotes de 20 000 Has (Bolivia)

**3) Negociación caso a caso**

- \* Esta modalidad existe sólo en Colombia y Perú

**III. Suelta de áreas**

La mayoría de los países ha flexibilizado la "suelta" de áreas al momento de la explotación.

- \* 50% al 5º año y 100% al 6º año si no hay petróleo (Guatemala)
- \* 50% al 6º año y 75% al 8º año (Colombia)
- \* 50% al término de etapa de exploración (Argentina)
- \* Negociación caso a caso (Bolivia)
- \* Retención de áreas (Ecuador y Perú)

**Fuente:** Humberto Campodónico. Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1626, marzo 1996.

Es importante destacar, que la modalidad de contratación en base a "ganancias compartidas" resulta, sin duda, más atractiva en un país de las características de Venezuela y seguramente en México, si es que se produce la apertura, pero su aplicación sería muy difícil en otros países de la región.

Otra novedad interesante, respecto al régimen de contratación, es la que se refiere a la introducción del denominado "factor R" en las negociaciones que vinculan dicho factor a la cantidad y calidad de petróleo extraído (Ecuador) y a los ingresos, montos de inversión y costos acumulados en los contratos de asociación de Colombia. Así, en el primer caso, a mayor cantidad de petróleo extraído menor participación del contratista mientras que, en el segundo, una eventual alza de precios significaría una menor retribución (Recuadro 9).

**Recuadro 8**  
**OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS, PROPIEDAD, CESIÓN Y**  
**DISPONIBILIDAD DEL PETRÓLEO**

**I. Obligaciones del contratista**

1) En la exploración se exige un programa de trabajo que puede incluir obligación de perforar pozos exploratorios o la "opción sísmica" y se exigen garantías para su cumplimiento (fianzas p.e.)

a) Obligación de perforar (Ecuador y Guatemala)

b) Opción sísmica (Bolivia y Perú)

c) Opción sísmica y perforación (Colombia)

d) Opción sísmica o perforación (Argentina)

En Colombia los contratistas son reembolsados por el 50% del costo de los pozos de exploración no exitosos si se encuentra petróleo.

2) En la explotación se exigen programas de desarrollo y compromisos de inversión con las correspondientes garantías.

**II. Disponibilidad del petróleo**

\* Propiedad del Estado (Guatemala)

\* Propiedad del contratista (Argentina, Bolivia, Perú)

\* Libre disponibilidad por participación o asociación (Colombia y Ecuador)

\* Libre disponibilidad por remuneración (Bolivia, Guatemala Perú)

\* Retención de petróleo por recuperación de costos (Guatemala)

**III. Abastecimiento del mercado interno**

1) Existe obligación de abastecer el mercado interno a precios internacionales

\* En contratos de participación en la producción (Bolivia, Ecuador y Guatemala).

\* En contratos de asociación (Colombia).

\* En caso de emergencia nacional (Perú).

2) No existe obligación

\* En contratos de concesión (Argentina) y de licencia (Perú).

**IV. Posibilidad de cesión o transferencia**

En todos los países de la región existe la posibilidad de ceder o transferir los contratos a terceros previa autorización de la autoridad competente.

**Fuente:** Humberto Capodónico. Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1626, marzo 1996.

En materia del tratamiento tributario y arancelario destaca la uniformización de criterios con los regímenes comunes al resto de actividades productivas, que tiene relación con las correspondientes reformas que señalan la "neutralidad" en la aplicación de las políticas económicas (Recuadro 10).

La industria petrolera no tiene un tratamiento, en este sentido, ni más ni menos favorable que el resto de actividades productivas. Sin embargo, algunos países (Ecuador, Guatemala y Perú) mantienen todavía incentivos arancelarios para la fase de exploración.

Hay que destacar que las tasas del impuesto a la renta han decrecido significativamente, en algunos países, lo que ha significado un tratamiento más favorable que el que existía en la década de los ochenta.

**Recuadro 9**  
**RETRIBUCIÓN A LOS CONTRATISTAS Y DISPONIBILIDAD DE DIVISAS**

En la mayoría de los países de la región se han producido modificaciones en la fijación de las retribuciones otorgando a los contratistas una mayor participación en la producción de petróleo y reduciendo la carga tributaria para promover la inversión privada.

**I. Contratos de concesión y licencia**

El contratista es dueño del petróleo y por tanto sus ingresos están en función de los precios internacionales, previo pago de una regalía (Argentina y Perú).

**II. Contratos de participación**

1) Caso a caso, en especie o en efectivo (Bolivia y Chile).

2) Los contratistas ganan licitación en función de la proporción de distribución ofrecida. Se establece un "Factor R" que determina que a mayor cantidad de petróleo menor participación del contratista, considerándose calidad del crudo extraído (Ecuador).

3) En Guatemala, la retribución corresponde a un volumen de producción que se fija en cada contrato.

Una vez deducida la regalía, la participación estatal es, como mínimo, igual al 30% de la producción de los hidrocarburos compartibles. Por tanto, la retribución máxima del contratista equivale al 70% de éstos.

**III. Contratos de asociación**

De acuerdo a la proporción acordada y considerando un "factor R" en base a los ingresos de la asociada, la inversión realizada y los costos acumulados (Colombia).

**IV. Contratos de operaciones y prestación de servicios**

La retribución se pacta caso a caso, en especie o en efectivo (Perú y Chile).

En la mayoría de los países existe libre disponibilidad de divisas (Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú). En Colombia, existe libre disponibilidad de divisas pero no una garantía formal a la "Asociada".

Los contratistas pueden remesar al exterior los capitales invertidos, cubrir los gastos externos de operación, amortizar créditos e intereses concertados en el exterior y remesar utilidades.

**Fuente:** Humberto Campodónico. Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1626, marzo 1996.

**5. El estado de la cuestión: las opciones en juego<sup>49</sup>**

Puede afirmarse que la reforma del sector petrolero viene guardando un elevado margen de prudencia aunque tiene un sesgo estrictamente económico sin ponderar significativamente la variable petrolera dentro de las negociaciones inter-regionales e internacionales, tema que no es objeto de este análisis. Sin embargo, debe anotarse que la cooperación para influir en el mercado internacional ha perdido vigor en el campo petrolero y además, quienes detentan lo sustantivo de las reservas regionales no desean verse involucrados aparentemente en opciones multilaterales.<sup>50</sup>

**Recuadro 10**  
**DEPRECIACIÓN, REGALÍAS Y RÉGIMENES ARANCELARIO Y TRIBUTARIO**

**I. Depreciación**

Los países de la región están tendiendo a uniformizar los métodos de depreciación de acuerdo a las normas tributarias comunes aunque subsisten todavía mecanismos específicos.

\* En Colombia, Ecuador y Perú los gastos de exploración pueden depreciarse linealmente (20% al año) o mediante método de la "unidad de producción" que considera la vida útil de los yacimientos.

\* En Colombia la depreciación de los gastos de explotación considera el costo de las unidades de operación y un sistema lineal (10% anual) más deducciones especiales por factor agotamiento.

\* Guatemala es un caso único. Los gastos de exploración, desarrollo y producción se consideran como costos por servicios prestados y pueden ser deducidos del pago del impuesto a la renta. Además, se deprecian juntos lo que no ocurre en ningún país de la región.

**II. Regalías**

En casi todos los países de la región se cobran regalías.

\* Las tasas son de 12% en Argentina y en Bolivia (11% de Participación Departamental y 1% de Regalía Nacional Compensatoria) y de 20% en Colombia.

\* En Ecuador varían según el volumen de producción y son pagadas por PETRO-ECUADOR (12.5% hasta 30 MBD; 14% entre 30 y 60 MBD y 18.5% por encima de 60 MBD).

\* En Perú sólo se pagan en los contratos de licencia y se negocian caso a caso.

\* Guatemala es el único país que fija las regalías según el grado API. Para 30 API la regalía es de 20% aumentando o disminuyendo en 1% por cada grado mayor o menor a 30 API no pudiendo nunca ser inferior a 5%.

**III. Régimen arancelario**

Por lo general las importaciones de los contratistas petroleros están sujetas al régimen arancelario común.

\* En Ecuador existe liberación de derechos para todo el período de exploración y los primeros 10 años de explotación.

\* En Perú no se pagan sólo en la fase de exploración y en Guatemala existe liberación total en ambas fases.

**IV. Régimen Tributario**

Los contratistas están sujetos al régimen común y existe estabilidad tributaria. La mayoría de los países de la región han disminuido la tasa del impuesto a la renta para promover la inversión.

\* En Argentina es de 30% y no existe impuesto a las remesas.

\* En Colombia bajó de 51% a 45.16% en 1992, previéndose una disminución a 43.24% en los próximos 6 años.

\* En Ecuador la tasa consolidada del Impuesto a la Renta bajó de alrededor de 50% a 36.25% y en Perú se redujo de 55% a 30% eliminándose el impuesto a las remesas que era del 30%.

**Fuente:** Humberto Campodónico. Cambios en los regímenes de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1626, marzo 1996.

Sin duda, el mayor protagonismo privado debilitará la concertación de políticas y los esquemas de cooperación pero éste será el costo que tendrá que asumir la región para incrementar los flujos de inversión y ampliar por ende, su participación en las reservas mundiales que se mantuvo estancada relativamente durante el decenio pasado y lo que va de éste.

Este objetivo podría tener también un cierto impacto fiscal, asunto que está todavía por evaluarse, en la medida que las nuevas condiciones de contratación implican que el Estado negocie el control de la renta petrolera a cambio de regalías e impuestos a la renta. Sin embargo, la experiencia demuestra que sólo los países con una amplia y probada filiación petrolera pueden lograr beneficios más equilibrados y hasta imponer condiciones de negociación.

Quienes han visto reducir sus reservas bajo el predominio estatal (Perú por ejemplo) y presentan altos riesgos exploratorios, en cambio, tendrán que adoptar regímenes de contratación más flexibles y atractivos, considerando que la mayoría de los países de la región presentan mayores riesgos que los que podrían tenerse en otras regiones en desarrollo.

El nivel de reservas disponibles y el curso futuro del mercado mundial nos sitúa en un mercado en que los consumidores tienen mejores condiciones de negociación lo que no significa que el petróleo deje de ser un producto crucial en la geopolítica mundial.

Lo importante es que los países de la región puedan conciliar, en el marco de la reforma, los objetivos de auto-abastecimiento y/o ampliar su participación en el mercado mundial; atraer mayores flujos de inversión; y retener una proporción creciente del valor de producción (compras internas, salarios, impuestos, regalías, etc.) ya que la cuestión petrolera no debe examinarse sólo como la porción que es captada por el fisco sino a través de su impacto integral dentro de las economías nacionales.

El tema de la renta es sin duda un aspecto de extrema importancia. Interesa en primer lugar montar sistemas regulatorios y tributarios que permitan que los precios declarados por los operadores correspondan efectivamente a las mejores opciones de colocación en el mercado internacional, evitando que eventuales estrategias de comercio administrado conlleven la fijación de "precios de transferencia" que perjudiquen el valor de las eventuales exportaciones y por ende los ingresos tributarios.

Por otro lado, en el caso de los países importadores los mecanismos regulatorios deben garantizar que se acceda a las mejores condiciones de precio, evitando que las posiciones dominantes en el mercado resulten en ineficiencias en el abastecimiento.

En cualquiera de los casos el patrón de referencia debe ser necesariamente el precio de referencia internacional que corresponda al tipo de abastecimiento requerido. Ello permitirá que tanto la recaudación tributaria, el ingreso o salida de divisas correspondan efectivamente el costo de oportunidad.

Dependiendo de las potencialidades nacionales, los países de la región deberán crear una institucionalidad que considere por un lado, una capacidad de contratación (explotación y explotación) y de fiscalización tributaria (captación de la renta) y por otro, una capacidad regulatoria para garantizar que el mercado opere en situaciones competitivas. No está demás advertir que en estos tres campos las deficiencias de muchos países de la región son todavía muy significativas.

La privatización de las empresas públicas es una alternativa pero no la única ni puede decirse que sea compartida por la mayoría de los países de la región. Lo que si constituye un consenso claro e irreductible es que hay que promover la inversión privada bajo las formas de contratación o de asociación que aconsejen las realidades nacionales.

Sobre el problema de la propiedad de la industria se barajan, al momento de escribir este informe, tres opciones:

**a) *Mantenimiento del papel preponderante del Estado***

La opción que el Estado mantenga un papel preponderante es acogida hasta ahora por Chile, Brasil, México, Trinidad y Tabago y Venezuela, con las correspondientes diferenciaciones y variantes del caso.

El mantenimiento del papel preponderante del Estado admite varias posibilidades que van desde la incursión en operaciones en países distintos al país sede de la empresa estatal para obtener las disponibilidades de petróleo para cubrir el abastecimiento interno (Chile y Brasil); pasando por contratos de operaciones o de participación en la producción, hasta la concertación de diversas formas de "alianzas estratégicas" para ampliar y fortalecer tecnológicamente las actividades del "upstream".

Esta opción admite además, una tendencia a la globalización de las empresas estatales que sería interesante analizar con mayor profundidad en el futuro, considerando la experiencia de algunas empresas de Europa Occidental (ENI de Italia p.e.).

En el caso de Chile, ENAP opera en el exterior a través de SIPETROL, mientras que las operaciones de PETROBRAS se realizan a través de BRASPETRO. Esta empresa realiza actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo en África (Angola), América del Sur (Argentina, Ecuador y Colombia) y del Norte (Estados Unidos) y en Europa Occidental (Mar del Norte), alcanzado sus inversiones en estas regiones a 126 millones de dólares, a fines de la década de los ochenta.<sup>51</sup>

En el caso de PEMEX de México, la predisposición a concertar "alianzas estratégicas" se manifiesta, por ejemplo, en la adquisición de una participación (3.5%) en REPSOL; la constitución de una sociedad de proyectos y de coinversión y contratos de suministro de petróleo, lo que le abrió nuevas perspectivas comerciales dentro de la Unión Europea, a lo que se suma la constitución de MEXPETROL, para operaciones en el extranjero.

Dentro de esta línea debe considerarse la apertura en Venezuela y la reciente suscripción de contratos de "ganancias compartidas" que apuntaría en el mismo sentido, lo mismo que los significativos intereses que PDVSA mantiene en el exterior en el contexto de una acelerada estrategia de globalización de la empresa.

**b) *Mantenimiento de la empresa estatal y promoción de convenios de participación en la producción***

Bajo este esquema, el desarrollo de la industria está sustentado en el mantenimiento de una empresa estatal que negocia diversas modalidades de participación en la producción, dejando que el riesgo exploratorio sea asumido por los inversionistas privados.

Dentro de este esquema puede considerarse a Colombia, dónde predomina un esquema de asociación obligatoria con ECOPETROL y por el momento a Ecuador, que ha privilegiado los convencionales contratos de "participación a riesgo". No obstante, podrían haber cambios en el futuro si la nueva administración opta por la privatización de PETROECUADOR.

**c) *Privatización total de la industria***

Este esquema es el que siguen Argentina y Perú con algunas variantes. Argentina, como se mencionó anteriormente, involucró a YPF dentro de un planteamiento de diversificación del accionariado, evitando que grandes operadores petroleros compraran la empresa y acudiendo más bien a inversionistas institucionales (fondo de pensiones

entre ellos). El Estado mantiene veto sobre algunas decisiones sustantivas y tiene ingerencia sobre las decisiones al concentrar un paquete importante de acciones.

Es interesante anotar que la experiencia de YPF debe ser observada con mayor profundidad, asunto que escapa a los propósitos de este trabajo, ya que presenta particularidades que podrían ser de interés para otros países en desarrollo, de la región y de fuera de ella.

En primer lugar, destaca la estrategia de privatización adoptada que se basó en el mantenimiento del nivel de integración de la empresa; adopción de un esquema de "golden share" para la participación estatal; y apertura a las bolsas internacionales del paquete accionario en venta para interesar a los inversionistas institucionales. Cabe precisar también, que la operación bursátil de YPF ha sido una de las más importantes de este siglo en lo que respecta al concurso de países de la región a los mercados internacionales de capitales.

En segundo lugar, hay que destacar también, el hecho que la privatización no priva al Estado de influir en el curso futuro de la empresa; y por último, la creciente internacionalización adoptada bajo la nueva estrategia corporativa dentro de lo que puede mencionarse como ejemplos, la adquisición de MAXUS, acuerdos con PETROBRAS, y la participación en la Refinería de La Pampilla en el Perú, entre otros.

El caso peruano es muy diferente. No se mantuvo la integración de la empresa considerándose inicialmente ocho paquetes dentro del proceso de privatización. En cada caso se ha procedido a una subasta no considerándose el mecanismo bursátil que, en todo caso, podría ser sólo aplicable a la fracción minoritaria de acciones que se mantienen todavía en poder de PETROPERU.

Respecto de éstas, en el caso de la Refinería de La Pampilla sólo se privatizó el 60%. No fue éste el caso de la privatización de la Planta de Lubricantes de Petrolube en que se vendió el 100% ni tampoco el caso del Lote 8 cuya adjudicación dio lugar a un contrato de licencia.

Todavía es muy prematuro para evaluar la experiencia peruana respecto de la vigencia plena de condiciones competitivas debiendo observarse, por ejemplo, como se comporta el mercado de lubricantes ya que una sola empresa, después de la privatización, posee el 40% aproximadamente del mercado. El caso peruano servirá como experiencia a otros países de la región ya que el paradigma en boga está siendo aplicado casi a plenitud revelando la necesidad de instaurar eficaces mecanismos regulatorios.

## Notas

<sup>1</sup> El concepto de reservas tiene relación no solamente con la disponibilidad del recurso sino esencialmente con la factibilidad de explotarlos técnica y económicamente, por lo que su nivel en el caso de commodities energéticos, puede variar según la fluctuación de las cotizaciones internacionales y el avance tecnológico. Las reservas de energía de América Latina y el Caribe son del orden de los 68 700 millones de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo) registrando una relación de reservas/producción de 134 años. Véase, CEPAL. Los recursos naturales en las estrategias de transformación productiva. Documento LC/R.129, 21 de julio de 1993. Págs. 36 a 40.

<sup>2</sup> Así por ejemplo, en 1990, Brasil utilizaba el 24 %, los países del Cono Sur 16% y los Andinos 14.5 %, mientras que en el resto de la Región el potencial utilizado fluctuaba entre un 5 % y 7%.

<sup>3</sup> Los usos futuros del carbón dentro de la región dependerán de la ampliación de la potencia eléctrica instalada y de su competitividad frente al gas natural y al fuel oil en la generación térmica.

<sup>4</sup> El uso de la geotermia para la generación de electricidad es poco significativo. A fines del decenio pasado, la producción de electricidad de origen geotérmico representaba sólo el 1.2% de la generación eléctrica regional. Los mayores desarrollos se encuentran en México, Nicaragua y El Salvador, existiendo un potencial interesante en Guatemala, Chile y Perú.

<sup>5</sup> La oferta interna de energía es igual a la producción total de energía primaria más las importaciones totales (de energías primarias y secundarias) menos las exportaciones totales, más menos las variaciones de inventarios y menos la energía no aprovechada.

<sup>6</sup> Las relaciones entre el comercio de energía y la oferta interna así como la estructura de las importaciones y exportaciones que se analizan en los siguientes acápite incluyen el comercio intrarregional.

<sup>7</sup> La tasa de crecimiento media anual del consumo industrial, durante los años setenta, fue de 5.3% siendo levemente superior al promedio total que fue de 4.6%. El menor ritmo de la actividad económica en los años ochenta determinó que la tasa de crecimiento del consumo industrial, equivalente a 2% al año, fuese similar a la media total.

<sup>8</sup> Así por ejemplo se aplicaron normas de temperatura en locales públicos, se midió el consumo de agua caliente para uso personal y para calefacción doméstica y se dieron estándares técnicos para nuevas edificaciones. Igualmente se emprendieron campañas públicas contra los derroches de energía y en favor de la inversión para ahorro. Asimismo, se destinaron algunos recursos a la investigación y desarrollo para el uso eficiente de la energía y para fuentes nuevas y renovables.

<sup>9</sup> Chile es un caso particular por cuanto emprendió la reforma del sector energético, de manera gradual, durante la década de los ochenta. Véase, Jaime Tohá, Estudio sobre la reforma del sector energético en Chile. CEPAL, LC/R 1493. Santiago, Chile.

<sup>10</sup> El caso peruano es muy ilustrativo. En 1989, los precios reales de los derivados del petróleo eran 75% más bajos que en 1985, lo que determinó que PETROPERU perdiera 600 millones de dólares. De otro lado, mientras que en 1989 el costo marginal de largo plazo de la electricidad estaba entre 7 y 8 Ctv\$ de dólar por Kwh las tarifas promedio eran de sólo 2 Ctv\$.

<sup>11</sup> Trabajo elaborado por Ricardo Carciofi, Guillermo Barris y Oscar Cetrángolo. Proyecto Regional de Reformas de Política Pública. Santiago, Chile, mayo de 1994.

<sup>12</sup> Los datos de Venezuela han sido extraídos de PDVSA, Informe Anual 1993 y de Ministerio de Energía y Minas, Petróleo y otros datos estadísticos 1992. Las cifras de México fueron tomadas de las Memorias de Labores de PEMEX para los años 1992 y 1994.

<sup>13</sup> PETROPERU, Petróleos del Perú en cifras. Unidad de Planeamiento y Sistemas, Gráfico 2 y págs. 19 a 21. Lima, junio 1991.

<sup>14</sup> Por ejemplo en el caso de Perú, la equivocada orientación del consumo interno, motivada por factores políticos, coincidió desafortunadamente con un cambio en la calidad del crudo, extraído de la selva, que se hizo cada vez más pesado y con menores rendimientos, justamente en los productos más escasos. PETROPERU, *op cit.*, pág. 34.

<sup>15</sup> La información que se consigna en esta sección ha sido extraída de OLADE. Evolución, situación y perspectivas del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe, págs. 30 a 40. Quito, Ecuador, diciembre 1991.

<sup>16</sup> Los indicadores se han trabajado en base a información de OLADE, Situación energética de América Latina y el Caribe: Transición hacia el siglo XXI, págs. 175 a 193. Quito, Ecuador, 1993.

<sup>17</sup> CEPAL, División de Desarrollo Económico. Reformas económicas en América Latina: una síntesis de la experiencia en once países. LC/R.1606, Santiago, diciembre 1995.

<sup>18</sup> OLADE. Alternativa de Financiamiento del Sector Energético de América Latina y el Caribe. Quito, 1989.

<sup>19</sup> La aceleración de la inflación hizo más complejos los procesos de ajuste tarifario, sea por rezagos en los ajustes nominales o porque la elevación de las tarifas acentuarían el incremento de precios.

<sup>20</sup> A nivel regional, la participación del financiamiento externo dentro de la inversión bruta interna decayó de 17% a 3% en la década de los ochenta.

<sup>21</sup> Las reformas son concordantes con la vigencia de un paradigma económico de proyecciones mundiales que asigna una importante prioridad a la apertura y/o privatización de los servicios públicos, lo que impulsaría nuevos esquemas de ahorro-inversión basados en la mayor estabilidad relativa de las rentas energéticas. Fernando Sánchez Albavera, "Globalización y reestructuración energética en América Latina". Revista de la CEPAL, N° 56, agosto 1995.

<sup>22</sup> Las economías de escala se dan más fuertemente en rangos de capacidad que van de 100 MW a 2 000 MW, dependiendo del tipo de tecnología.

<sup>23</sup> Vivianne Blanlot. "La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena". En Hacia el Estado regulador. Oscar Muñoz (edit). CIEPLAN, Santiago 1993.

<sup>24</sup> Un aporte importante sobre la sustentabilidad de los argumentos teóricos del funcionamiento de este modelo, se puede encontrar en: Instituto de Economía Energética-Fundación Bariloche (IDEE-FB). Los nuevos marcos regulatorios en el sector energético argentino. Bariloche, julio 1993. Páginas 8-11.

<sup>25</sup> Banco Mundial. Reforms and private participation in the power sector of selected Latin American and Caribbean and industrialized countries. Report N° 33, Washington, marzo 1994.

<sup>26</sup> OLADE. El papel del Estado en el sector de la energía. Quito, noviembre de 1992.

<sup>27</sup> Generalmente la entidad que se encarga del despacho es responsable de mantener la integridad del sistema interconectado y de la supervisión del despacho económico de la energía contratada. Esta entidad determina el precio a término de la potencia generada en bloques (usualmente para períodos de 30 a 60 minutos) y pone a disposición esta información a los futuros compradores de energía.

<sup>28</sup> Jaime Tohá, CEPAL. Estudio sobre la Reforma del Sector Energético en Chile. Documento LC/R.1493. Santiago, enero 1994 y Lorenzini Sergio. Análisis de la Competitividad en la Generación Eléctrica en el caso de Chile. Documento LC/R.1498, Santiago, febrero 1995.

<sup>29</sup> Colbún suscribió recientemente un acuerdo estratégico con el consorcio Inversora Andina, integrado por Powerfin —filial de Tactabel de Bélgica— (62.5%); Iberdrola de España (25%) y el grupo chileno Enagas (12.5%). Inversora Andina compró el 37.5% de las acciones de Colbún y podrá acceder a otro 12.5% durante los siguientes tres años, para tener la mayoría del directorio.

<sup>30</sup> Véase Rossella Cominetti. La Privatización y el Marco Regulatorio en Bolivia y Nicaragua: un análisis comparativo. CEPAL, Serie Reformas de Políticas Públicas, N° 43. LC/L.973. Agosto 1996; Fernando Cuevas. Análisis de las reformas de la industria eléctrica en Bolivia y Nicaragua. CEPAL, Serie Reformas de Políticas Públicas, N° 49. LC/L.961. Agosto 1996.

<sup>31</sup> Esta sección ha sido resumida de Fernando Sánchez Albavera. Las reformas del sector eléctrico en el nuevo escenario económico de América Latina. Ponencia presentada al II Seminario Latinoamericano de Energía. Rio de Janeiro, 22-25 de octubre de 1996.

<sup>32</sup> Este organismo ha recibido las siguientes denominaciones: Despacho Nacional de Cargas (Argentina); Comité Nacional de Despacho de Carga (Bolivia); Centro de Despacho Económico de Carga (Chile) y Comité de Operación Económica del Sistema (Perú). En Colombia se ha constituido el Consejo Nacional de Operación que integra a los actores del sistema, existiendo además, un Centro Nacional de Despacho como una dependencia interna de la empresa encargada del servicio de interconexión nacional.

<sup>33</sup> El Comité Nacional de Despacho de Carga de Colombia incluye a un representante de la Superintendencia de Electricidad mientras que en Argentina tuvo, en su origen, como cabeza a la Secretaría de Energía.

<sup>34</sup> Véase Rossella Cominetti, CEPAL. El Proceso de Privatización en América Latina". Documento elaborado para el Seminario "Intercambio de Experiencias sobre Políticas Económicas y Sociales para el Desarrollo entre América Latina, Rusia y Países Europeos Seleccionados. Mimeo, Moscú, Septiembre 1995.

<sup>35</sup> Es necesario señalar que las cifras resumidas no incluyen los aportes de inversión comprometidos o generados a partir del proceso de privatización, que en algunos casos representan valores muy significativos. Por ejemplo, en el caso de Perú, la privatización de 83 empresas generó recaudaciones por un monto de US\$ 3 544 millones y proyectos de inversión por US\$ 4 067 millones. Por otra parte, este indicador tampoco capta los recursos que serían transferidos

periódicamente al Estado como resultado de los acuerdos de concesión concedidos a los privados.

<sup>36</sup> Por lo general los grupos o turbinas diesel deberían operar en lo que se denomina la semi-punta (6 a 8 horas) o punta (1 a 2 horas) de los diagramas, y no 24 horas al día como lo exige la operación en la base de dichos diagramas.

<sup>37</sup> Véase, OLADE/CEPAL/GTZ. Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: Estudio de caso para Colombia. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Bogotá, Noviembre de 1995.

<sup>38</sup> Véase, A. Covarrubias y S. Maia, Advisory group. Reforms and private participation in the power sector of selected Latin American and Caribbean and industrialized countries. Banco Mundial Report N° 33. Washington, marzo 1994. Página 20.

<sup>39</sup> Los datos han sido extraídos de Naciones Unidas. Las empresas Transnacionales en el Desarrollo Mundial: Tendencias y perspectivas. Nueva York 1989 y CEPAL. Balance Preliminar de la Economía de América Latina y el Caribe. Santiago, Chile, diciembre 1995.

<sup>40</sup> Las operaciones y el comercio intrainfirma corresponden a 1985 y han sido tomados del informe del Centro para las Empresas Transnacionales. Las empresas transnacionales en el desarrollo mundial. Naciones Unidas. Nueva York 1989.

<sup>41</sup> Las siete hermanas son: British Petroleum, Standard Oil of New Jersey, Exxon, Royal Dutch Shell, Gulf, Standard Oil of California y Mobil Oil. Las cifras han sido tomadas de Francisco Gutiérrez y Carlos Jaramillo. La modernización y privatización del subsector petrolero latinoamericano. OLADE, Quito, Ecuador, junio 1995.

<sup>42</sup> Cuando se decidió la privatización de ELF Aquitaine, el Gobierno señaló, en diciembre de 1993, que mantendría la "acción dorada" (golden share) para cautelar eventuales adquisiciones de parte de inversionistas hostiles a Francia y que cualquier intento de adquirir más del 10% requería aprobación de las autoridades, así como la venta de activos de sus subsidiarias. Además, se precisó que el Estado mantendría dos observadores en el directorio de ELF luego de la venta del 50.8%. La venta empezó en enero de 1994 y estaba claro que el Gobierno retendría el 13% de las acciones y que el 10% sólo sería transferido a accionistas leales. El Gobierno Belga actuó en el mismo sentido reteniendo la "golden share" para mantener DISTRIGAZ bajo control del Estado. En el caso del ENI de Italia, se ha bosquejado un "joint venture", en partes iguales, entre los Estados de Francia e Italia.

<sup>43</sup> CEPAL, Subsección Regional México. Istmo Centroamericano: Informe sobre Abastecimiento de Hidrocarburos. Convenio CEPAL/República Federal de Alemania. Abril 1995.

<sup>44</sup> A partir de 1994, El Salvador y Guatemala, adoptaron como precio FOB de referencia el Platt's para la Costa del Golfo más un margen de 1.89 dólares por barril, lo que equivale aproximadamente a tomar como referencia los llamados precios ("posting") Caribe, que son significativamente más altos que los de la Costa del Golfo que son los utilizados por Honduras.

<sup>45</sup> En junio de 1996, se concretó la venta de la refinería de petróleo de La Pampilla que fue adquirida por un Consorcio integrado por REPSOL (55%), YPF (25%), MOBIL (5%) y 5% por un grupo de inversionistas peruanos (Banco Wiese, Graña y Montero Cía Constructora y Banco de Crédito). El precio base fue de 108 millones y se pagaron 180 millones de dólares, considerándose un compromiso de inversión de 50 millones de dólares. También, se adjudicó el Lote 8, en la Selva norte del Perú, que era explotado por PETROPERU a la empresa PLUSPETROL de Argentina. El precio base fue de 74 millones de dólares y se pagaron 142 millones. Se suscribe un contrato de licencia para la explotación que contemplará una regalía de entre 20-22%.

<sup>46</sup> Chile es un caso particular ya que inició su reforma en 1978 siguiendo estos pasos pero sin concretar la privatización.

<sup>47</sup> Sobre el comportamiento de la inversión privada se ha consultado Humberto Campodónico. Tendencias del mercado petrolero mundial y sus implicancias en la inversión extranjera de la industria petrolera de los países de América Latina y el Caribe. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R.1628. Santiago, Chile, marzo 1996.

<sup>48</sup> Argentina que constituyó en 1921 la primera empresa petrolera estatal del mundo (YPF). En la década de los treinta se crearon la Empresa Petrolera Fiscal (1934) en Perú, YPFB (1936) en Bolivia, mientras que México estatizó la industria en 1938 constituyendo PEMEX. En los cincuenta

se constituyeron en Chile la ENAP (1950), COPETROL (1951) en Colombia y PETROBRAS (1953) en Brasil.

<sup>49</sup> Véase, Humberto Campodónico. Modernización y Reestructuración de la industria petrolera de América Latina. CEPAL, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Santiago, Chile, en prensa.

<sup>50</sup> Actualmente sólo Venezuela forma parte de la OPEP y ha realizado constantes negociaciones para incrementar su cuota de exportación. Por otro lado, es claro que el esquema de "ganancias compartidas" altera significativamente la geopolítica petrolera mundial.

<sup>51</sup> Asistencia Petrolera Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL). Libro de Plata, págs. 86 y 87. Montevideo, Uruguay, septiembre de 1990.