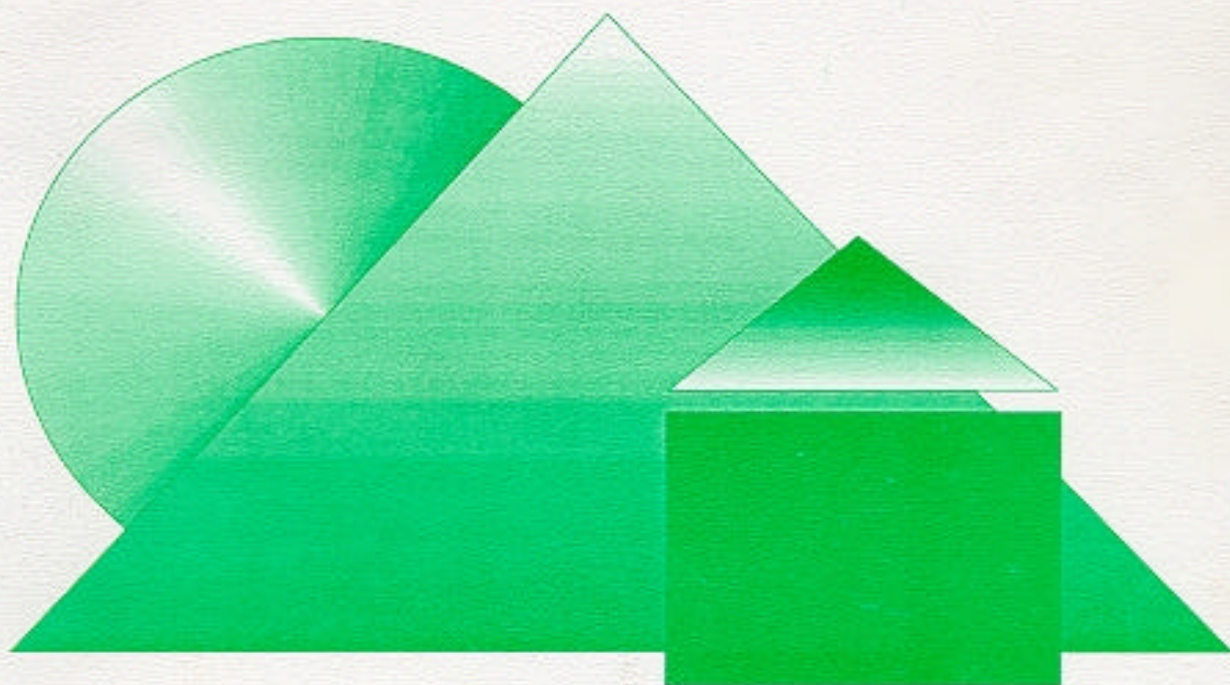


COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
SERIE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO 9

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y LAS
MODALIDADES DE REGULACIÓN EN
AMÉRICA LATINA

Humberto Campodónico



NACIONES UNIDAS

SERIE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y LAS MODALIDADES DE REGULACIÓN EN AMÉRICA LATINA

Humberto Campodónico



NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Santiago de Chile, 1998

LC/L.1121
Abril de 1998

Este documento fue preparado por el señor Humberto Campodónico, consultor de la División de Medio Ambiente y Desarrollo de la CEPAL. Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN	5
I. PANORAMA MUNDIAL DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL	7
A. EL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA Y LAS PROYECCIONES DEL CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL.....	7
B. RESERVAS MUNDIALES	9
C. RESERVAS, OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA.....	9
II. REFORMAS AL <i>UPSTREAM</i> Y <i>DOWNSTREAM</i> DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL	13
A. REFORMAS AL RÉGIMEN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL (<i>UPSTREAM</i>)	13
B. REFORMAS EN EL <i>DOWNSTREAM</i>	14
C. TIPOLOGÍA DE LAS REFORMAS EN EL SECTOR DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA	15
III. ESQUEMAS DE REESTRUCTURACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA	17
A. ARGENTINA: PAÍS CON MERCADO MADURO.....	17
B. BOLIVIA: LA PRIORIDAD DE LA INTERNACIONALIZACIÓN.....	19
C. COLOMBIA: IMPULSO ESTATAL AL DESARROLLO DEL MERCADO INTERNO	20
D. CHILE: DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y SUSTITUCIÓN DE FUENTES	21
E. MÉXICO: PARTICIPACIÓN PRIVADA EN EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	22
F. PERÚ: PREDOMINIO DE LA INICIATIVA Y DESARROLLO DEL MERCADO INTERNO	23
G. EL AUMENTO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	25
H. PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN REGIONAL.....	25
IV. ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES REGULATORIOS DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA.....	27
A. PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN.....	27
B. CARÁCTER DE SERVICIO PÚBLICO	28
C. CONSTITUCIÓN DE ENTES REGULADORES	28
D. PROHIBICIÓN DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL	29
E. LIBRE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	29
F. FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN "BOCA DE POZO"	30
G. REGULACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	31
H. SUBSIDIOS CRUZADOS Y SUBSIDIOS FISCALES.....	33
I. RÉGIMEN TRIBUTARIO	34

V.	SISTEMATIZACIÓN DE LOS MARCOS REGULATORIOS	35
A.	DISPOSITIVOS LEGALES CONSIDERADOS	35
B.	CARÁCTER DE SERVICIO/UTILIDAD PÚBLICA	35
C.	MOTIVACIONES DE LA REGULACIÓN	36
D.	ENTE REGULADOR	36
E.	OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN	37
F.	FUNCIONES Y FACULTADES DEL ENTE REGULADOR	38
G.	SUJETOS DE LA REGULACIÓN	41
H.	ENTIDAD HABILITADORA.....	42
I.	PLAZO DE LA HABILITACIÓN.....	42
J.	GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO INTERNO.....	43
K.	CLÁUSULA DE LIBRE ACCESO	43
L.	CONCENTRACIÓN E INTEGRACIÓN VERTICAL	44
M.	MERCADO DE GAS.....	46
N.	TARIFAS DEL GAS.....	46
O.	APLICACIÓN DE SUBSIDIOS Y CONTROL SOCIAL.....	53
P.	RÉGIMEN IMPOSITIVO	55
Q.	CONCESIÓN/LICENCIA DE TRANSPORTE	55
R.	CONCESIONES/LICENCIAS DE DISTRIBUCIÓN.....	63
	BIBLIOGRAFÍA.....	73
	ANEXO: La intervención del estado y la regulación de la industria energética de redes en los países desarrollados	75
	ÍNDICE DE CUADROS	
	Cuadro 1: Demanda mundial de gas natural 1991-2010	7
	Cuadro 2: Reservas probadas de gas natural en América Latina	8
	Cuadro 3: Producción de gas natural en América Latina.....	10
	Cuadro 4: Consumo de gas natural en América Latina	10
	Cuadro 5: Abastecimiento de gas según el uso en América Latina, 1996.....	11
	Cuadro 6: México: Balance de gas natural, 1995	23

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo analizar los regímenes de regulación de los mercados de gas natural en los países de América Latina que, como Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y México, han avanzado significativamente en el desarrollo de su mercado interno, haciendo también algunas consideraciones sobre países como Perú y Venezuela, que al momento de redactar este documento no han definido aún su régimen regulatorio.

El primer capítulo analiza el panorama mundial de la industria de gas natural, precisando la significación de América Latina, a fin de identificar el nivel de reservas, su ubicación geográfica y las tendencias de la oferta y la demanda.

El segundo capítulo aborda las modificaciones que han experimentado los regímenes regionales de la industria del gas natural en la década de los noventa, especificando el tratamiento de la exploración y producción (*upstream*), así como el del procesamiento industrial, transporte y comercialización (*downstream*).

En el tercer capítulo se analizan las principales características de los mercados de gas natural en los países considerados en el estudio y los esquemas de reestructuración de la industria que se han llevado a cabo en lo que va de este decenio, otorgando especial énfasis al papel que juega el gas natural en la integración energética regional.

El cuarto capítulo incluye las principales características de la regulación del gas natural, especificando los principios que la sustentan; la conformación y atribuciones de los entes reguladores; los mecanismos de fijación de los precios de explotación, transporte y distribución; las modalidades de subsidio; y el régimen tributario.

En el quinto capítulo se presenta una sistematización de los marcos regulatorios de los países de la región, a fin de establecer comparaciones en torno a una serie de aspectos críticos de la regulación y, finalmente, se presenta un anexo en que se analizan las principales características de los marcos regulatorios del mercado de gas natural de los países la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), que dan cuenta de la mayor proporción del consumo mundial.

I. PANORAMA MUNDIAL DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

A. EL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA Y LAS PROYECCIONES DEL CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

En los dos últimos decenios la demanda mundial de gas natural creció más rápidamente que la de otros combustibles fósiles, como el petróleo y el carbón. En el período 1971-1991, la tasa anual de crecimiento de la demanda de gas natural fue de 3.3% frente a una tasa de 2.1% y 1.4% respectivamente, en los casos del carbón y el petróleo (véase el cuadro 1).¹

Cuadro 1
DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL 1991-2010
(millones de toneladas equivalentes de petróleo)

	1991		2010		Tasas de crecimiento	Variación en porcentajes
	MMTEP	%	MMTEP	%		
Mundo	1 727	100.0	2 718	100.0	2.4	57.4
OCDE	828	47.9	1 231	45.3	2.1	48.7
Ex-URSS/ETEO	630	36.5	727	26.7	0.8	15.4
PED	269	15.6	760	27.8	5.6	182.5
América Latina	80	4.6	141	5.2	3.0	76.2
China	13	0.7	55	2.0	7.9	323.1
Asia Este	37	2.1	126	4.6	6.6	240.5
Asia Sur	25	1.4	60	2.2	4.6	140.0
Africa	32	1.8	73	2.7	4.4	128.1
Medio Oriente	81	4.7	307	11.3	7.3	279.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de *World Energy Outlook, 1994*.

Es interesante constatar que estas tres fuentes energéticas representaron el 90% del consumo mundial de energía a inicios de la década de los noventa, destacando el petróleo, que absorbió el 39%, seguido del carbón y el gas natural, que dieron cuenta del 29 y 22%, respectivamente.

El mayor dinamismo del consumo del gas natural se explica, entre otros factores, por los siguientes:

- La abundancia de reservas de gas natural, que indica que existía una capacidad de oferta que podría mantenerse por muchos años, además del hecho de que dichas reservas no se encuentran muy concentradas geográficamente, a diferencia del petróleo, en que los países del Medio Oriente concentran cerca de dos tercios de las reservas mundiales disponibles.

¹ CEPAL, *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* (LC/R.1628), División de Medio Ambiente y Desarrollo, Santiago de Chile, 18 de marzo de 1996.

- Los avances tecnológicos, que han permitido enfrentar los costos de transporte desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo.²
- La mayor significación que ha adquirido en los últimos decenios la conservación del medio ambiente, ya que ha favorecido el consumo del gas natural por cuanto emite menos dióxido de carbono que el petróleo.
- La política de seguridad energética de los países de la OCDE que apunta a la reducción de la dependencia del petróleo importado, sobre todo del Medio Oriente.

La mayor proporción del consumo (84%) se concentra en los países de la OCDE y en el mercado formado por la ex-URSS y las "Economías en Transición de Europa del Este", que representan respectivamente el 48% y 36% de la demanda mundial de gas natural (véase el cuadro 2). Dentro de las "regiones en desarrollo", el Medio Oriente y América Latina dan cuenta, cada una, de cerca del 5% de la demanda mundial. Les siguen Asia del Este y Asia del Sur con el 2.1% y el 1.4%, respectivamente, mientras que África representa el 1.45%, y la República Popular China el 0.75% del consumo mundial.

Las proyecciones del consumo de energía para el período 1991-2010 indican un reforzamiento de la tendencia señalada anteriormente.

Según el World Energy Outlook (véase el cuadro 2), la tasa de crecimiento de la demanda de gas natural seguirá siendo superior al ritmo de la del carbón y el petróleo, registrando respectivamente tasas de 2.4%, 2.1% y 0.8%. De esta manera, si bien el total del consumo de energía abastecido por estas tres fuentes seguiría representando el 90% de la demanda mundial, el gas natural elevaría su contribución al 23.5%, manteniéndose estable la participación del carbón en 29%, mientras que el aporte del petróleo disminuiría a 37%.

Cuadro 2
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA
(miles de millones de metros cúbicos 10(9)m³)

	1970	1980	1985	1990	1995	% 1995	R/P 1995
Argentina	171	641	682	579	619	8.5%	20.2
Bolivia	142	119	134	118	110	1.5%	24.8
Brasil	27	53	93	115	154	2.1%	21.0
Colombia	85	170	110	113	214	3.0%	27.9
Chile	71	71	85	119	48	0.7%	19.3
Ecuador	4	5	9	11	24	0.3%	23.1
México	340	1826	2167	2025	1917	26.4%	49.2
Perú	18	34	24	201	201	2.8%	779.1
Venezuela	928	1262	1735	3429	3962	54.7%	82.3
Total	1786	4181	5039	6710	7249	100.0%	51.4

Fuente: OLADE

² El transporte de gas natural es más complicado que el del petróleo y el carbón, que se extraen en estado líquido o sólido respectivamente, puesto que debe mantenerse en una unidad completamente cerrada para su manipulación. Los gasoductos son los medios más comunes de transporte, pero cuando la distancia geográfica es muy grande, su utilización es no sólo difícil, sino muy costosa. Dicha fuente energética debe ser por tanto transportada en barcos refrigerados y convertida a temperaturas bajas a estado líquido —gas natural líquido (LNG, en inglés)— para ser colocada en los mercados de destino, siendo objeto posteriormente de una "regasificación" para ser distribuida por gasoducto. El problema con el LNG es que el proceso de conversión, el costo de los propios barcos, la manipulación y las instalaciones especiales le añaden un costo considerable, reduciendo su atractivo económico. (International Energy Outlook, Department of Energy, Estados Unidos, 1995).

De acuerdo con la misma fuente, los países en desarrollo registrarían la mayor tasa de crecimiento (equivalente a 5.6%), mientras que la tasa del consumo de la OCDE sería de 2.1% y la del bloque ex-URSS-Economías en Transición de Europa del Este alcanzaría a 0.8%. China y el Medio Oriente tendrían la mayor tasa de crecimiento (8% y 7%, respectivamente), proyectándose una tasa de 3% para América Latina, aunque otras fuentes estiman una tasa de 5% para el consumo de los países de la región.³

Estas elevadas tasas de crecimiento determinarán modificaciones importantes en la estructura de la demanda mundial de gas natural para el primer decenio del próximo siglo. Los países de la OCDE continuarían siendo el principal mercado de consumo, pero su participación en el consumo mundial descendería de 48% a 45%. La ex-URSS y las Economías en Transición de Europa del Este representarían cerca del 27%, mientras que los países en desarrollo darían cuenta de una proporción equivalente al 28% del consumo mundial.

B. RESERVAS MUNDIALES

Se estima que las reservas mundiales de gas natural ascienden a 139 billones de metros cúbicos (MMm³). La ex-URSS cuenta con las mayores reservas, con un total de 57.1 MMm³ que representan el 40% de las disponibilidades mundiales. En orden de importancia, le siguen los países del Medio Oriente con una contribución del 32%, destacando la significación de países como Irán, Qatar, Arabia Saudita y Abu Dhabi. El 28% restante se distribuye entre América del Norte (Estados Unidos y Canadá), América Latina, OCDE-Europa y Asia y Australia.

Las reservas de los países de América Latina ascienden a 7.1 MMm³, lo que corresponde a un poco más del 5% de las reservas mundiales. La mayor parte de las reservas regionales de gas natural se encuentra en Venezuela (3.9 MMm³), seguido de México (1.9 MMm³) y Argentina (0.5 MMm³), mientras que países como Trinidad y Tabago, Colombia y Perú cuentan con reservas de 0.28 MMm³, 0.21 MMm³ y 0.20 MMm³, respectivamente.

C. RESERVAS, OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

Las reservas de los países de la región se han incrementado significativamente, cuadruplicándose en los últimos 25 años (cuadro 2). Venezuela, México y Argentina concentran el 89% del total de las reservas, debiendo destacarse que sólo Venezuela posee el 54.5% de las reservas de la región. En Brasil, Colombia, Ecuador y Perú se ha producido un incremento de las disponibilidades, pero alcanzan niveles muy inferiores.

Pocos países en la región cuentan con una tradición de producción de gas natural, apreciándose que, en la mayoría de los casos, está relacionada con la producción de petróleo. La distribución de la producción de gas natural sigue, obviamente, un patrón similar al que registran las reservas disponibles, ya que Venezuela, México y Argentina representan el 84% de la producción regional de gas natural (véase el cuadro 3).

El comportamiento de la producción experimentó un menor dinamismo que el de las reservas. Como se ha indicado, éstas se cuadruplicaron en los últimos 25 años, mientras que la producción de gas natural sólo se duplicó. Sin embargo, este comportamiento se estaría alterando en el decenio de los noventa, si se observa que la producción de gas natural alcanzó una tasa de crecimiento del 30% en el período 1990-1995, a pesar que la utilización del gas natural es todavía reducida en la región y que el 12% de la producción, según OLADE, se descarga a la atmósfera o es venteado.

³ Existen discrepancias con respecto a la tasa de crecimiento de la demanda de gas natural en América Latina. DRI Mc-Graw-Hill pronostica que para el período 1995-2015, la tasa de crecimiento de la región sería de 5.1% anual (Oil & Gas Journal, 7/8/95), lo que coincide con las proyecciones de Amoco International (Oil & Gas Journal, 23 de octubre de 1995).

Cuadro 3
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA
(miles de m³ 10(6))

	1970	1980	1985	1990	1995	% 1995
Argentina	8166	14417	20004	23627	30692	21.8
Bolivia	976	5357	5114	5914	4437	3.1
Brasil	1182	1927	5158	6087	7322	5.2
Colombia	2039	4111	4965	5104	7674	5.4
Chile	2669	2473	1431	2120	2483	1.8
Ecuador	159	564	891	912	1037	0.7
México	18831	36772	35883	34726	38955	27.6
Perú	1510	1307	1057	916	258	0.2
Venezuela	28316	18915	20568	28521	48167	34.2
Total	63848	85843	95071	107927	141025	100.0

Fuente: OLADE.

Ahora bien, la demanda final de energía de los países de la región se cubre en un 42% con petróleo y en un 21% con electricidad (centrales hidráulicas, nucleares y geotermia). La participación del gas natural es de 18%, superando solamente a la contribución de la biomasa (15%) y el carbón (4%). No obstante, dicha participación promedio encierra fuertes heterogeneidades al interior de la región, ya que en Argentina, Brasil y Venezuela dan cuenta del 92% de la demanda regional.

Cuadro 4
CONSUMO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

	1970	1980	1985	1990	1995	% 1995
Argentina	3401	6513	9212	10766	15824	37.4
Bolivia	0	45	71	190	294	0.7
Brasil	8	898	1787	2837	3701	8.7
Colombia	241	753	1000	1229	1657	3.9
Chile	0	119	153	190	269	0.6
México	3576	2350	1229	1113	1580	3.7
Perú	nd	nd	793	621	200	0.5
Venezuela	2716	10019	10851	11109	18805	44.4
Total	9942	20697	25095	28055	42330	100.0

Fuente: OLADE.

La diferencia entre la demanda final de gas natural y el consumo en usos intermedios, sin embargo, sigue siendo notable. En 1995, la estructura de la oferta total de gas natural (consumo final más consumo intermedio) por sectores en América Latina (véase el cuadro 5) muestra que sólo el 33% del gas natural se destina al consumo final energético (42 330 MMm³), principalmente al sector industrial (22%), residencial y otros (5.9%) y, en menor medida, al sector comercial, no energético y transporte.

Las dos terceras partes de la oferta total de 141 025 MMm³ se destina a usos intermedios, tales como plantas de tratamiento de gas para obtener GLP y gasolinas (32.8%), consumo propio (17.1%), centrales térmicas y autoprodutores (15.8%), correspondiendo el resto a refinerías y otros usos y pérdidas.

Cuadro 5
 ABASTECIMIENTO DE GAS SEGÚN EL USO EN
 AMÉRICA LATINA, 1996

	Porcentajes
Plantas de tratamiento de gas	32.8
Industria	22.0
Consumo propio	17.1
Plantas de energía	13.2
Residencial y otro	5.9
No - energía	2.9
Productores particulares	2.6
Comercial	1.4
Transporte	0.8
Otros centros	0.8
Refinerías	0.5
Total	100.0
Total (en MMm ³)	141025

Fuente: Kurtz, David "Natural Gas in Latin America: Development and Privatization", Financial Times Energy Publishing, Londres, 1997.

Todo indica, sin embargo, que la demanda final de gas tenderá a incrementarse en los próximos años, considerando los importantes proyectos que se encuentran en cartera y la orientación de algunas políticas gubernamentales que están promoviendo la masificación de su consumo.

En efecto, el decenio de los noventa está inaugurando un período de importante crecimiento en la industria del gas natural, que se ha visto favorecido por el descubrimiento de nuevas disponibilidades y la reorientación de las políticas energéticas de algunos países de la región, en concordancia con los desafíos ambientales.

Importantes operadores privados estiman que la región duplicará su consumo actual de gas natural para el año 2010, registrando un consumo similar al del Sudeste Asiático.⁴ Esta apreciación se corrobora con la puesta en marcha de una serie de proyectos destinados a aprovechar la dotación de reservas de gas natural en países productores, autosuficientes y con recursos abundantes de gas como Venezuela, México, Bolivia, Colombia y Perú.

Se proyecta de esta manera un fuerte incremento de la inversión, especialmente de los grandes operadores internacionales, vinculada a proyectos que contemplan no sólo el desarrollo de la infraestructura necesaria para la expansión del consumo de gas en los mercados nacionales, en sus diferentes usos sectoriales, sino también importantes proyectos vinculados a la integración energética de la región.

En ese sentido, los países que tienen muy pocas reservas (Chile), o que por su ubicación geográfica son costosas o de difícil disponibilidad (Brasil) están participando de proyectos binacionales para aprovechar las reservas de países vecinos mediante la construcción de gasoductos.

⁴ David Nigel, Vicepresidente de AMOCO International. Exposición en el Congreso de Gas Natural, celebrado en Buenos Aires en octubre de 1995, *Oil and Gas Journal*, 23 de octubre de 1995, p. 2.

II. REFORMAS AL *UPSTREAM* Y *DOWNSTREAM* DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

En lo que va de la década de los noventa se han llevado a cabo importantes reformas legislativas que involucran cambios significativos en los regímenes relativos a la exploración y explotación de los hidrocarburos. Estos involucran tanto al petróleo como al gas natural, que presentan características similares respecto del otorgamiento de derechos de exploración y explotación, aunque se precisan las particularidades que presenta el gas natural. De ahí que casi todos los casos de estudio que se consideran en este trabajo reflejen esta tendencia legislativa.

Si bien en México no se produjeron reformas a la legislación petrolera, se introdujeron importantes modificaciones a las normas sobre transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, conservándose el monopolio de la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la exploración y explotación del gas natural.

El origen y las motivaciones de las reformas que se han llevado a cabo en la mayoría de los países de la región se enmarcan dentro del proceso de globalización de la economía mundial, que favorece la liberalización de los mercados, la eliminación de los monopolios estatales, la promoción de la inversión privada y la reducción de la actividad empresarial del estado. Sin embargo, se observa una intensidad muy diversa en la aplicación de estas reformas, explicándose las diferencias por factores tales como la dotación de reservas y relación producción/consumo de los derivados del petróleo y gas natural; el tamaño del mercado interno; el nivel tecnológico y la experiencia en la industria petrolera y de gas natural, entre otros.

A. REFORMAS AL RÉGIMEN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL (*UPSTREAM*)

Los regímenes de exploración y explotación se aplican tanto al petróleo como al gas natural. Por lo general, las diferencias se presentan en los montos de las regalías y en los mecanismos para la determinación del precio de venta del gas natural de "primera mano", tomando en cuenta que el gas natural no tiene las mismas características de bien transable a nivel internacional que sí posee el petróleo.

Casi todos los países considerados en este trabajo —a excepción de México, que mantiene el monopolio estatal a través de PEMEX— han realizado reformas a sus regímenes de contratación de exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural, con el objetivo de atraer capital de riesgo para ampliar la disponibilidad de reservas e incrementar las exportaciones o reducir las importaciones, a fin de obtener un saldo neto de divisas más favorable en sus transacciones energéticas.

La mayoría de los países analizados consideran que es necesario otorgar mayores incentivos a la inversión, considerando la fuerte competencia que existe por la atracción de capitales de riesgo, dadas las actuales condiciones de sobreoferta de crudo; bajos precios internacionales del petróleo; innovaciones tecnológicas que permiten un mayor aprovechamiento de las reservas existentes; así como la eliminación de barreras a la inversión extranjera en zonas con filiación petrolífera importante (Rusia, China).

En lo esencial, las reformas han incidido en la disminución de las tasas impositivas a los operadores privados y en la libre disponibilidad comercial del crudo y del gas natural extraído, tendiéndose a suprimir el monopolio público en el *upstream*.

En países como Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y Perú, en los que no habían restricciones a la inversión extranjera, los incentivos se han concentrado en aspectos tales como los siguientes:

- Condiciones más flexibles en diferentes aspectos técnicos de los contratos: ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios, y mayor plazo de retención de las áreas en exploración, entre otras.
- Mayor participación en la producción de petróleo y gas natural u otorgamiento de la propiedad del petróleo y del gas natural a los operadores privados.
- Libre importación y exportación del petróleo, eliminándose, en algunos casos, la obligación de abastecimiento del mercado interno.
- Incremento de la rentabilidad de los contratos vía la disminución de las tasas del impuesto a la renta y a las remesas (en algunos casos se eliminó el impuesto a las remesas); internamiento temporal de maquinaria (que implica el no pago de aranceles) y depreciación acelerada, entre otras medidas de exoneración y/o reducción de tributos.
- Mayores garantías a la inversión extranjera mediante la suscripción de contratos de estabilidad tributaria, garantía de disponibilidad de divisas y posibilidad de recurrir al arbitraje internacional, entre otros.

B. REFORMAS EN EL *DOWNSTREAM*

En todos los países analizados se ha modificado la legislación que rige las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural.

Las reformas han tendido a suprimir las barreras a la inversión privada en dichas actividades, que en un buen número de países estaban reservadas para las empresas estatales. Asimismo, se ha favorecido la desregulación de los mercados internos (eliminación de subsidios y control de precios) y se ha permitido el libre comercio, interno y externo, de petróleo y gas natural.

En lo que respecta a los precios en "boca de pozo" del gas natural para el mercado interno, la tendencia generalizada ha sido que se fijen de acuerdo a los precios internacionales. Sin embargo, la carencia de precios internacionales de referencia —como sí existe en el caso del petróleo— ha inducido a algunos entes reguladores a establecer "precios base" o "precios iniciales" para la venta del gas de "primera mano".

En todos los países analizados los gasoductos pueden ser construidos y operados tanto por empresas estatales como privadas. En realidad, en Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y Perú no existían restricciones a la participación privada en este rubro, lo que fue reafirmado y ampliado en los cambios legislativos de los noventa. La novedad radica en la supresión de las barreras que existían en México para que los operadores privados participaran en el transporte de gas natural. Lo mismo hizo México con la distribución y comercialización del gas natural, actividades que ahora pueden ser realizadas por empresas privadas.

En casi todos los países analizados se han dictado dispositivos legales para la regulación de los mercados de gas natural y de las actividades de las compañías privadas en el ámbito del transporte, distribución y comercialización, confiriéndole el carácter de servicio público.

C. TIPOLOGÍA DE LAS REFORMAS EN EL SECTOR DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

1. Reformas en el upstream

Las reformas petroleras del *upstream* de la industria de gas natural de América Latina pueden clasificarse de la siguiente manera:⁵

- **Mantenimiento del monopolio estatal en exploración y la producción.** El único caso es el de México, donde todas las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (incluyendo el gas natural) sólo pueden ser realizadas por la compañía estatal PEMEX.

- **Predominio del Estado con apertura limitada en la exploración y producción de petróleo y gas natural.** En Venezuela, la apertura de la producción de gas natural comenzó en 1995, cuando en el sector se realizó una alianza estratégica entre PDVSA y las compañías multinacionales Mitsubishi y SHELL para la explotación del gas natural.

En Brasil, las enmiendas constitucionales de 1995 permiten la exploración y explotación de petróleo y gas natural por compañías privadas. En agosto de 1997, el Poder Ejecutivo promulgó una Ley de Hidrocarburos que establece las modalidades bajo las cuales se pueden llevar a cabo las inversiones en estos rubros.

En Colombia, los contratos de asociación entre ECOPETROL y compañías privadas permiten la exploración y explotación del gas natural. Cabe destacar que la mayor parte de las reservas y producción de gas natural se encuentran en yacimientos donde existen contratos de asociación y sólo los yacimientos más antiguos y pequeños son explotados directamente por ECOPETROL.

En Chile, la mayor parte de la producción de gas natural en el extremo austral del país es desarrollada por la compañía petrolera estatal ENAP. Sin embargo, la legislación vigente permite la suscripción de contratos de exploración y explotación con el sector privado.

- **Sistema mixto con apertura total.** Este es el caso de Bolivia, donde la legislación de 1996 establece el proceso de capitalización, mediante el cual el 50% de los lotes productores de gas natural han sido transferidos a empresas privadas, quedando el 50% restante en poder de YPFB. La legislación de 1996 establece que YPFB no efectuará directamente actividades de exploración y explotación, sino que lo hará mediante la suscripción de contratos con empresas privadas.

- **Predominio de la actividad privada.** En Argentina la nueva legislación establece que todas las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural serán realizadas por empresas privadas. Asimismo, se llevó a cabo el proceso de privatización de YPF SA, que culminó en 1993.

En Perú, la nueva legislación establece que las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural serán llevadas a cabo por empresas privadas, excluyéndose el rol de PETROPERU como operador en estas actividades. Cabe señalar que las reservas de gas natural de Camisea (las más importantes del país) serán desarrolladas por el consorcio Shell/Mobil, el mismo que ha firmado un contrato con PERUPETRO, debiendo pagar una regalía al Estado peruano.

2. Reformas en el sector transporte del downstream

En todos los países analizados, con excepción de Venezuela, los gasoductos pueden ser construidos y operados tanto por empresas estatales como privadas. En algunos países, sin embargo, la empresa privada debe suscribir previamente contratos de operación con la empresa estatal.

⁵ En esta sección se retoman los planteamientos de Campodónico (1996) y Figueroa (1997).

- **Mantenimiento del monopolio estatal.** Es el caso de Venezuela, donde el transporte ha sido transferido a una nueva subsidiaria de PDVSA, Deltaven, la misma que realizará las funciones que antes tenían a su cargo Maraven, Lagoven y Corpoven.

- **Predominio de las empresas estatales con apertura total.** En México, se han producido cambios importantes en lo que se refiere al transporte y comercialización del gas natural, pues ahora se permite que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural puedan ser llevados a cabo por los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de los gasoductos. Cabe señalar que no se privatizará la red troncal de PEMEX. También existe la cláusula de libre acceso a los gasoductos existentes o por construirse.

En Brasil, de acuerdo con la ley de agosto de 1997, cualquier empresa que cumpla con los requisitos podrá recibir autorización para construir instalaciones y efectuar cualquier modalidad de transporte de gas natural para el abastecimiento interno, exportación o importación. La nueva ley incluye el libre acceso, previo pago de un peaje adecuado. De su lado, PETROBRAS deberá constituir una subsidiaria para operar y construir sus ductos de gas natural, pudiendo la misma asociarse mayoritaria o minoritariamente con otras empresas.

- **Sistemas mixtos con apertura total.** En Bolivia, mediante el proceso de capitalización de YPFB ya descrito, se vendió a empresas privadas el 50% de las acciones de YPFB en los gasoductos.

En Colombia, el sistema troncal de transporte en el centro del país ha sido desarrollado mediante la suscripción de contratos BOT o de concesión entre ECOPEPETROL y empresas privadas. De otro lado, ECOPEPETROL ha enajenado su participación en los gasoductos de la costa norte.

- **Predominio privado con apertura total.** En Argentina, como producto de la privatización de Gas del Estado, dos compañías privadas, Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, se encargan de la totalidad del transporte de gas natural en ese país.

En Perú, los contratos para la explotación del gas de Camisea y de Aguaytía autorizan a las empresas privadas a construir y operar los ductos que transporten el gas desde la zona selvática del Oriente hasta la costa del país.

En Chile, la construcción y operación de los gasoductos para la importación del gas proveniente de Argentina están a cargo íntegramente de empresas privadas.

3. Reformas en el sector distribución del downstream

En esta actividad, la mayoría de los países ha aprobado legislación que autoriza la participación privada en la distribución, con la excepción de Venezuela. En Bolivia y Perú, no existe aún una red de distribución de gas natural.

- **Predominio del monopolio estatal.** En Venezuela, la distribución es realizada por Cevegas, una filial de Corpoven.

- **Sistemas mixtos con apertura total.** En Brasil, a partir de las reformas de 1995, ha comenzado a promoverse una mayor participación de los municipios y actores privados, algunos de los cuales se encuentran operando empresas estatales bajo la modalidad de concesión.

- **Predominio del régimen privado con apertura total.** En Argentina, la privatización de Gas del Estado en 1992 determinó que la distribución quedara enteramente en manos de 8 compañías privadas.

En Colombia, si bien ECOPEPETROL posee acciones en algunas de las compañías distribuidoras, la distribución está prácticamente descentralizada. Además, en los últimos años ECOPEPETROL ha comenzado a desprenderse de estos activos mediante la venta de sus paquetes accionarios, como en el caso de Gas Natural SA.

En Chile, el sistema de distribución del gas natural proveniente de Argentina, tanto para la ciudad de Santiago como para el norte del país, está a cargo de empresas privadas.

En México, el sistema de distribución es predominantemente privado. En 1997 se registraban 12 empresas, de las cuales tres eran públicas y el resto privadas.

III. ESQUEMAS DE REESTRUCTURACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

Los esquemas de reestructuración de las industrias gasíferas de los países analizados están estrechamente vinculados al proceso de liberalización de los mercados y al creciente protagonismo privado, especialmente de los grandes operadores internacionales.

No obstante, las características nacionales de reservas, producción y consumo de gas natural, han determinado estructuras diferenciadas en lo que respecta a la conformación del mercado interno en los países de la región. Existen también diferencias en los planes de expansión de la industria de gas natural, ya sea para la ampliación del mercado interno o para la conexión con otros países de la región. No existe, por tanto, un modelo único de reestructuración de la industria del gas natural, a pesar que es común la tendencia liberalizadora y en favor del protagonismo privado. Existen patrones de desarrollo y de reestructuración con características propias que deben ser estudiados individualmente.

A. ARGENTINA: PAÍS CON UN MERCADO MADURO

Las reservas de gas natural de Argentina son del orden de los 619 MMm³, lo que le permite ocupar el tercer lugar respecto de la distribución de las reservas gasíferas dentro de América Latina. El gas natural tiene una gran importancia en la producción de energía primaria de Argentina, ocupando en 1995 el segundo lugar, con casi el 37% del total, precedido del petróleo, que representa cerca del 54%. Luego vienen la hidroenergía y la energía nuclear, que tienen una participación de; 4% y 2%, respectivamente.

En Argentina existe una gran difusión del consumo de gas natural contando además, con la mayor red de gasoductos para el transporte y distribución (50 000 km) de la región. El gas natural constituye la segunda fuente en importancia para la generación eléctrica en plantas térmicas después del petróleo residual (fuel oil), previéndose su mayor penetración y la sustitución de importantes volúmenes de combustibles líquidos, así como mejor rendimientos frente a las plantas térmicas.

Hasta 1992, la mayor parte de la producción de gas natural estaba en manos de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). El transporte y la comercialización era realizado íntegramente por la empresa Gas del Estado. Esta misma empresa tenía a su cargo las importaciones de gas natural de Bolivia, en contrato con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En 1992 y 1993 se llevó a cabo la privatización de YPF, así como la de Gas del Estado. A raíz de la privatización de YPF toda la producción de gas natural es realizada por empresas privadas, las cuales tienen libre disponibilidad de la producción de gas natural. Tres empresas productoras concentran cerca del 81% de la oferta de gas en Argentina: YPF, Pérez Companc y Tecpetrol, con el 64, 11 y 6%, respectivamente.

La privatización de Gas del Estado en 1992 determinó la separación de las actividades de transporte y distribución de gas natural. A su vez, la modalidad de privatización implicó la venta de los dos gasoductos más importantes a empresas distintas —Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS)—, las que cuentan con una red de gasoductos que conectan los centros productores con las diferentes ciudades del país, siendo importante indicar que a mediados de los noventa dichas empresas transportaban cerca del 65 y 35%, respectivamente, del gas natural producido en Argentina.

A su vez, la privatización de las redes de distribución de Gas del Estado implicó su venta a ocho empresas distintas: Metrogas, Gas Natural BAN, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Litoral Gas, Centro, Cuyana y Gasnor. Las tres primeras concentran el 54% del gas distribuido en el país.

El transporte y la distribución de gas natural son considerados como actividades de servicio público, motivo por el cual existe una importante actividad reguladora del Estado a través del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), en aspectos relacionados con las concesiones, acceso a las redes de transporte y distribución, tarifas y protección del consumidor, entre otros.

La integración energética regional no es una novedad en Argentina ya que desde hace más de veinte años existe un convenio con Bolivia para abastecer el mercado argentino con gas natural proveniente de dicho país.

Los principales proyectos son:

- **Gasoducto Argentina-Chile (Mendoza-Santiago).** El consorcio GasAndes concluyó, en agosto de 1997, la construcción de un gasoducto de 450 km de extensión entre Mendoza y Santiago, con una inversión de 350 millones de dólares. El gasoducto proveerá a Chile de 10 millones de metros cúbicos diarios de gas natural durante 20 años.

GasAndes es una sociedad liderada por Novagas (Canadá), en la que participan Techint y Comercial del Plata (Argentina); Chilgener, Gasco y Copec (Chile); y Duke Power y Lone Star (Estados Unidos). GasAndes ha firmado un contrato de provisión de gas con otro formado por Chilgener y la Compañía General de Electricidad Industrial (Chile). GasAndes también se encargará de mejorar la distribución en Santiago y de desarrollar de nuevas centrales térmicas de gas natural.

- **Gasoducto Atacama: Chile-Argentina.** En febrero de 1997 se suscribió un contrato entre la empresa chilena ENDESA y el consorcio norteamericano CMS Energy para construir un gasoducto entre la provincia argentina de Salta (Campo de Durán) y la provincia de Atacama, en el norte de Chile (II Región).

El objetivo principal del proyecto es abastecer centrales térmicas y empresas mineras del norte, donde se concentra el 30% de la producción mundial de cobre. Se calcula que la inversión total ascenderá a 900 millones de dólares.

La capacidad inicial del gasoducto será de 3.4 MMm³ diarios, que se podrá ampliar a 5.7 MMm³ diarios, estimándose una inversión que oscilará entre 350 y 400 millones de dólares. Adicionalmente, se invertirán 300 millones de dólares para construir una central termoeléctrica de ciclo combinado de 400 MW en Mejillones, que absorberá la mayor parte del gas natural. La inversión restante, hasta alcanzar los 900 millones de dólares previstos como inversión total, se asignará a los ramales necesarios para la distribución del gas.

- **Gasoducto Argentina-Brasil.** YPF y PETROBRAS están explorando el norte de Argentina en busca de yacimientos de gas. Si se demuestra la presencia de una vasta cantidad de reservas para abastecer el gran mercado del sur brasileño, incluido São Paulo, YPF y PETROBRAS considerarían la opción de construir conjuntamente un gasoducto entre ambos países. Una vez que se identifiquen las operaciones de interés común, se formarán compañías conjuntas YPF/PETROBRAS con capital 50/50, en las cuales podrían, en algunos casos, intervenir terceros.

En abril de 1996, YPF y PETROBRAS firmaron una carta de intención para conformar una empresa conjunta que operará una planta de separación y fracción de gas en las ciudades argentinas de Neuquén y Bahía Blanca. El objetivo será vender el etano producido a las empresas de dicho polo y exportar propano, butano y gasolina a PETROBRAS y otros compradores del exterior. El proyecto se plantea una inversión de 500 millones de dólares y servirá para que Brasil reemplace sus importaciones de gas licuado que provienen del Medio Oriente.

Otro acuerdo entre PETROBRAS e YPF es el proyecto Uruguayana, que también involucra a las firmas brasileñas de electricidad ELECTROBRAS y CEEE, y a Transportadora de Gas del Norte (NOVA Corp., Argentina) para la venta de gas natural de Paso de los Libres, en Argentina, al estado brasileño de Río Grande do Sul. PETROBRAS tendrá los derechos de comercialización.

B. BOLIVIA: LA PRIORIDAD DE LA INTERNACIONALIZACIÓN

Bolivia ocupa el séptimo lugar en América Latina, registrando reservas de gas natural de unos 110 MMm³. El gas natural tiene una gran importancia en la producción de energía primaria, dando cuenta del 58% de la producción total, seguido del petróleo, que representa 24%, y de la hidroenergía y la leña, cuya participación respectiva es de 6 y 7%.

Es interesante destacar que la mayor parte de la producción de gas natural no se consume internamente, sino que se exporta a Argentina, existiendo compromisos futuros de abastecimiento a Brasil, y en menor medida a Paraguay. Es por ello que la participación del gas natural en la oferta nacional de energía primaria alcanza a sólo 25%, mientras que el petróleo representa el 42%, debiendo indicarse que a pesar de las disponibilidades existentes el consumo de gas natural se encuentra poco desarrollado.

Hasta antes del proceso de capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la producción de gas natural provenía en su mayor parte de los campos de Pie de Monte (75%) que operaba dicha empresa estatal, correspondiendo a contratistas privados el 25% restante. Como resultado del proceso de capitalización de YPFB —que se llevó a cabo durante 1996 y principios de 1997—, las empresas privadas controlan actualmente toda la producción de gas natural mediante "Contratos de Riesgo Compartido" con YPFB.

La nueva Ley de Hidrocarburos (Ley 1689 de abril de 1996) establece las modalidades de desarrollo de la industria de gas natural, las características del ente regulador y los mecanismos y modalidades de regulación del mercado, normando tanto la exportación como el consumo interno, observándose una clara orientación pro-exportadora. En efecto, la Ley 1689 determina que los productores deberán satisfacer las necesidades de gas natural en que incurra el Estado boliviano en sus compromisos de exportación.

En Bolivia existen importantes proyectos para ampliar la exportación de gas natural siendo uno de los más importantes la construcción de un gasoducto a Brasil. En febrero de 1993, PETROBRAS e YPFB firmaron un acuerdo para el aprovisionamiento de 105 000 MMm³ (3.7 billones de pies cúbicos) de gas natural, mediante la construcción de un gasoducto de Santa Cruz a São Paulo, de 3 700 km de longitud. Se estima que la inversión ascendería a 2 000 millones de dólares. El acuerdo tiene una duración de 20 años. En los primeros 8 años se exportarían 8 MMm³ diarios, y en los 12 años restantes, 16 MMm³ diarios, lo que hace un total de 93 000 MMm³ para todo el período.

De otro lado, también existen planes para construir un gasoducto entre Bolivia y Chile, el cual tendría por finalidad abastecer la zona norte de Chile con gas natural proveniente de Bolivia, principalmente para ser utilizado en generación eléctrica y como combustible para centros mineros. Este proyecto, que se desarrolla en forma conjunta entre ENAP, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y BHP Power, Inc., requeriría una inversión estimada en 300 millones de dólares. A fines de 1994 se terminó el estudio de factibilidad y conforme a los resultados obtenidos los socios acordaron analizar alternativas para mejorar la rentabilidad del proyecto. En la actualidad se estudia la posibilidad de concretar su realización.

También existen planes para construir un gasoducto a Paraguay. En septiembre de 1996, ambos gobiernos firmaron un contrato para la exportación de gas natural por 2.4 MMm³ diarios. El volumen será incrementado hasta 3.3 MMm³ en un plazo de 10 años. El gasoducto, que tendría un diámetro de 18 pulgadas y una longitud de casi 1 000 km, costará 300 millones de dólares, previéndose la inversión de una suma igual en varias industrias. La negociación del contrato será realizada por un comité binacional.

De la información oficial disponible se desprende que el objetivo central es la conversión de Bolivia en un centro de conexión (hub) de los proyectos de integración energética de gas natural. También tiene prioridad el desarrollo del mercado interno, siempre y cuando ello no implique poner en cuestión la integración energética regional.

C. COLOMBIA: IMPULSO ESTATAL AL DESARROLLO DEL MERCADO INTERNO

Las reservas de gas natural de Colombia, que ascienden a 214 MMm³, lo sitúan en el cuarto lugar respecto de la tenencia de las disponibilidades regionales. El gas natural ocupa el tercer lugar en la producción de energía primaria de Colombia, representando cerca del 10% del total, siendo precedido por el petróleo, cuya participación es cercana al 49%, y por el carbón mineral, cuya contribución es del 26%. Luego vienen la leña y la hidroenergía, con el 7 y el 5%, respectivamente.

La producción de gas natural (7 674 Mm³ en 1995) se destina íntegramente al consumo interno. El petróleo da cuenta del 43% de la oferta total de energía primaria, mientras que la contribución del gas natural es de sólo 13%, proporción similar a la participación que registran el carbón (13.4%) y la leña (13.3%).

Los productores de gas natural, a través de los contratos de asociación, deben entregar el producto a ECOPETROL, a un precio determinado (ver capítulo siguiente), empresa que determina las formas de transporte y distribución del producto en el mercado interno.

Desde 1991, la estrategia energética de Colombia busca incrementar el consumo interno de gas natural. Para ello se estructuró y aprobó el "Programa para la Masificación del Consumo de Gas", cuyo objetivo principal es promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de alto costo. Específicamente, se plantea la masificación del consumo de gas propano a través del incremento de la producción e importación del combustible; la optimización del uso de las reservas disponibles de gas natural mediante la construcción de una red troncal de transporte de cobertura nacional; la promoción de la participación privada en las diferentes inversiones que contempla el plan; y la equivalencia entre los precios y los costos reales de producción y prestación de los servicios.

La empresa estatal de petróleo, ECOPETROL, está encargada de desarrollar el Programa de Masificación del Consumo de Gas. Así, en 1992, el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan General de Transporte de Gas Natural, correspondiéndole a ECOPETROL el desarrollo de la red troncal nacional. La construcción de esta red de transporte de gas natural abasteció a 517 000 consumidores en 1995 y se espera llegar a 2 millones en el año 2000, estimándose una inversión total equivalente a unos 3 000 millones de dólares, a lo que debe agregarse la instalación de plantas termoelectricas, que serán alimentadas con gas natural, contempladas en el Plan de Expansión de Energía Eléctrica 1995-2007.

La estrategia gasífera de Colombia se sustenta en las siguientes orientaciones:

- El sistema de transporte será desarrollado por ECOPETROL de manera directa y/o a través de inversiones privadas por medio de sistemas conocidos como el BOT (Build-Operate-Transfer) o similares, y por concesiones otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía. Al respecto cabe mencionar que en mayo de 1994 se firmó el contrato BOMT (Build-Operate-Manage-Transfer) con la Transportadora de Gas de la Región Central (CENTRAGAS) creada por Enron para el transporte por el gasoducto entre Ballenas y Barrancabermeja, el cual se financió con la emisión de bonos por 180 millones de dólares en diciembre de 1994. Asimismo, también se asignó el contrato BOMT para la construcción del gasoducto en el occidente del país al consorcio liderado por TransCanada y British Petroleum.
- La construcción y operación de las redes de distribución urbana estará a cargo de empresas privadas o mixtas, en las que pueden participar los departamentos o municipios.
- Se creará una nueva entidad encargada de la administración del sistema de transporte y comercialización del gas, con participación del sector privado.
- Constitución de un sistema de regulación especial así como una legislación independiente para la industria del gas natural.

Queda claro, entonces, que Colombia se plantea aumentar de manera sustantiva la dimensión del mercado interno de gas natural, aprovechando las importantes reservas existentes. La empresa estatal ECOPETROL tiene un rol importante en esta tarea, encargándose del desarrollo de los gasoductos y promoviendo la iniciativa privada. De otro lado, ya está en vigencia la legislación para la regulación del transporte y distribución de gas natural.

D. CHILE: DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y SUSTITUCIÓN DE FUENTES

Las reservas de gas natural de Chile no son significativas, ascendiendo a 48 MMm³. El gas natural ocupa el segundo lugar en la producción de energía primaria, con el 24% del total, siendo precedido sólo por la leña, que representa un poco más del 38%. La hidroenergía da cuenta del 20%, mientras que el carbón mineral y el petróleo contribuyen con 11 y un poco menos del 7%, respectivamente.

Cabe resaltar que, para satisfacer las necesidades energéticas del mercado interno, Chile importa alrededor de 180 mil barriles diarios de petróleo, por lo que dicha fuente da cuenta del 46% de la oferta total de energía primaria, seguida de la leña y el carbón mineral, que representan el 19 y el 15%, respectivamente, mientras que el gas natural y la hidroenergía contribuyen, en cada caso, con el 10%.

Chile se ha propuesto aumentar el consumo interno de gas natural a partir de su importación de Argentina y, en menor medida, de Bolivia. En julio de 1995, los gobiernos de Chile y Argentina suscribieron un Protocolo por el cual se liberaliza el intercambio de gas natural, lo que implica que no se imponen restricciones para que productores y compradores de las dos naciones negocien libremente volúmenes, transporte, precios, lugar de origen y condiciones de los correspondientes contratos comerciales.⁶

El desarrollo de la industria de gas natural en Chile está íntegramente en manos de la iniciativa privada, aspecto en que la integración gasífera con Argentina cumple un papel fundamental. El gasoducto pionero entre Chile y Argentina fue el de Tierra del Fuego, en base a un consorcio formado por YPF y Bidas, de Argentina, y Chauvco de Canadá.⁷

Con similares propósito de integración gasífera se formaron otros dos consorcios para el transporte de gas de Argentina a la Región Metropolitana. Estos son el consorcio Gasoducto Trasandino (TransGas) —compuesto principalmente por YPF y ENAP— para la construcción de un gasoducto de Neuquén a Santiago; y el consorcio GasAndes, integrado por las empresas argentinas Techint y Compañía General de Combustibles, Novacorp de Canadá y las chilenas Gasco y Chilgener.

A mediados de 1996, el consorcio TransGas desistió de su proyecto. En agosto de 1997 se inauguró el gasoducto de GasAndes, el mismo que introducirá modificaciones sustanciales en la estructura del balance energético chileno pues impulsará la construcción de centrales térmicas para la producción de electricidad, lo que tendrá un significativo impacto en la sustentabilidad del desarrollo energético.

De otro lado, en febrero de 1997 se suscribió un importante contrato entre la empresa chilena ENDESA y el consorcio norteamericano CMS Energy para construir un gasoducto entre la provincia argentina de Salta (Campo de Durán) y la provincia de Atacama, en el norte de Chile (II Región). El objetivo principal del proyecto es abastecer centrales térmicas y empresas mineras del norte, donde se

⁶ Los vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compra/venta del gas, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, incluido los gasoductos correspondientes, desde los puntos de entrega a los centros de consumo (Protocolo N° 2, Acuerdo de Complementación Económica entre Chile y Argentina).

⁷ El gas abastece la planta de Methanex Chile Limited, subsidiaria de Methanex Corporation del grupo Nova, que se encuentra en Punta Arenas, en el Chile austral. El ducto tiene 109 km, pero se añadirán otros 106 km entre Poseidón y Cabo Negro para transportar 2.9 millones de metros cúbicos diarios desde 1999. El despacho comercial se inició en enero de 1997. (Véase *LATINOMINERIA*, N° 26, septiembre de 1997, p. 33).

concentra el 30% de la producción mundial de cobre. Se calcula que la inversión total asciende a 900 millones de dólares.

E. MÉXICO: PARTICIPACIÓN PRIVADA EN EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

México es el segundo país con mayores reservas de gas natural en América Latina, siendo precedido sólo por Venezuela. En cuanto a la producción de gas natural, México es también el segundo productor de gas natural, después de Venezuela. La producción de gas natural continúa siendo un monopolio estatal a cargo de PEMEX, no habiéndose producido en ese sentido ningún cambio en lo que va de este decenio.

En la actualidad, el consumo de energía primaria de México tiene una estructura fuertemente sesgada al petróleo, que da cuenta del 69% del total.⁸ El gas natural, el gas asociado y el gas no asociado representan el 16% y cerca del 3% del consumo total, mientras que los condensados contribuyen con un 2%. Así, en conjunto, los hidrocarburos representan el 90% del consumo nacional de energía primaria. El 10% restante está constituido por hidroenergía (3%), leña (3%), bagazo de caña (1%) y otras energías alternativas (1%).

En lo que concierne a los usos del gas natural, el rubro más importante es el constituido por la extracción de licuables, los consumos propios del sector, el empleo de combustible en la generación de electricidad y los consumos finales no energéticos (véase el cuadro "Otros usos internos"). Otro rubro importante es el de consumo industrial, en el que destaca la demanda de la industria petroquímica. Cabe precisar que el gas natural no ha logrado penetrar en el sector residencial y su empleo en el transporte es nulo. Por otro lado, es conveniente señalar que la totalidad de las importaciones y exportaciones de gas natural efectuadas por México provienen y/o se dirigen hacia Estados Unidos.

PEMEX tiene el monopolio en la producción gas natural, pero se han producido cambios importantes en lo que se refiere a su transporte y comercialización. En mayo de 1995 el Congreso de la República aprobó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, que permite que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural sean llevados a cabo —previa aprobación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)— por los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan. Esta medida fue complementada con la asignación de nuevas funciones y atribuciones a la Comisión Reguladora de Energía y con la expedición del Reglamento de Gas Natural, en noviembre de 1995.

La motivación de esta reforma está dada por el hecho que el Gobierno de México desea impulsar el consumo interno de gas natural, que actualmente sólo cubre el 4% del consumo de energía residencial, y que no ha penetrado todavía, como se ha señalado anteriormente, en el transporte. De allí que existan fundadas expectativas en los inversionistas respecto de la futura ampliación de la demanda interna.

La reforma no abarca los aspectos relacionados con la explotación y producción de gas natural, lo que, repetimos, seguirá siendo de exclusiva responsabilidad de PEMEX. Sin embargo, las empresas privadas podrán construir y poseer nuevos gasoductos como complemento de la red troncal de 12 000 km. de PEMEX. Las empresas privadas tendrán libre acceso a la red de ductos de PEMEX, así como la empresa estatal lo tendrá a los ductos de las empresas privadas. PEMEX estima que estos y otros proyectos podrían generar inversiones privadas por aproximadamente 4 000 millones de dólares en los próximos años.

Así, la política gasífera tiene como objetivos dinamizar el mercado incrementando la base de usuarios; ampliar la infraestructura de transporte y distribución para asegurar la disponibilidad y suministro del producto; introducir elementos de competencia en el mercado; y estimular la eficiencia

⁸ OLADE, *Alternativas de integración en el mercado latinoamericano y caribeño del gas natural: El caso de México*, Quito, noviembre de 1996.

en el consumo energético de las industrias consumidoras.

Cuadro 6
MÉXICO: BALANCE DE GAS NATURAL, 1995
(millones de metros cúbicos)

Fuentes	Producción	38 851.7
	Importaciones	1 788.7
	Total	40 639.8
Usos	Reinyección a los pozos	0.0
	Consumo industrial	14 027.8
	Uso en transporte	0.0
	Consumo de hogares	1 025.7
	Otros usos internos	23 312.4
	No aprovechado	2 211.8
	Exportaciones	217.0
	Variación de existencias	-155.0
	Total	40 639.8

Fuente: Secretaría Nacional de Energía, Dirección General de Política Energética. Citado en "Alternativas de integración en el mercado latinoamericano y caribeño del gas natural, Estudios de casos", OLADE, Quito, noviembre de 1996.

La nueva política pone término al monopolio estatal del transporte y distribución de gas natural en México, y todo parece indicar que PEMEX no participará en la construcción de nuevos ductos, salvo en casos excepcionales relacionados con la producción de petróleo y gas.

Dentro de los cambios de los noventa destacan también las modificaciones al régimen de fijación de precios del gas natural. Antes de la promulgación (octubre de 1995) de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la metodología de cálculo de las tarifas de transporte y precios de los productos era sancionada por el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos. Desde 1992 el gobierno venía indexando los precios internos de los combustibles, vinculándolos a una canasta de precios del mercado de los Estados Unidos, a la cual se agregaba el costo del transporte en base al sistema de paridad de importaciones. Con la nueva legislación, la CRE determina la metodología para calcular los precios y las tarifas tanto para las ventas del gas de primera mano, como para los transportistas y distribuidores.

F. PERÚ: PREDOMINIO DE LA INICIATIVA PRIVADA Y DESARROLLO DEL MERCADO INTERNO

Las reservas de gas natural de Perú ascienden a 201 MMm³, ocupando el quinto lugar en cuanto a la distribución geográfica de las disponibilidades de América Latina, correspondiendo la mayor parte de dichas reservas a Camisea, en el Cuzco, cuya fase de explotación está por iniciarse. Se estima, sin embargo, que las reservas de gas natural y condensados de Camisea podrían llegar a unos 340 000 MMm³ (12 billones de pies cúbicos) y 650 MMB, respectivamente.

La participación del gas natural en la producción de energía primaria de Perú es actualmente poco significativa, alcanzando a poco menos del 2%. La fuente principal proviene del petróleo, que representa el 50%, mientras que la leña da cuenta del 31%, y la hidroenergía 12%, correspondiendo a los productos derivados de la caña de azúcar y otras fuentes el porcentaje restante.

La producción de gas natural es muy pequeña —alcanzando a unos 258 Mm³ a mediados de los noventa.⁹ Su participación en la oferta total de energía primaria representa sólo el 1.4% frente a la contribución del petróleo que alcanza al 53%, y a la participación de 28 y 11% de la leña y la hidroenergía, respectivamente.

⁹ La mayor parte de la producción está destinada al consumo de la propia industria petrolera, abasteciendo también a la ciudad de Talara en el norte del país.

La explotación del Gas de Camisea constituye una opción estratégica fundamental dentro de la política energética del Gobierno Peruano ya que permitirá aumentar de manera significativa las reservas de gas natural y de condensados, impulsando la reconversión energética hacia combustibles más limpios y la generación de divisas por las probables exportaciones.¹⁰

En abril de 1996 se firmó un Contrato de Licencia, por cuarenta años, con el consorcio Shell-Mobil para la explotación del yacimiento de Camisea, proyectándose una inversión total, en las tres etapas del contrato, de 2 680 millones de dólares.

En la primera etapa, que tiene una duración de dos años, el consorcio Shell/Mobil se compromete a un programa mínimo de trabajo que comprende la perforación de tres pozos exploratorios, el reprocesamiento de 250 km de líneas sísmicas y un estudio de factibilidad del mercado de gas natural de Lima, que toma en cuenta la construcción de dos ductos a la costa central: uno para el transporte del gas natural y otro para el transporte de los condensados. Si el Consorcio concluye que no existen condiciones para el transporte de gas a la costa central, el contrato puede ser rescindido al finalizar la primera etapa.

Dentro de esta etapa del contrato se incluye la opción de contratar con terceros la construcción en Camisea de una central térmica de 600 MW que se conectaría con las líneas de transmisión Centro-Norte y Sur. Vale la pena precisar que el Contrato de Licencia establece claramente que la construcción de la central no forma parte del programa mínimo de trabajo de los primeros dos años.

Si se considera que la construcción de la central no es viable, el Consorcio Shell-Mobil notificará de ese hecho a PERUPETRO —organismo gubernamental responsable de la negociación de contratos de hidrocarburos— para que el contrato concluya automáticamente, sin más obligación para el Consorcio que cumplir con el programa mínimo.

Podría suceder también que el Consorcio considere que es rentable construir la central térmica, pero no construir los ductos para llevar el gas a la costa central (segunda etapa). De ser así, entraría en vigencia un Contrato de Servicios —firmado junto con el Contrato de Licencia— que contempla una vigencia por cuarenta años. Sin embargo, PERUPETRO podría darlo por terminado en tres años si consigue un nuevo operador que quiera construir los referidos ductos a Lima y abastecer de gas a la central térmica.

La segunda etapa tiene una duración de 4 años y medio y comprende el desarrollo de los yacimientos, la construcción de una Planta de Separación de Líquidos en Camisea y de los ductos a la costa central.¹¹ En la zona central se contempla, asimismo, la construcción de una planta de fraccionamiento y facilidades para el despacho de hidrocarburos.

La tercera etapa es la de explotación, que se iniciaría después de los primeros seis años y medio hasta cumplir el plazo de duración del contrato que es de 40 años.¹²

En Perú está en marcha también el Proyecto de Aguaytía para la explotación de 6 314 MMm³ (223 000 MM de pies cúbicos) de reservas de gas natural, que contempla la construcción de 430 km de líneas sísmicas, estimándose que la producción diaria sería de 569 MMm³ (1.58 MMm³ diarios), obteniéndose además 4 000 barriles diarios de gas natural licuado. El gas será usado para operar dos centrales termoeléctricas: una para la ciudad de Pucallpa y la otra en Aguaytía. Esta última, con capacidad de 140 MW, se enlazará con el sistema eléctrico interconectado centro-norte (SICN).

¹⁰ El contrato de Camisea no contempla la posibilidad de exportación de gas natural a Brasil utilizando el gasoducto Santa Cruz/São Paulo. Sin embargo, diferentes informaciones provenientes de medios gubernamentales y empresariales afirman que no está excluida esta posibilidad.

¹¹ La capacidad de transporte dependerá de la dimensión del mercado, estimándose que podría oscilar entre 250 y 400 millones de pies cúbicos diarios. El ducto de transporte de los condensados tendría una capacidad de alrededor de 70 MBD, de los cuales la mitad, aproximadamente, correspondería a GLP y la otra mitad a condensados. Se estima que la construcción de los ductos demandaría una inversión de 1 000 millones de dólares.

¹² La regalía que recibiría el Estado se determinaría de acuerdo con un Factor "R", que relaciona los ingresos y egresos del contratista. El Factor "R" aumenta en la medida que los ingresos superan a los egresos. La regalía promedio que recibiría el Estado durante la vigencia del contrato sería de un 30%.

Al momento de redactar este trabajo no existe aún, un marco regulatorio para la industria del gas natural en sus fases de producción, transporte, distribución y comercialización.

En diciembre de 1996 se promulgó la Ley 26734 que creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), cuya función es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Sin embargo, dentro de sus atribuciones no está la fijación de las tarifas para el transporte y distribución del gas natural, ni el otorgamiento de concesiones.

G. EL AUMENTO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los usos tradicionales del gas natural en América Latina se han concentrado en la industria, especialmente la petroquímica, salvo en el caso de Argentina, cuyo mercado desde hace muchos años comprende un importante uso comercial y residencial.

La generación de electricidad utilizaba predominantemente los recursos hídricos y las centrales térmicas, los derivados del petróleo (*fuel oil*). Sin embargo, en los últimos años ha crecido significativamente la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica.

La mayor preferencia por el gas natural se debe, entre otras razones, al elevado costo de los proyectos de generación hidroeléctrica; al cambio de políticas de los organismos multilaterales de desarrollo que ha determinado el virtual cese del financiamiento de proyectos hidroeléctricos; a las innovaciones tecnológicas en las centrales térmicas de ciclo combinado, de construcción más rápida y de menor costo que las centrales hídricas; a las mejoras en los sistemas de transporte y distribución del gas natural; y a la menor contaminación del medio ambiente por parte del gas natural, en relación al carbón y al *fuel oil*.

H. PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN REGIONAL

Se estima que los países de la región requerirían más de 90 GW de potencia, en el período 1995-2005, y de 24 GW para el período 2005-2010, los que deberían ser abastecidos mayormente por el sector privado. Por ello, se proyecta que la demanda de gas natural aumente considerablemente, considerando sobre todo que las posibilidades de desarrollo de proyectos hidroeléctricos sería bastante limitada.¹³ Se espera asimismo que la construcción de las centrales térmicas basadas en gas natural contribuya a reducir las tarifas de electricidad, pues dicho combustible es más barato que el *fuel oil* que se usa en las centrales térmicas de punta.

Los planes nacionales para elevar el consumo de gas natural coinciden con el impulso de diversas iniciativas conducentes a una mayor integración energética regional, lo cual se demuestra con la proliferación de gasoductos que conectan países productores con países consumidores.

Está en marcha, o al menos programada, la construcción de diversos gasoductos con una importante participación de inversionistas extranjeros, que entrarán en operación en los próximos diez

¹³ David Kurtz, *Natural Gas in Latin America: Developments and Privatisation*, Financial Times Energy Publishing, Londres, 1997, p. 18.

años y consideran una inversión hasta fines de este siglo del orden de los 19 000 millones de dólares.¹⁴ Estos gasoductos fueron analizados en detalle en el acápite anterior.

Proyectos gasíferos en la región (millones de dólares)

GasAndes	350
Atacama ^a	900
YPF / PETROBRAS	500
Santa Cruz / São Paulo	1 700
Bolivia / Chile	300
Bolivia / Paraguay	300
Plan Colombia	3 000
México (estimados PEMEX)	4 000
Camisea	2 800
Aguaytía	200
Cristóbal Colón (3500)	5 500
Total	19 550

^a 300 son para gas, 300 para térmicas y el saldo para distribución.

Finalmente también debemos mencionar que en agosto de 1993 el Congreso venezolano aprobó las condiciones para la firma de un contrato de asociación estratégica entre LAGOVEN (filial de PDVSA) con Exxon, Shell y Mitsubishi para la explotación de las reservas de gas natural costafuera situadas en el noreste de Venezuela.

El objetivo del proyecto es producir metano para su posterior licuefacción y comercialización en Europa y los Estados Unidos. Se prevé la extracción de 960 millones de pies cúbicos diarios de gas y el subsiguiente mercadeo de aproximadamente 6 millones de toneladas/año.

La inversión estimada es de 5 500 millones de dólares. El proyecto está siendo revaluado para reducir su costo y mejorar su rentabilidad. Los avances tecnológicos logrados desde 1990, fecha en que se concibió el proyecto, podrían recortar hasta en 2 000 millones de dólares su costo. La empresa ha concretado la primera etapa de factibilidad al confirmar la existencia de reservas de gas equivalentes a 11 billones de pies cúbicos en aguas del Golfo de Paria.

¹⁴ "Las multinacionales de la energía de Estados Unidos están librando una dura batalla por el dominio del lucrativo mercado de gas en el cono sur de América Latina. El objetivo de las compañías es controlar la mayor parte posible de la red de gasoductos que en un futuro conectarán los yacimientos latinoamericanos con las principales ciudades del subcontinente. En un plazo de 20 años la red de gasoductos conectará los yacimientos de la Patagonia argentina y las selvas de Bolivia y Perú con las ciudades de Buenos Aires, São Paulo, Rio de Janeiro y Santiago de Chile. Para Rebecca Mark, Gerente de Enron, el conjunto de gasoductos será muy similar al existente en Estados Unidos en la actualidad. El gran potencial del mercado ha desatado una dura pugna por descubrir y explotar las reservas de gas de esa zona". Wall Street Journal, citado en el Diario Gestión. Lima, 19 de agosto de 1996.

IV. ANÁLISIS DE LOS REGÍMENES REGULATORIOS DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

A. PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN

Al momento de redactar este trabajo, sólo Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y México cuentan con leyes para regular los mercados de transporte y distribución de gas natural. En Perú y Venezuela aún no han sido promulgados los dispositivos correspondientes.

Los principios de la regulación gasífera son similares en casi todos los países analizados. Se trata de dar una adecuada protección a los usuarios finales, teniendo en cuenta que algunas fases de la industria del gas (transporte y distribución) constituyen monopolios naturales. En estos casos, el estado debe intervenir para garantizar la libre competencia e impedir los eventuales abusos de una posición dominante en el mercado, favoreciendo además la continuidad y calidad en la prestación de los servicios. Es indispensable que cuando no es posible que éstos se ofrezcan en condiciones de competencia intervenga el estado para que las operaciones sean eficientes, lo que implica la optimización de la relación calidad/precio.

Los principios de la regulación gasífera constituyen la base programática de la acción de los correspondientes entes reguladores. La mayoría de las legislaciones vigentes en los países de la región consideran los principios de ganancia razonable o justa; competencia; eficiencia y racionalidad; optimización de la calidad; confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio; acceso sin discriminaciones; y cobertura máxima, entre otros. Alrededor de estos principios los marcos regulatorios contemplan objetivos tales como los siguientes:

- favorecer los intereses y derechos de los usuarios mediante el mejoramiento de la calidad del servicio público y su disposición final, a fin de garantizarles una mejor calidad de vida;
- promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural evitando la utilización abusiva de una posición dominante en el mercado;
- propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;
- regular el transporte y distribución de gas natural asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas y razonables;
- asegurar la prestación continua e ininterrumpida de los servicios, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito, o de orden técnico o económico que lo impidan;
- elevar los índices de seguridad y reducir los incidentes vinculados con las prestaciones;
- estimular el uso racional del gas natural velando por la adecuada protección del medio ambiente; y
- promover la inversión para asegurar el suministro en el largo plazo.

Las legislaciones vigentes no incluyen un tratamiento explícito sobre asuntos vinculados a la equidad social y la participación de los usuarios, con excepción del régimen vigente en Colombia, que señala que debe ampliarse permanente la cobertura mediante mecanismos que compensen la insuficiente capacidad de pago de los usuarios y otros que garanticen que éstos tengan un adecuado acceso a los servicios y participen en la gestión y fiscalización de su prestación.

B. CARÁCTER DE SERVICIO PÚBLICO

Todos los países analizados establecen una distinción entre las fases de producción y las de transporte y distribución. La producción de gas natural es considerada de interés general, rigiéndose por las normas convencionales del mercado y la competencia, por lo que no está sujeta a regulación. En términos concretos ello significa que el precio del gas natural en "boca de pozo" —llamado también precio del gas "de primera mano"— se rige por la oferta y la demanda. El transporte y la distribución del gas natural son considerados actividades de servicio público por lo que son sujetos de regulación por parte del Estado.¹⁵

C. CONSTITUCIÓN DE ENTES REGULADORES

En todos los países que cuentan con marcos regulatorios se han creado entes reguladores cuya conformación varía según la forma de organización del Poder Ejecutivo. La tendencia general es constituir entes con autonomía administrativa. En algunos casos están adscritos a ministerios o secretarías de estado (Argentina, Colombia); en otros, forman parte de los sistemas nacionales de regulación (Bolivia); y en Chile la regulación es ejercida por una comisión interministerial.

Por otro lado, existen también, algunas particularidades respecto de su financiamiento. En algunos casos dependen del presupuesto general, pero en otros (Bolivia y Colombia, por ejemplo) se financian con aportes de las empresas reguladas.

1. Conformación de los entes reguladores

En Argentina se constituyó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) ubicado en el ámbito del Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos. En Bolivia existe la Superintendencia de Hidrocarburos, que pertenece al Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), que es parte del Poder Ejecutivo, bajo la tutela del Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico.

En Colombia existe la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, como una unidad administrativa especial con independencia administrativa, técnica y patrimonial. Además, se constituyó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios que, por encargo de la Presidencia de la República, ejerce el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan dichos servicios.

En Chile no existe un ente regulador especializado en la industria del gas natural. La Comisión Nacional de Energía, a cargo de un Ministro Presidente de la Comisión, tiene a su cargo la regulación, mientras que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, adscrita al Ministerio de Economía, ejerce funciones de fiscalización. En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tiene a su cargo la regulación del gas, siendo un organismo descentralizado de la Secretaría de Energía, que es una dependencia del Poder Ejecutivo.

2. Funciones de los entes reguladores

Las funciones de los entes reguladores son similares en casi todos los países analizados destacando entre otras las siguientes:

- otorgar concesiones y/o licencias a los transportistas y distribuidores de gas natural y declarar o disponer su caducidad o revocatoria;
- vigilar el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los concesionarios y/o licenciarios;

¹⁵ En Colombia existe la figura jurídica de Empresa de Servicio Público, que tiene una legislación específica.

- proteger los derechos de los consumidores, cargadores, concesionarios y productores;
- asegurar el cumplimiento de las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia;
- garantizar el acceso libre e indiscriminado a los ductos;
- regular, fijar tarifas y promover la eficiencia y la continuidad de los servicios de transporte y distribución; y
- realizar todos los actos inherentes y necesarios para el cumplimiento de sus funciones de acuerdo a la normatividad vigente.

Existen, sin embargo, algunas especificidades en los marcos regulatorios y en las atribuciones de los entes reguladores que conviene destacar. En Chile, por ejemplo, las tarifas de transporte y distribución se fijan libremente, no estando sujetas a regulación, salvo en el caso de los usuarios de menos de 100 Gigajoule. En México, el organismo que fija las tarifas de transporte y distribución es el "Comité de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos", integrado por una serie de organismos entre los que se encuentra la Secretaría de Energía.

D. PROHIBICIÓN DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL

El tema de la integración vertical ha ocupado la atención de los problemas contemporáneos de la regulación. Dependiendo del tipo de actividad a regular y de la dimensión de los mercados objeto de regulación, se considera que la integración vertical podría generar situaciones que afecten la competencia.

En la regulación regional de la industria del gas natural sólo en Chile no existe prohibición expresa. La integración vertical entre las actividades de producción, transporte y distribución se prohíbe explícita y enfáticamente sólo en Argentina y Colombia, mientras que en Bolivia y México se prohíbe, pero existen excepciones.

La legislación de Bolivia la autoriza en el caso de proyectos y operaciones en zonas aisladas que no sean financiables ni económicamente rentables, sin integración vertical, o cuando sea necesario para el desarrollo de nuevos mercados domésticos de distribución de gas natural por redes, cuya eficiencia depende de dicha integración vertical.

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) puede autorizar la integración vertical cuando, a su juicio, ésta arroje ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, o cuando sea estrictamente necesario por no existir la infraestructura de transporte requerida para desarrollar el mercado de una zona geográfica determinada y no existan otros interesados en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución.

E. LIBRE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

En Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y México se establece que los concesionarios, licenciatarios o permisionarios deberán permitir a los usuarios el acceso abierto, sin ningún tipo de discriminaciones, a los servicios en sus respectivos sistemas. Sin embargo, la legislación vigente incluye algunas limitaciones al libre acceso que tienen relación con la capacidad disponible o no contratada, y con la utilización efectiva de la capacidad contratada; precisándose que, en cualquier caso, el potencial usuario debe celebrar el correspondiente contrato para la prestación del servicio.

En Colombia, están en vigencia Códigos de Transporte y de Distribución que establecen los mecanismos para que los productores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores puedan ejercer el principio del libre acceso a las redes.

F. FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN "BOCA DE POZO"

En la mayoría de los países analizados el precio del gas natural en "boca de pozo" es de interés general y por lo tanto no está sujeto a regulación. Sin embargo, existen problemas para determinar el precio del gas ya que a diferencia del petróleo, que tiene una cotización de referencia internacional, en el gas natural ésta no existe.

En algunos casos, se ha tomado como referencia el precio internacional del *fuel oil*, combustible que puede ser sustituido por el gas natural. No obstante, podría suceder que a medida que aumentan las reservas de gas y se incrementan las posibilidades de sustitución de otros combustibles, el costo de oportunidad se encuentre más ligado a los costos promedio de producción, transporte y distribución del gas.

En Argentina el precio del gas natural en "boca de pozo" es de interés general, resultando del libre juego de la oferta y la demanda, mientras que en Bolivia, donde la mayor parte del gas es exportado a Argentina, el precio es concertado en negociaciones entre ambos países. Lo mismo en el caso de las futuras exportaciones a Brasil que se realizarán a través del gasoducto Santa Cruz-São Paulo.¹⁶

En Colombia, la ley establece que habrá libertad de precios cuando exista una efectiva competencia entre los proveedores y por ende no se presente una posición dominante del mercado, situación que será calificada por el ente regulador. En la transición, si bien pueden aplicarse varias modalidades para la fijación del precio, ECOPEPETROL compra el gas natural a sus asociados al precio internacional del *fuel oil*.¹⁷

En Chile, los precios son decididos libremente por los exportadores e importadores, de conformidad con lo determinado en el Protocolo de la Complementación Económica entre Argentina y Chile suscrito en 1995.

En México, los precios del gas seco son equiparados con los del mercado sur de Texas, dada la posibilidad de acceso al mismo, adicionándole los costos de transporte, de servicio y el impuesto al valor agregado. Para la fijación de los precios internos, se los indexa a los precios domésticos de los combustibles, vinculándolos con una canasta de precios del mercado de Estados Unidos, agregándoles el costo de transporte en línea con el sistema de paridad de importaciones.

En Perú, las autoridades todavía no han legislado sobre la materia. Sin embargo, en los contratos de petróleo y gas natural se ha determinado la forma de valoración caso a caso, rigiendo en general el precio de mercado. Así, por ejemplo, en el contrato con el consorcio Shell/Mobil para la explotación del gas de Camisea —suscrito en mayo de 1996— se especifica que el valor del gas natural estará determinado por el "precio realizado", que deberá reflejar el precio de mercado del gas producido en el área del contrato. Cabe resaltar que el "precio realizado" se define como el precio efectivamente pagado por un comprador al contratista de gas natural, en este caso el consorcio Shell/Mobil.¹⁸

¹⁶ En 1995, el precio medio anual en "boca de pozo" en Argentina fue de US\$1.125 MBTU ($1.125 * 1.07 = US\1.20 pc). El precio del gas que se exportará de Bolivia a Brasil será de US\$0.90 MMBTU. Para los nuevos contratos, o cuando los contratos existentes concluyan dentro de cinco años, el precio de venta a las plantas termoeléctricas, industriales y empresas distribuidoras de gas natural por redes, se calculará conforme al siguiente procedimiento: Primero se determinará el precio ponderado de exportación a Argentina/Brasil, puesto en "boca de pozo". A este monto se le añadirá la tarifa de transporte para el consumo interno. Este nuevo valor se multiplicará por el factor 1.1494 y el resultado será el precio de venta a productores y cargadores en el punto de entrega del mercado interno.

¹⁷ Mientras no existan precios libres, el precio máximo inicial en el nodo de entrada al sistema nacional de transporte será de US\$1.30/MBTU ($1.30 * 1.07 = US\1.391 mpc). Este precio se modificará semestralmente a partir del primero de enero de 1996, en base a una fórmula que considera la variación del índice de precios para el crudo estándar cotizado en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

¹⁸ En el Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas se hace un pronóstico sobre los precios del gas natural de Camisea, así como los de Aguaytía y Talara. Éstos son: US\$1.5/mpc en "boca de pozo" en Camisea; US\$2.5 mpc puesto en Lima; US\$2.5 mpc para Aguaytía; y US\$2.0 mpc en Talara.

En Venezuela los precios reflejan el costo de oportunidad y varían según la ubicación geográfica.¹⁹ A modo de referencia debe indicarse que en Estados Unidos los precios son libres, registrando significativas fluctuaciones según las estaciones del año.²⁰

G. REGULACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

En Argentina, Bolivia, Colombia y México los entes reguladores fijan las tarifas de transporte y distribución de gas natural, siendo la excepción Chile que, como se ha indicado anteriormente, sólo regula las tarifas a usuarios de menos de 100 Gigajoules.

En los países que regulan, la tarifa que abona el usuario final es el resultado del precio del gas natural negociado en el mercado mayorista, más las tarifas por los servicios de transporte y distribución. Existen sin embargo, diferentes métodos de cálculo de las tarifas de transporte y distribución.

1. Regulación mediante el mecanismo de tarifa máxima

⇒ **Argentina.** ENARGAS aprueba las tarifas adoptando una tarifa máxima o *price cap*, ajustable por un índice de precios y un factor de productividad. Al ser tarifas máximas, el prestador puede disminuirlas según su conveniencia comercial (mantener o ampliar mercados) sin autorización de ENARGAS, considerando siempre la recuperación de los costos.

ENARGAS debe garantizar a los transportistas y distribuidores que operen de manera adecuada la obtención de ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables del servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable. Es interesante destacar que el concepto de rentabilidad razonable se asimila, dentro del marco legal vigente, con la que podría obtenerse en otras actividades de riesgo equiparable o comparable, debiendo además guardar relación con una cierto grado de eficiencia y, por ende, de prestación satisfactoria de los servicios.

Las tarifas fijadas por ENARGAS deben tomar en cuenta las diferencias que pudieran existir entre los distintos tipos de servicios en cuanto a su forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa de los yacimientos y cualquier otra modalidad que dicho ente califique como relevante.

Finalmente, debe precisarse que si bien el precio de venta de distribuidor a consumidor incluye los costos de su adquisición y otros involucrados en la prestación del servicio, corresponde al ente regulador asegurar a los consumidores el mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento.

⇒ **México.** El sistema tarifario adoptado en México es también el de tarifa máxima, siendo las tarifas propuestas a la Comisión Reguladora de Energía por los interesados en prestar el servicio. Las tarifas iniciales que se adopten deben permitir que éstos utilicen racionalmente los recursos y, en la eventualidad de su ajuste, garantizar ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable. En este sentido, el mecanismo no necesariamente asegura los ingresos, costos o rentabilidad esperados por quienes soliciten permiso para prestar el servicio.

¹⁹ Se estima que en Jose el precio sería US\$0.53 mpc y US\$0.642 mpc en Puerto Ordaz (“Modernización, desincorporación de activos y libre comercio en la actividad de gas natural en América Latina y el Caribe”, OLADE, versión de abril de 1997).

²⁰ Los precios en "boca de pozo" en Estados Unidos fueron de US\$1.59 mpc. en promedio en agosto de 1996. (*Oil & Gas Journal*, 12 de agosto de 1996, p. 50).

La aplicación del método de fijación de tarifas no es de aplicación cuando, a juicio de la Comisión Reguladora de Energía, existen condiciones de competencia efectiva. Por tanto, los permisionarios pueden solicitar al ente regulador que se pronuncie sobre la vigencia efectiva de competencia.

2. Regulación mediante tasa de retorno

La regulación mediante tasa de retorno se aplica en Bolivia. Las tarifas para el transporte de hidrocarburos y sus derivados por ductos, así como para la distribución de gas natural por redes, son aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE.

La mecánica establecida permite que la tarifa adoptada garantice un determinado retorno de la inversión realizada por el concesionario. Para estos efectos el ente regulador debe asegurar el costo más bajo a los usuarios del sistema de transporte de hidrocarburos y sus derivados, así como de la distribución de gas natural por redes, precautelando la seguridad y continuidad en el servicio. Dicho costo debe a su vez asegurar a los concesionarios —considerando una administración racional y prudente— los ingresos suficientes para cubrir todos sus gastos operativos, impuestos (con excepción del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior), depreciaciones y costos financieros y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su patrimonio neto. Corresponde además al ente regulador estimular a los concesionarios para que incrementen la eficiencia de sus operaciones.

3. Regulación mediante "libertad vigilada" y "libertad regulada"

Este es el caso de Colombia, país en el que no existe un sistema tarifario único. Si no existe posición dominante en el mercado y existe, por tanto, competencia —situación que debe ser calificada por el ente regulador— las empresas de servicio público de gas deciden libremente sus tarifas. En el caso contrario se someten al régimen de regulación que contempla las modalidades de "libertad vigilada" y "libertad regulada". La primera rige cuando existe competencia y la segunda cuando las condiciones del mercado exigen la intervención del ente regulador.

Las empresas se rigen por las fórmulas que define periódicamente el ente regulador para la fijación de tarifas. De acuerdo con los estudios de costos, dicho ente puede establecer topes tarifarios máximos y mínimos, de obligatorio cumplimiento, definiendo cuándo conviene aplicar los regímenes de "libertad regulada" o "vigilada".

En Colombia se combinan los dos métodos analizados anteriormente, es decir, el de tarifa máxima, con la variante de tarifa mínima, y el de "tasa de retorno" de la inversión.

La Ley establece que la metodología para la fijación de las tarifas estará orientada por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, indicando además que los criterios de "eficiencia económica" y "suficiencia financiera" tienen prioridad en la definición del régimen tarifario. Si se presentara contradicción entre ambos criterios, las tarifas se definen tomando en cuenta el criterio "suficiencia financiera", criterio que, a juicio del Regulador, garantiza la eficiencia económica.

- **Eficiencia económica.** El régimen tarifario procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo. Para estos efectos, las fórmulas de fijación de tarifas deben tener en cuenta no sólo los costos sino los aumentos de productividad esperados; mejoras de productividad que deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo. Así, las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, éstas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

- **Neutralidad.** Los consumidores tienen derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que

cualquier otro, si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que más convenga a sus necesidades.

- **Solidaridad y redistribución.** Al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

- **Suficiencia financiera.** Las fórmulas tarifarias deben garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento, permitiendo remunerar (método de tasa de retorno) el patrimonio de los accionistas en la misma forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable, utilizando las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a los usuarios.

- **Simplicidad.** Las fórmulas para la fijación de tarifas se elaborarán en forma tal que se facilite su comprensión, aplicación y control.

- **Transparencia.** El régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio y para los usuarios.

H. SUBSIDIOS CRUZADOS Y SUBSIDIOS FISCALES

Las políticas aplicadas en los países analizados muestran diferencias respecto a la aplicación de subsidios. Del estudio efectuado se pueden identificar dos tendencias en los países de la región:

1. Prohibición de "subsidios cruzados" y posibilidad de aplicar "subsidios fiscales"

Esta tendencia se puede verificar en los casos de Argentina, Bolivia, Chile y México. En Argentina están prohibidos los subsidios cruzados pero pueden aplicarse subsidios fiscales o gubernamentales, siempre y cuando estén contemplados explícitamente en el Presupuesto Nacional. Estos pueden otorgarse a los usuarios residenciales del sur del país y a la denominada clase pasiva.

En Bolivia no se permiten subsidios cruzados, pero el marco legal no especifica si pueden aplicarse o no subsidios fiscales. En Chile tampoco están permitidos los subsidios cruzados. Sin embargo, en el caso de consumidores de menos de 100 Gigajoule las tarifas pueden ser reguladas si se demuestra que el sistema tarifario permite obtener ingresos de explotación que otorguen una tasa de rentabilidad económica superior en 5% a la tasa de costo anual de capital.

Los "subsidios cruzados" no están permitidos en México. El otorgamiento de "subsidios fiscales" a través de las tarifas sólo podrá derivarse de disposiciones adoptadas por las autoridades competentes, y deberán cubrirse con recursos que éstas registren para tales propósitos. Su otorgamiento no deberá afectar los ingresos de los permisionarios ni representar un costo adicional para los mismos. Su aplicación deberá ser transparente y quedar explícita en las tarifas que se cobren a los usuarios.

2. Aplicación de "subsidios cruzados" bajo criterios de equidad social

En Colombia sí están permitidos los "subsidios cruzados" con el objeto de beneficiar a los sectores de bajos ingresos. Las Empresas de Servicio Público que suministren o comercialicen gas combustible los recaudarán en nombre de los consumidores que abastecen, aportando al "Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos" de la Nación la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% al costo económico del suministro, en puerta de ciudad, según lo que disponga la Comisión de Regulación de Energía y Gas domiciliario. Los recursos de dichos fondos serán destinados a dar subsidios a los usuarios de estratos de bajos ingresos como inversión social, en los términos que fije

la Ley.

Los "Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos" creados por los Concejos municipales reciben las transferencias de las Empresas de Servicios Públicos y conceden los subsidios de acuerdo a reglas establecidas por la Ley.

I. RÉGIMEN TRIBUTARIO

La legislación de los países analizados no incluye referencias al régimen tributario, pudiendo inferirse que las empresas que operan en la industria del gas natural se someten al régimen tributario común.

V. SISTEMATIZACIÓN DE LOS MARCOS REGULATORIOS

En este capítulo se sistematizan las leyes y reglamentos de regulación de la industria de gas natural de Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y México.

A. DISPOSITIVOS LEGALES CONSIDERADOS

- ⇒ **Argentina**
 - Ley 24.076 de junio de 1992.
- ⇒ **Bolivia**
 - Ley 1689 de abril de 1996 y sus reglamentos.
- ⇒ **Colombia**
 - Ley 142 de 1994, Ley de Régimen de Servicios Públicos.
 - Comisión de Regulación de Energía y Gas.
 - Marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y sus actividades complementarias (agosto de 1996).
- ⇒ **Chile**
 - DFL 323 del 30 de mayo de 1931 y sus modificatorias, Ministerio del Interior.
 - Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el Transporte de Gas de mayo de 1995.
 - Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica entre los Gobiernos de Chile y Argentina: "Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas Natural entre la República de Chile y la República Argentina (Cuenca Neuquina)", del 2 de agosto de 1991.
 - Protocolo Modificatorio del Acuerdo de Complementación suscrito en 1991 entre la República de Argentina y la República de Chile, 1994.
- ⇒ **México**
 - Reglamento de Gas Natural, Secretaría de Energía, noviembre de 1995.

B. CARÁCTER DE SERVICIO/UTILIDAD PÚBLICA

- ⇒ **Argentina:** El transporte y distribución de gas natural son un servicio público nacional (Ley 24.076). La producción, captación y tratamiento del gas natural se rigen por la Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319). La oferta destinada a abastecer el servicio público es de interés general y los precios derivan del comportamiento de la oferta y la demanda.
- ⇒ **Bolivia:** Las actividades de transporte de petróleo y de distribución de gas natural por redes son proyectos nacionales, tienen carácter de utilidad pública y están bajo la protección del Estado.
- ⇒ **Colombia:** La Ley 142 incluye la distribución de gas combustible como servicio público domiciliario. Este tipo de servicio es considerado como servicio público esencial, de acuerdo con lo establecido en la Constitución (Art.56).

Cualquier persona capaz de contratar, que habite o utilice de modo permanente un inmueble a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos.

Todas las personas tienen derecho a organizar y operar empresas que tengan por objeto la

prestación de servicios públicos. Estas empresas deberán organizarse de acuerdo a la legislación pertinente e informar del inicio de sus actividades a la Comisión de Regulación y a la Superintendencia de Servicios Públicos para que éstas puedan cumplir con sus funciones. Las ESP no requieren permiso para desarrollar su objeto social.

Las empresas de servicios públicos (ESP) son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de uno o más de los servicios públicos. Los aportes de capital podrán pertenecer a inversionistas nacionales o extranjeros. Los departamentos, municipios, entidades descentralizadas y otros, también podrán prestar servicios públicos.

⇒ **Chile:** La distribución de gas natural de red y las redes de transporte de gas de red son un servicio público. El Estado otorgará las concesiones para establecer, operar y explotar estos servicios públicos.

⇒ **México:** El otorgamiento de los permisos para la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas implicará la declaración de utilidad pública para el tendido de los ductos en predios de propiedad pública, social y privada, de conformidad con la Ley Reguladora de la Comisión Reguladora de Energía, sus disposiciones reglamentarias y demás disposiciones aplicables.

C. MOTIVACIONES DE LA REGULACIÓN

⇒ **Argentina:** Proveer principalmente a los usuarios finales cautivos (residenciales y pequeños usuarios) una adecuada protección, teniendo en cuenta que la industria del gas produce bienes que se distribuyen bajo condiciones de monopolio natural. La regulación pretende favorecer los intereses y derechos de los usuarios mediante el mejoramiento en la calidad del servicio; el aumento en los índices de seguridad; la reducción de incidentes vinculados con las prestaciones; y establecer un cuadro tarifario acorde con la realidad económica y las expectativas de crecimiento del país.

⇒ **Bolivia:** La potestad de regulación estatal debe ejercerse estrictamente de acuerdo a la Ley. La Ley 1600 de 1994, que creó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), señala que las actividades reguladas deben operar eficientemente, contribuir al desarrollo de la economía nacional y tender a que todos los habitantes de la República puedan acceder a sus servicios.

⇒ **Colombia:** El Estado interviene para garantizar en la mejor forma la libre competencia e impedir los abusos de la posición dominante, con miras a favorecer la continuidad y la calidad de la prestación de los servicios (Art. 30). Se deben regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos cuando la competencia no sea, de hecho, posible. En los demás casos debe promoverse la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

⇒ **Chile:** Las motivaciones de la regulación no están incluidas en los dispositivos y protocolos vinculados con la industria del gas natural

⇒ **México:** El proceso de transformación del sector energético mexicano busca promover la inversión privada en el gas natural y la electricidad, actividades anteriormente reservadas al estado. La existencia de un marco regulador transparente y predecible, así como una institución poderosa para implementarla, constituyen elementos para lograr este fin.

D. ENTE REGULADOR

⇒ **Argentina:** La ley dispone la creación del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en el ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

⇒ **Bolivia:** El órgano regulador es la Superintendencia Sectorial de Hidrocarburos que pertenece al Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE). El SIRESE es parte del Poder Ejecutivo, bajo la tutela del Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico.

⇒ La Superintendencia General del SIRESE y las Superintendencias Sectoriales, como órganos

autárquicos y personas jurídicas de derecho público, con jurisdicción nacional, autonomía de gestión técnica, administración y económica.

⇒ Las personas individuales y colectivas, nacionales o extranjeras, que realicen las actividades de transporte y distribución de gas natural pagarán las tasas que señala la Ley para cubrir el presupuesto de funcionamiento de la Superintendencia de Hidrocarburos y de la parte que le corresponda a la Superintendencia General del SIRESE.

⇒ **Colombia:** El ente regulador es la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, constituida como una unidad administrativa especial, con independencia administrativa, técnica y patrimonial.

De otro lado, El Presidente de la República ejerce el control, la inspección y vigilancia de las entidades que prestan servicios públicos domiciliarios y los demás servicios públicos, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y en especial, del Superintendente y sus delegados. Dicha Superintendencia, es un organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial y cuenta a su vez con un Superintendente delegado para energía y gas combustibles. La Superintendencia puede imponer sanciones a quienes violen las normas de la Ley.

Para recuperar los costos de regulación de las Comisiones y los de control y vigilancia del Superintendente, las entidades sometidas a regulación, control y vigilancia, estarán sujetas a dos contribuciones, las que deberán ser pagadas según lo establece la Ley. El financiamiento que reciban las Comisiones y la Superintendencia provendrá de este impuesto y de la venta de sus publicaciones. No obstante, están sometidas a las normas orgánicas del Presupuesto General de la Nación.

⇒ **Chile:** No existe un ente regulador de la industria del gas propiamente dicho. La fiscalización es ejercida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles del Ministerio de Economía.

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía —integrada por los Ministros de Hacienda, Economía, Minería, Planificación, Secretaría General de la Presidencia y Defensa, y por un delegado de la Presidencia con rango de Ministro, que la preside— realiza los estudios técnicos correspondientes, analiza el funcionamiento del mercado y formula propuestas relativas a la industria, que son sancionadas por el Ministerio de Economía.

⇒ **México:** El ente regulador es la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, creado en octubre de 1995. Dicho órgano tiene a su cargo de la regulación de entidades privadas (nacionales y extranjeras) y operadores del estado.

La Secretaría de Energía es una dependencia del Poder Ejecutivo Federal que define la política energética y está a cargo de las funciones operativas de entidades estatales como Petróleos Mexicanos (PEMEX), Luz y Fuerza del Centro y Comisión Federal de Electricidad (CFE).

E. OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN

⇒ **Argentina**

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro de largo plazo.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- Estimular la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- Promover el uso racional del gas natural, velando por la protección del medio ambiente.
- Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones (Art. 2, Ley 24076).

⇒ **Bolivia:** Las empresas deben adecuar sus actividades a principios que garanticen la libre competencia, evitando actos que la impidan, restrinjan o distorsionen. Asimismo, se deben proteger los derechos de los consumidores, cargadores, concesionarios y productores (Ley 1600).

Los intereses de los usuarios, las empresas y demás entidades reguladas, cualesquiera sea su forma y lugar de organización o constitución, como los del Estado, deben gozar de la protección prevista por la Ley en forma efectiva.

⇒ **Colombia:** El Estado intervendrá en los servicios públicos para alcanzar los siguientes fines:

- Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final, para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.
- Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.
- Atención pública prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas.
- Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando razones de fuerza mayor o caso fortuito, o de orden técnico o económico así lo exijan.
- Prestación eficiente.
- Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.
- Obtención de economías de escala comprobables.
- Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.
- Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.

⇒ **Chile:** No están incluidos en los dispositivos y protocolos relativos a la industria del gas.

⇒ **México:** El nuevo marco regulatorio de noviembre de 1995 establece los siguientes objetivos:

- Ampliar la base de usuarios a través de la infraestructura de transporte y distribución.
- Asegurar la disponibilidad y suministro del producto.
- Introducir elementos de competencia en un mercado de apertura.
- Dinamizar el mercado energético.
- Dar soporte a la eficiencia y competitividad de las industrias consumidoras.

F. FUNCIONES Y FACULTADES DEL ENTE REGULADOR

⇒ **Argentina:** El ente regulador deberá hacer cumplir los objetivos de la regulación mediante la dictación de reglamentos y otros dispositivos.

⇒ **Bolivia:** El Superintendente de Hidrocarburos tiene las siguientes atribuciones y limitaciones:

- Proteger los derechos de los consumidores.
- Requerir información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y para la elaboración y publicación de estadísticas.
- Verificar la información recibida en materia de costos de las diferentes actividades a que se refiere el Art. 9.

La Superintendencia Sectorial de Hidrocarburos tiene las siguientes facultades:

- Otorgar concesiones.
- Vigilar el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los concesionarios.
- Proteger los derechos de los consumidores, cargadores, concesionarios y productores en el marco de la Ley 1600 y la normatividad vigente.
- Asegurar que las actividades cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia, de acuerdo a la Ley 1600.
- Asegurar el libre acceso, no discriminado, a los ductos.
- Asegurar el principio de no exclusividad en una concesión.
- Promover la eficiencia y la continuidad del servicio de transportes de hidrocarburos.

- Regular el transporte de hidrocarburos conforme a la Ley 1600 y a este reglamento.
- Regular las tarifas de transporte cuando su participación sea requerida por los sujetos en los ductos existentes y a productores con una concesión.
- Publicar tarifas máximas y otra información sobre las actividades de transporte.
- Aprobar cambios en el control de la concesión.
- Aplicar las penalidades establecidas en este reglamento.
- Declarar o disponer la caducidad o revocatoria de las concesiones.
- Intervenir a los concesionarios en los casos de revocatoria, caducidad o quiebra.
- Determinar los aspectos de calidad, técnicos, económicos y operativos en la definición de las condiciones para la aplicación del principio de libre acceso.
- Realizar los actos necesarios para el cumplimiento de sus funciones de acuerdo a la normatividad vigente.

⇒ **Colombia**

Funciones generales

- Preparar proyectos de ley para someterlos a la consideración del gobierno, y recomendar la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
- Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que la ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:
 - * competir deslealmente con las de servicios públicos;
 - * reducir la competencia entre empresas de servicios públicos; y
 - * abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.
- Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.
- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
- Definir en qué casos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se sometan a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore, cuando encuentre que son necesarias.
- Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.
- Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia.
- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.
- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, acerca de quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad. La resolución debe atender, especialmente, al propósito de minimizar los costos en la provisión del servicio.
- Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración y sobre aquellas modificaciones que puedan considerarse restrictivas de la competencia. Las comisiones podrán limitar, por vía general, la duración de los contratos que celebren las empresas de servicios públicos, para evitar que se

limite la posibilidad de competencia.

- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos cuando ello corresponda, y señalar cuándo hay suficiente competencia para que la fijación de las tarifas sea libre.
- Determinar para cada bien o servicio público las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo, y definir con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, de acuerdo a cada servicio, quiénes pueden considerarse grandes usuarios.
- Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios, que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.
- Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las Empresas de Servicio Público (ESP) para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión. Asimismo, establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo a ley.
- Corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos establecer los sistemas de información que deben organizar y mantener actualizados las ESP para que su presentación al público sea confiable. La información será publicada por lo menos una vez al año en medios masivos de comunicación.

Funciones especiales

- Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar una oferta energética eficiente, propiciar la competencia, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.
 - Expedir regulaciones específicas para el uso eficiente del gas combustible por parte de los consumidores.
 - Regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.
 - Fijar las tarifas de gas combustible o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijarlas.
- ⇒ **Chile:** Las funciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles del Ministerio de Economía, que es un ente fiscalizador y no regulador propiamente dicho, son las siguientes:
- Velar por el cumplimiento de las leyes vigentes, así como de sus reglamentos respectivos y los decretos de concesión.
 - Dictaminar sobre las solicitudes de concesión sobre servicios de gas.
 - Informar sobre las solicitudes relativas a tarifas y sus condiciones de aplicación, así como los reglamentos especiales de servicio que las empresas de gas deban someter a la aprobación de la Dirección.
 - Reglamentar y verificar la calidad del gas vendido al público.
 - Atender las consultas y los reclamos que haga el público contra los concesionarios en cuanto se relacionen con el cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes.
 - Imponer a los concesionarios las multas autorizadas por la ley y hacerlas efectivas por vía de apremio.
 - Examinar y revisar las cuentas de las empresas para los efectos de la Ley.
 - Formar anualmente las estadísticas de las empresas de gas del país.
 - Formar un archivo completo de todos los antecedentes relativos a cada una de las empresas de

gas del país.

- Limitar, prohibir y, en general, reglamentar las demandas máximas y los consumos de energía eléctrica y de gas en las temporadas en que por cualquier causa se presenten déficits de producción que impidan cubrir las demandas y consumos de cualquier empresa eléctrica o de gas de servicio público.
- Fijar horarios de suministro de energía eléctrica y de gas a las diferentes categorías de consumidores durante las temporadas a que se refiere el inciso anterior.

El financiamiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles está considerado dentro del presupuesto del Ministerio de Economía.

⇒ **México:** La Comisión Reguladora de Energía (CRE) tiene por objeto promover el desarrollo del subsector eléctrico, así como el transporte, almacenamiento y venta de "primera mano" del gas natural y del gas licuado de petróleo. Está facultada para aprobar los términos y condiciones a que se deben sujetar las ventas de primera mano del gas natural y el gas licuado de petróleo, y para expedir las metodologías para la determinación de los precios del gas natural y del gas licuado de petróleo, salvo en los casos en que existan condiciones de competencia.

El Reglamento de Gas Natural dota a la CRE de las atribuciones necesarias para establecer y aplicar las regulaciones que aseguren el suministro económicamente eficiente del gas natural a través de diversos instrumentos, como son: el otorgamiento de permisos; la expedición de metodología para el cálculo de los precios y tarifas que los permisionarios cobren a los usuarios; y la aprobación de los términos y condiciones de los servicios y de las tarifas de los mismos, entre otros.

Instrumentos regulatorios. La Ley de la CRE especifica dos tipos de instrumentos regulatorios en relación con la industria del gas natural:

- Los instrumentos de aplicación general que tienen que ver principalmente con el otorgamiento de permisos y autorizaciones para el desarrollo de actividades reguladas, mediación y la emisión de provisiones regulatorias. Estas provisiones —conocidas como directivas— especifican los criterios, lineamientos y metodología que los permisionarios deben seguir. Para estos efectos la CRE realiza estudios sobre las diferentes formas de regulación y su posible aplicación tomando en cuenta comentarios, sugerencias y observaciones planteadas por los usuarios y otros interesados en la industria del gas.
- Los instrumentos de aplicación específica relacionados con la regulación de la industria de gas. La CRE está autorizada para determinar precios de venta de primera mano de gas natural y las tarifas de transporte y distribución de gas natural. Aprueba también los términos y condiciones para las actividades mencionadas y regula las tarifas para los servicios de GLP que utilicen ductos.

Requerimientos de información. La CRE podrá requerir a PEMEX, a los importadores y exportadores de gas y a los permisionarios la información suficiente y adecuada que determine mediante directivas en lo relativo a las ventas de primera mano; precios y tarifas; información corporativa, contable y financiera; e información sobre los contratos que celebren los permisionarios con relación a la prestación de los servicios.

G. SUJETOS DE LA REGULACIÓN

⇒ **Argentina:** Los transportistas, distribuidores, comercializadores, almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor.

⇒ **Bolivia:** Las personas individuales y colectivas, nacionales o extranjeras, que realicen las actividades de transporte y distribución de gas natural.

⇒ **Colombia:** Las Empresas de Servicio Público vinculadas a la prestación de servicios de transporte y distribución de gas natural.

⇒ **Chile:** No existe regulación propiamente dicha. Las transacciones entre productores (básicamente proveedores del exterior), transportistas y distribuidores son libres, así como las

transacciones entre los distribuidores y los usuarios residenciales y no residenciales.

⇒ **México:** La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá permiso previo. Sin perjuicio de los permisos que se otorguen a PEMEX y demás organismos descentralizados del sector energético, los permisos para la prestación de los servicios sólo serán otorgados a las empresa del sector social y a sociedades mercantiles. Los permisos de transporte serán otorgados para una capacidad y trayecto determinados; los de almacenamiento, para una localización específica y determinada; y los de distribución, para una zona geográfica que será determinada considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano. Los interesados en obtener un permiso deberán manifestar su intención a la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

H. ENTIDAD HABILITADORA

⇒ **Argentina:** El Poder Ejecutivo Nacional habilita, mediante el otorgamiento de licencias, concesiones o permisos, a las personas jurídicas de derecho privado para que realicen las actividades de transporte y distribución de gas natural. Se denomina "prestador" al concesionario, licenciataria o permisionario.

⇒ **Bolivia:** La Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE otorga la concesión. Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá construir y operar ductos para el transporte de hidrocarburos o para la distribución de gas natural por redes, debiendo para el efecto obtener la correspondiente concesión administrativa.

⇒ **Colombia:** La Comisión Reguladora de Energía y Gas otorga los contratos de concesión de transporte y distribución.

⇒ **Chile:** Los interesados en establecer empresas de gas enviarán a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la solicitud de concesión, la que se acompañará de todos los datos y documentos necesarios. El Presidente de la República resolverá acerca de las solicitudes de concesión, previo informe de la Superintendencia, y podrá dictar el decreto de concesión, el que será reducido a escritura pública. Las concesiones no constituyen monopolio.

⇒ **México:** La entidad habilitadora de los permisos de transporte, distribución y almacenamiento es la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Dicha Comisión establece las condiciones para la transferencia, modificación, revocatoria y extinción de los permisos.

I. PLAZO DE LA HABILITACIÓN

⇒ **Argentina:** Las habilitaciones son otorgadas por un plazo de 35 años a partir de la fecha de su adjudicación. El prestador tendrá derecho a una prórroga única de 10 años, siempre y cuando haya cumplido con sus obligaciones. Las habilitaciones otorgadas a los prestadores, resultantes de la privatización de Gas del Estado, tienen la forma de Licencia. Éstas deberán incluir reglas sobre los siguientes puntos: objeto, término de duración, régimen de prestación del servicio; régimen de los activos afectados al servicio, régimen de ocupación del dominio público, servidumbres y restricciones al dominio, régimen de ampliaciones y mejoras, reglamento del servicio y tarifas; régimen de penalidades, terminación de la licencia y consecuencias jurídicas de la misma, tratamiento de las quejas de los usuarios, régimen impositivo, régimen de suministros, relaciones con la autoridad regulatoria, ley aplicable y jurisdicción, y causales de caducidad por no observancia de la licencia.

⇒ **Bolivia:** El plazo de las concesiones para el transporte de los hidrocarburos por ductos no podrá exceder de cuarenta años. Lo mismo en el caso de concesiones para la distribución del gas.

⇒ **Chile:** Las concesiones pueden ser provisionales o definitivas. Las definitivas se otorgan por plazo indefinido, y las provisionales no constituirán requisito previo para obtener una concesión definitiva, ni obligación para obtenerla.

⇒ **México:** Los permisos tendrán una vigencia de 30 años y serán renovables una o más veces por un período de 15 años.

J. GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO INTERNO

⇒ **Argentina:** Las exportaciones de gas natural podrán realizarse en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.

⇒ **Bolivia:** Existe la libre comercialización del gas natural para quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, los que adquieren el derecho de prospectar, explorar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Sin embargo, se exceptúan de la libre comercialización:

- i) los volúmenes requeridos para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFB con anterioridad a la Ley 1689;
- ii) otros compromisos de suministro de gas natural adquiridos por YPFB, en volúmenes promedio suministrados durante el año calendario de 1996 y por un período de 5 años después de la promulgación de la Ley; y
- iii) los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural, a ser establecidos periódicamente por la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE (Art. 24, Ley 1689).

Los derechos y obligaciones de YPFB con respecto al suministro de gas natural para consumo interno en Bolivia, concluido el proceso de capitalización, serán asumidos por las empresas capitalizadas SAM(A) y SAM(B). Los volúmenes a ser suministrados bajo los incisos i) y ii) supra por cada contrato y compromiso, se distribuirán en un 60% para la SAM (A) y 40% para la SAM (B), sobre la base de las respectivas reservas probadas de gas natural.

Los productores están obligados a informar a SIRESE de los detalles de sus convenios y contratos de venta tanto para el mercado interno como para la exportación.

⇒ **Chile:** No existe ninguna disposición al respecto, ya que Chile es fundamentalmente importador de gas natural.

K. CLÁUSULA DE LIBRE ACCESO

⇒ **Argentina:** Los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes, de acuerdo a los términos de la Ley y de las reglamentaciones que se dicten (Art. 26).

El Reglamento establece claramente que el acceso indiscriminado y libre a la capacidad disponible en cada momento de los transportistas o distribuidores, en su caso, es una condición esencial de la Ley. Este derecho de acceso se da en condiciones de igualdad con los demás clientes y no estará condicionado a la provisión de otros servicios no relacionados o accesorios.

⇒ **Bolivia:** El transporte de hidrocarburos y sus derivados por ductos se rige por el principio del libre acceso. En consecuencia, toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida que exista capacidad disponible en el mismo (Art. 37). Se considera como abusiva la negativa, sin fundamento adecuado a criterio del SIRESE, al acceso a tercero de ductos con capacidad disponible.

⇒ **Colombia:** Los transportadores de gas natural por tubería permitirán el acceso a las tuberías de su propiedad y a los sistemas de almacenamiento a cualquier productor, comercializador, distribuidor, y en general a cualquier usuario que lo solicite, en las mismas condiciones de calidad y seguridad. Cuando el propietario de un gasoducto independiente lo vincule al sistema nacional de transporte aceptará el uso de la tubería por quienes se conecten a ella en las condiciones establecidas por la ley y por la Comisión.

Sin perjuicio de la excepción prevista para áreas de servicio exclusivo, los distribuidores permitirán el acceso a las redes de tubería de su propiedad, a cualquier productor, comercializador o gran consumidor de gas combustible a cambio del pago de los cargos correspondientes, siempre y

cuando observen las mismas condiciones de confiabilidad, calidad, seguridad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, y cumplan con el código de transporte o sus normas suplementarias, el código de distribución y los demás reglamentos que expida la Comisión.

Contratos especiales. Son contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos, o éstas con grandes proveedores o usuarios, regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos mediante el pago de remuneración o peaje razonable. Este contrato puede celebrarse también entre una Empresa de Servicio Público (ESP) y cualquiera de sus grandes proveedores o usuarios. Si las partes no se ponen de acuerdo, la comisión de regulación podrá imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien.

Contratos para áreas de servicio exclusivo. Existirán áreas de servicio exclusivo en las que ninguna otra ESP podrá ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Estos contratos existirán por motivos de interés social, para que la cobertura de distribución domiciliaria de gas natural se pueda extender a las personas de menores ingresos. Las entidades territoriales competentes llamarán mediante invitación pública a postular a estos contratos.

⇒ **Chile:** Los concesionarios de transporte deberán operar bajo el sistema de "acceso abierto". Se entenderá por "acceso abierto" el ofrecimiento que las empresas concesionarias de transporte de gas realicen de sus servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información, respecto de su capacidad disponible.

⇒ **México:** Los permisionarios deberán permitir a los usuarios el acceso abierto y no discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas, conforme a los siguientes criterios:

- el acceso abierto y no discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible de los permisionarios;
- la capacidad disponible se entenderá como aquella que no sea efectivamente utilizada; y
- el acceso abierto a los servicios sólo podrá ser ejercido por el usuario mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio.

L. CONCENTRACIÓN E INTEGRACIÓN VERTICAL

⇒ **Argentina:** La Ley 24.076 establece limitaciones que impiden la integración vertical de la industria gasífera, a fin de impedir posiciones monopólicas e incentivar la competencia. El Art. 34 establece que ningún productor, almacenador, distribuidor o consumidor que contrate directamente con el productor o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos, podrá tener una participación controlante en una sociedad transportista, no pudiendo tampoco participar en una distribuidora. Asimismo, un gran consumidor que contrate con un gran productor no podrá tener participación en una distribuidora que corresponda a su zona geográfica de consumo. Ningún comercializador o grupo de comercializadores podrá controlar a las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.

⇒ **Bolivia:** Los concesionarios para el transporte de hidrocarburos por ductos no podrán, bajo pena de caducidad de su concesión: *i*) ser concesionarios ni participar en concesiones para la distribución de gas natural; *ii*) ser compradores o vendedores de gas natural; o *iii*) ser concesionarios o participar en la generación de electricidad.

Se exceptúan de la norma precedente, previa calificación de la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE, los proyectos y operaciones en los casos siguientes: *i*) cuando se trata de sistemas aislados; *ii*) cuando los proyectos no sean financiables ni económicamente rentables, sin integración vertical; y *iii*) cuando sean de importancia para el desarrollo de nuevos mercados domésticos de distribución de gas natural por redes, que sólo podrían ser desarrollados eficientemente en base a una integración vertical de las actividades de hidrocarburos.

⇒ **Colombia:**

Caso general de empresas de servicio público. Las comisiones de regulación podrán obligar a una Empresa de Servicio Público (ESP) a tener un objeto exclusivo cuando establezcan que la multiplicidad del objeto limita la competencia y no produce economías de escala o de aglomeración en beneficio del usuario. En todo caso, las ESP que lleven a cabo más de una actividad, deberán llevar contabilidad separada para cada servicio y el costo y la modalidad de las operaciones de cada servicio deben registrarse de manera explícita. Las ESP podrán participar como socias en otras ESP o en las que tengan como objeto principal la prestación de un servicio o la provisión de un bien indispensable para cumplir su objeto, si no hay ya una amplia oferta de este bien o servicio en el mercado.

Caso de empresas de gas natural. Con el fin de garantizar el acceso abierto al sistema nacional de transporte, el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración. El transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades. Podrá, no obstante, adquirir el gas natural que requiera para su propio consumo, para compensar pérdidas o para mantener el balance del sistema de transporte, si ello fuere necesario.

Las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. El transportador tampoco podrá tener interés económico en empresas de generación eléctrica. El transportador no podrá otorgar trato preferencial a ningún usuario de sus servicios y, en particular, a los comercializadores, distribuidores o grandes consumidores con quienes tenga una relación de las que configuran interés económico.

Definición de interés económico. Se considera que hay un interés económico de una empresa de transporte de gas natural en otra empresa cuyo objeto sea la producción, enajenación, comercialización, o distribución, del mismo producto, en los siguientes casos:

i) Cuando estas empresas, sus matrices, sus subordinadas o sus vinculadas sean parte en un contrato para compartir utilidades o reducir costos, o en cualquier clase de contrato de riesgo compartido con empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras de gas natural.

ii) Cuando una empresa productora, comercializadora o distribuidora tenga:

- * acciones, cuotas o partes de interés en el capital en la empresa transportadora en un porcentaje superior al 25% del capital social;
- * créditos a cargo de la empresa transportadora en condiciones más favorables que las prevalecientes en el mercado;
- * cualquier influjo en la determinación del precio del transporte o de los servicios ofrecidos por la transportadora.

iii) Cuando una empresa transportadora tenga acciones, cuotas o partes de interés en el capital de una empresa distribuidora, comercializadora o gran consumidora de gas natural, en un porcentaje superior al 25% del total del capital social.

iv) Las empresas productoras de gas natural podrán poseer acciones de una misma empresa que tenga por objeto la distribución de ese bien, sin que la participación individual de una empresa productora pueda exceder del 20% del capital de la entidad receptora. En ningún caso el capital de una empresa distribuidora de gas natural podrá pertenecer en más del 30% a empresas productoras de gas natural.

v) Las empresas transportadoras de gas natural no podrán participar en la actividad de comercialización de gas natural, salvo lo dispuesto en el literal (iii).

Las empresas deberán proporcionar a la Comisión, cuando ésta lo solicite, un certificado que acredite el cumplimiento de estas condiciones.

Excepciones a la integración vertical. Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras.

Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando, a partir de la expedición del plan único de cuentas por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos, tengan establecidas contabilidades separadas para cada una de sus actividades, de acuerdo con los sistemas uniformes establecidos. De la misma forma procederán todas las empresas que desarrollen simultáneamente actividades de distribución de energía eléctrica y de venta o distribución de gas combustible. En ningún caso podrán dar un trato preferencial a ningún comprador.

⇒ **Chile:** La ley no establece prohibición expresa para que el transportista pueda ser distribuidor y viceversa.

⇒ **México:**

Regla general. Una misma persona podrá ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución. Para servir a una zona geográfica, los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados ni transferidos a una misma persona ni a personas que directa o indirectamente resulten titulares de ambos permisos, o que tengan participación en las sociedades que resulten permisionarias.

Excepciones. La CRE podrá autorizar excepciones respecto de la integración vertical cuando, a su juicio, ella resulte en ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, sin que en ningún caso implique una participación controlante entre el transportista y el distribuidor, o cuando sea estrictamente necesario por no existir la infraestructura de transporte requerida para desarrollar una zona geográfica determinada y no existan otros interesados en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución.

M. MERCADOS DE GAS

⇒ **Argentina**

Mercado mayorista: Aquel en se pactan las condiciones de compraventa del gas (fluido) entre productores o distribuidores y/o grandes usuarios y/o comercializadores.

Mercado minorista: Aquel en que se realizan las transacciones entre distribuidores y usuarios finales.

N. TARIFAS DEL GAS

⇒ **Argentina:** La tarifa del gas a todos los consumidores será el resultado de la suma del precio del gas en el punto de ingreso al sistema, más las tarifas de transporte y de distribución. Es de interés general que el precio del gas natural (excluido el precio de los servicios de transporte y distribución) resulte del libre juego del mercado (Art. 2).

La tarifa de transporte comprende la remuneración del servicio contratado por cualquier cargador, en sus distintas modalidades, en tanto que la tarifa de distribución constituye la remuneración por la prestación de dicho servicio. En el caso de compra de gas por el usuario al distribuidor estará incluida la tarifa final de gas por el usuario; en el caso de compra de gas por el usuario a otro que no sea el distribuidor de su zona respectiva, constituye un cargo separado.

⇒ **Colombia:** La estructura tarifaria del consumidor incluye los siguientes cargos:

- Un cargo por unidad de consumo, que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio.
- Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.

Se considerarán costos necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro aquellos denominados costos fijos de clientela, entre los cuales se incluyen los gastos de

administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que —de acuerdo con definiciones que realicen las respectivas comisiones de regulación— son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia.

- Un cargo por aportes de conexión, el cual podrá cubrir los costos involucrados en la conexión del usuario al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de la inversiones en infraestructura, siempre y cuando éstas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. La fórmula podrá distribuir estos costos en alícuota partes anuales.

El cobro de estos cargos en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente, o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio.

Las comisiones de regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. Cualquier usuario podrá exigir la aplicación de una de estas opciones, si asume los costos de los equipos de medición necesarios.

1. Precio del gas natural de primera mano

⇒ **Argentina:** El precio del gas natural, excluido el precio de los servicios de transporte y distribución, resulta del libre juego del mercado.

⇒ **Colombia:**

Criterios generales. Los productores de gas natural deberán ofrecer en venta todo su gas, ateniéndose a procesos transparentes, de acuerdo con la metodología que consideren más conveniente. Cuando el productor requiera gas natural para su propio consumo o para destinarlo a atender las necesidades de personas vinculadas económicamente a él, deberá adquirirlo, o disponer de su propia producción de gas a precios de mercado. Para ello deberá competir en los diferentes puntos de entrega, dentro de las condiciones del mercado, con otros potenciales compradores, si es del caso, haciendo oferta sobre su propio gas.

Precio máximo del gas colocado en “troncal”. La fijación del precio máximo para el gas colocado en los nodos de entrada en la troncal tendrá cuatro modalidades, dependiendo de la fecha de suscripción de los contratos de exploración y explotación.

i) Para reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados después del 11 de septiembre de 1995, bien se trate de gas libre o asociado, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos. Igual sucederá con las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol a partir del 1° de enero de 1998.

ii) Para reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados con anterioridad al 11 de septiembre de 1995, bien se trate de campos de gas libre o asociado localizados en el interior del país, los precios tendrán un régimen libre a partir del 10 de septiembre del año 2005.

Igual sucederá con las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol con anterioridad al 1° de enero de 1998. En el entretanto, los productores de gas libre tendrán la opción de continuar con la resolución de precios que les aplicaba antes del 11 de septiembre de 1995, considerada como precio máximo, o escoger la fórmula tarifaria definida en el siguiente artículo de esta resolución y de acuerdo con las definiciones contenidas en el Parágrafo de este artículo.

iii) Para campos localizados en la Costa Atlántica y que correspondan a reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración firmados con anterioridad al 11 de septiembre de 1995, los precios tendrán un régimen libre a partir del 10 de septiembre del año 2005.

Durante el período comprendido entre el 11 de septiembre de 1995 y el 10 de septiembre del año 2000, tendrán como precio máximo la resolución de precios que les aplicaba antes del 11 de septiembre de 1995.

A partir del 11 de septiembre del 2000 entrará en vigencia la fórmula tarifaria para los

productores del interior del país expuesta en el siguiente artículo, razón por la cual los productores de gas libre de la Costa Atlántica podrán acogerse en esa fecha, si lo desean, a dicha fórmula tarifaria, manifestándolo por escrito un mes antes del 11 de septiembre del año 2000.

iv) Para campos con gas asociado al petróleo y que correspondan a reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados con anterioridad al 11 de septiembre de 1995, los precios tendrán un régimen libre desde el 10 de septiembre del año 2005.

Como esquema de transición, los productores de gas asociado tendrán como precio máximo el establecido en las resoluciones vigentes.

El precio máximo inicial en el nodo de entrada al sistema nacional de transporte será de US\$1.30/MBTU. Este precio se modificará semestralmente a partir del 1° de enero de 1996, en base a una fórmula que considera la variación del índice de precios para el crudo estándar cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange-NYMEX).

⇒ **Chile:** El precio es pactado libremente entre vendedores y compradores, según lo establece el Art. 5 del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica entre Chile y Argentina:

"Los vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compra/venta del gas, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, incluido los gasoductos correspondientes, desde los puntos de entrega a los centros de consumo".

⇒ **México:**

Regla general. El precio máximo del gas objeto de las ventas de "primera mano" que Petróleos Mexicanos (PEMEX) realice a los concesionarios será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la CRE. La metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas natural respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta. El precio máximo del gas no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición. Lo dispuesto en este artículo no se aplicará al precio del gas importado.

Cuando a juicio de la CRE existan condiciones de competencia efectiva, los términos y condiciones para las ventas de "primera mano" y el precio del gas podrán ser pactados libremente.

Términos y condiciones de venta. PEMEX presentará a la CRE, para su aprobación, los términos y condiciones generales que regirán las ventas de "primera mano", las cuales deberán ser acordes con los usos comerciales nacionales e internacionales observados por las empresas dedicadas a la compraventa de gas. PEMEX no discriminará indebidamente entre los adquirentes. PEMEX deberá ofrecer al adquirente cuando menos dos tipos de cotizaciones que constituirán ofertas de venta e incluirán los términos y condiciones para la venta del gas:

- * cotización a la salida de las plantas de proceso; y
- * cotización en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente, distinguiendo de manera desagregada la tarifa de transporte y el precio del gas a la salida de las plantas de proceso así como los otros servicios que ofrezca PEMEX.

PEMEX informará a la CRE sobre los términos de las ventas de "primera mano" realizadas, con la finalidad de que ésta verifique el cumplimiento de sus directivas. La información contenida en los contratos que PEMEX le presente a la CRE tendrá carácter confidencial.

2. Principios para la fijación de tarifas de transporte y distribución

⇒ **Argentina:** Las tarifas que cobren los transportistas y distribuidores por los servicios prestados se ajustarán a los siguientes principios (Art. 38):

- Brindar a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables del servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable.
- Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios

en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el estado considere relevante.

- El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores incluirá los costos de su adquisición.
- Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores que sea compatible con la seguridad del abastecimiento.

⇒ **Bolivia:** Las tarifas para el transporte de hidrocarburos y sus derivados por ductos y para la distribución de gas natural por redes deberán ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE, bajo los siguientes principios:

- Asegurarán el costo más bajo a los usuarios del sistema de transporte de hidrocarburos y sus derivados y de la distribución de gas natural por redes, precautelando la seguridad y continuidad en el servicio.
- Permitirán a los concesionarios, bajo una administración racional y prudente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus gastos operativos, impuestos (con excepción del Impuesto a la Emisión de Utilidades al Exterior), depreciaciones y costos financieros, y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su Patrimonio Neto.
- Incentivarán a los concesionarios para que puedan mejorar la eficiencia de sus operaciones.

Las tarifas cumplirán con las siguientes condiciones:

- Serán equitativas en su concepción económica, tanto para el concesionario como para el cargador, y serán aplicadas igualmente a todos los cargadores bajo circunstancias y condiciones similares con respecto a las características de tráfico y ruta.
- Los concesionarios demostrarán ante la Superintendencia que las inversiones y costos de operación estimados reflejan condiciones competitivas de libre mercado, bajo una administración racional y prudente.
- La Superintendencia determinará la magnitud y la forma en que las tarifas deberán variar como resultado de distinta localización, duración del contrato, tipo de servicio, o cualquier otro distingo razonable que pueda aprobar la misma.
- Los concesionarios no cobrarán tarifas mayores que las máximas aprobadas por la Superintendencia.
- En el cálculo de las tarifas no se considerarán costos distintos a los especificados en la Ley.
- Los costos del servicio de transporte asignados a un tipo de cargador no deberán ser recuperados a través de tarifas cobradas a otro tipo de cargador.
- En aquellos casos en que se negocie un descuento de la tarifa con cargadores específicos, el mismo deberá estar basado en la reducción de la tasa de retorno, y en ningún caso en la reducción de los costos de operación. Cuando el acuerdo sea por un tiempo determinado, el concesionario podrá recuperar sus ingresos, afectando únicamente al cargador beneficiado con dicha reducción.

⇒ **Colombia:** El régimen tarifario en los servicios públicos está compuesto por reglas relativas al establecimiento de regímenes de regulación o de libertad; el sistema de subsidios que se otorgarán para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas; reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, que implican abuso de posición dominante; y reglas referidas a procedimientos, metodología, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas. Toda tarifa tendrá un carácter integral, suponiendo una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características serán definidas por las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa.

Criterios para definir el régimen tarifario

- *Eficiencia económica.* El régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo. Las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos se distribuyan entre la empresa y los usuarios. Las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

- *Neutralidad.* Cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

- *Solidaridad y redistribución.* Al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

- *Suficiencia financiera.* Las fórmulas tarifarias garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento. Permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable, y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

- *Simplicidad.* Las fórmulas de tarifas se elaborarán de manera que se facilite su comprensión, aplicación y control.

- *Transparencia.* El régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio y para los usuarios.

Prioridad en la aplicación de criterios. Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si hubiere contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que para una empresa eficiente las tarifas económicamente eficientes se definirán sobre la base de la suficiencia financiera.

⇒ **Chile:** El criterio general se refiere a que las tarifas deben corresponder a las condiciones de mercado y al acuerdo de partes, sin que éste genere distorsiones que puedan inducir a la intervención de la autoridad.

⇒ **México:** La Comisión Reguladora de Energía (CRE) expedirá mediante directivas la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste. La metodología deberá permitir a los permisionarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales; y a los permisionarios eficientes, en el caso de tarifas de ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

La aplicación de esta metodología no garantizará los ingresos, costos o rentabilidad esperada del permisionario. Dicha metodología no será obligatoria cuando existan condiciones de competencia efectiva, a juicio de la CRE. Los permisionarios podrán solicitar a ésta que declare la existencia de condiciones de competencia efectiva.

Composición de las tarifas. Las tarifas para cada servicio permisionado incluirán todos los conceptos y cargos aplicables al servicio, tales como:

- * *el cargo por conexión*, que es porción de la tarifa basada en un monto fijo por el costo de interconexión al sistema, y que podrá ser cubierto en una o más exhibiciones;
- * *el cargo por capacidad*, que es la porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un período determinado;
- * *el cargo por uso*, que es la porción de la tarifa basada en la prestación del servicio.

Tipos de tarifas. Las tarifas propuestas por los permisionarios podrán establecer diferencias por la modalidad de la prestación de cada servicio, la categoría y localización del usuario, las condiciones del servicio, y otros usos comerciales generalmente aceptados por la industria.

3. Rentabilidad razonable

⇒ **Argentina:** Con el objetivo de contar con una escala de medición o de comparación para saber cuál es la rentabilidad razonable, el Art. 39 de la Ley 24.076 establece dos criterios:

- * que la rentabilidad sea similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;
- * que la rentabilidad guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

⇒ **México:** Las tarifas deben permitir obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

4. Autorización de tarifas

⇒ **Argentina:** El ente regulador establecerá los requerimientos de información necesarios para controlar la correcta aplicación del mecanismo previsto en la habilitación, no pudiendo suspender, limitar o rechazar los ajustes en las tarifas, excepto cuando y en la medida que:

- * se hayan detectado errores en los cálculos o su base y/o en los procedimientos aplicados;
- * se haya configurado la circunstancia prevista en el Artículo 38 del Reglamento.

⇒ **Colombia:** La coordinación ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible tendrá a su cargo la elaboración de la fórmula. Sin embargo, cuando corresponda a la Comisión como autoridad nombrar peritos, el nombramiento corresponderá a la Comisión misma.

⇒ **Chile:** Las tarifas se definen según las condiciones del mercado y por acuerdo entre las partes.

⇒ **México:** Inicialmente las tarifas de servicios estarán reguladas, pero una vez que se declare la competencia, serán liberadas. Los prestadores de los servicios calcularán el valor de las tarifas, así como los ajustes a las mismas, según la metodología emitida por la autoridad regulatoria.

5. Tarifas máximas

⇒ **Argentina:** La tarifa que abona el usuario final es el resultado de la suma del precio del gas negociado a nivel del mercado mayorista, a lo cual se adicionan las tarifas por el servicio de transporte y distribución reguladas (máximas). El sistema tarifario adoptado es el de "tarifa máxima" o "price cap", ajustable por un índice de precios y un factor de productividad.

Al ser tarifas máximas, el prestador puede disminuirlas a su conveniencia, a efectos de mantener o ampliar su mercado, sin necesidad de autorización de parte de ENARGAS, pero en ningún caso puede dejar de recuperar sus costos.

⇒ **Colombia:** Los precios de transporte, distribución y venta serán negociables pero no superiores a los precios máximos establecidos, salvo cuando mediante resolución se haya determinado que el precio de comercialización a grandes consumidores sea libre.

⇒ **Chile:** Las tarifas son definidas por las empresas de acuerdo con las condiciones del mercado. Subsiste, sin embargo, el criterio relativo a que la autoridad puede intervenir cuando las tarifas no reflejen las condiciones del mercado.

⇒ **México:** Las tarifas para la prestación de servicios serán tarifas máximas y deberán ser propuestas por los interesados en obtener un permiso.

Las partes podrán pactar libremente un precio distinto a la tarifa máxima para un servicio determinado, siempre y cuando la "tarifa convencional" no sea inferior al costo variable de proveer el

servicio establecido, determinado conforme a la metodología definida por la CRE. Los permisionarios no podrán condicionar la prestación del servicio al establecimiento de tarifas convencionales.

Cuando los permisionarios hayan pactado con los usuarios "tarifas convencionales" —por convención o acuerdo entre las partes— distintas a las aprobadas, deberán informar a la CRE trimestralmente sobre las tarifas aplicadas durante el período inmediato anterior. La CRE podrá publicar información sobre las tarifas convencionales. Las tarifas que aplique el permisionario no podrán ser indebidamente discriminatorias o estar condicionadas a la prestación de otros servicios.

6. Duración de las tarifas

⇒ **Argentina:** Cada cinco años ENARGAS revisará el sistema de ajuste de tarifas. Dicha revisión fijará nuevas tarifas máximas.

⇒ **Bolivia:** La Superintendencia autorizará tarifas anuales y tarifas de largo plazo para el transporte de hidrocarburos por ductos. Éstas podrán ser aplicadas a los ductos existentes y nuevos, dependiendo de las condiciones específicas de cada ducto que determinen la aplicación de una u otra estructura tarifaria.

⇒ **Colombia:** Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la Comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual.

7. Tarifas libres

⇒ **Argentina:** En ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se presumirán justos y razonables. Frente a tal presunción el impugnante soportará la carga de la prueba del exceso injustificado. ENARGAS determinará en qué casos debe considerarse que no se trata de partes independientes.

⇒ **Colombia:** Al fijar sus tarifas, las Empresas de Servicio Público (ESP) se someterán al régimen de regulación que podrá incluir las modalidades de libertad regulada y libertad vigilada, o un régimen de libertad, de acuerdo a las siguientes reglas:

- Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales.
- La comisión reguladora —de acuerdo con los estudio de costos— podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento. Igualmente, podrá definir si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada.
- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis de la comisión respectiva y en base a los criterios y definiciones de la ley.
- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación determinar periódicamente cuándo se dan estas condiciones.

8. Modificación de tarifas

⇒ **Argentina:** Los transportistas, consumidores y usuarios podrán solicitar a ENARGAS que se modifiquen las tarifas que consideren necesarias, siempre que su pedido esté basado en circunstancias objetivas y justificadas.

⇒ **Colombia:** Durante el período de vigencia de cada fórmula las empresas podrán actualizar las tarifas que cobran a sus usuarios, aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen. Las nuevas tarifas se aplicarán a partir del día quince del mes que corresponda, cada vez

que se acumule una variación de, por lo menos, un tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula.

⇒ **Chile:** Las tarifas son ajustadas libremente por las empresas de acuerdo con las condiciones del mercado y al interés de las partes involucradas

⇒ **México:** El permisionario y la CRE efectuarán una revisión global de las tarifas cada cinco años, de conformidad con una metodología que considerará, entre otros, los siguientes elementos:

- * los indicadores que reflejen los cambios de precios de los bienes e insumos utilizados por los permisionarios;
- * los cambios en el régimen fiscal aplicable a los servicios permisionados; y
- * un factor de ajuste que refleje un aumento en la eficiencia en la prestación de servicios a favor de los usuarios. Este factor de ajuste no se aplicará a los permisionarios durante los primeros cinco años de vigencia del permiso.

Las tarifas que resulten del ajuste deberán ser sometidas a la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía y no tendrán efectos retroactivos ni determinarán ajustes compensatorios

O. APLICACIÓN DE SUBSIDIOS Y CONTROL SOCIAL

⇒ **Argentina:** En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores. Sin embargo, los subsidios están permitidos, siempre y cuando estén contemplados explícitamente en el Presupuesto Nacional para los usuarios residenciales del sur del país y la clase pasiva.

⇒ **Bolivia:** No están contemplados en la Ley. Los costos del servicio de transporte asignados a un tipo de cargador no deberán ser recuperados a través de tarifas cobradas a otro tipo de cargador.

⇒ **Colombia:** Las comisiones de regulación exigirán gradualmente a todos quienes prestan servicios públicos que, al cobrar las tarifas, distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2. Igualmente, se definirán las condiciones para aplicarlos al estrato 3.

Los concejos municipales están en la obligación de crear "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las Empresas de Servicios Públicos (ESP).

Las ESP que suministren o comercialicen gas combustible con terceros en forma independiente, recaudarán —en nombre de los consumidores que abastecen— y aportarán al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos de la Nación la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% al costo económico de suministro en puerta de ciudad, según la reglamentación que disponga la Comisión de Regulación de Energía y Gas domiciliario. En caso que los "fondos" no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios necesarios, la diferencia será cubierta con otros recursos de los presupuestos de las entidades de orden nacional, departamental o municipal

El suministrador o comercializador hará las declaraciones y pagos que correspondan. Los recursos que se asignan a los "fondos" son públicos y serán destinados a dar subsidios a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 como inversión social. A igual procedimiento y sistema se sujetarán los fondos distritales y departamentales que deberán ser creados por las autoridades correspondientes en cada caso.

Subsidios a los usuarios. Los Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos creados por los concejos municipales reciben las transferencias de las ESP y conceden los subsidios de conformidad con las siguientes reglas:

- Indicar específicamente el tipo de servicio subsidiado.
- Señalar la entidad prestadora que repartirá el subsidio.
- El reparto debe hacerse entre los usuarios como un descuento en el valor de la factura que éstos deben cancelar.
- Los subsidios en ningún caso excederán el valor de los consumos básicos o de subsistencia.
- La parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que

- dé lugar el suministro será cubierta siempre por el usuario.
- La parte destinada a recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio podrá ser cubierta por los subsidios. De no ser así, la ESP podrá tomar todas las medidas necesarias para que los usuarios las cubran.
 - En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3; al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2; y no podrá ser superior al 50% del costo medio para el estrato 1.
 - Los subsidios sólo se otorgarán a los usuarios de inmuebles residenciales y a los de zonas rurales de los estratos 1 y 2. Las comisiones de regulación definirán las condiciones para otorgarlos al estrato 3.

Estratificación. Cada municipio debe clasificar en estratos los inmuebles residenciales que deben recibir servicios públicos. Los inmuebles residenciales a los cuales se provean servicios públicos se clasificarán en un máximo de seis estratos socioeconómicos: (1) bajo-bajo (2) bajo (3) medio-bajo, 4) medio (5) medio-alto y (6) alto.

Para tal efecto se empleará la metodología que elabore el Departamento Nacional de Planeación, la que contendrá las variables, factores, ponderaciones y método estadístico, teniendo en cuenta la dotación de servicios públicos domiciliarios. Ninguna zona residencial urbana que carezca de la prestación de por lo menos dos servicios públicos domiciliarios básicos podrá ser clasificada en un estrato superior al cuatro (4). Toda persona, o grupo de personas, podrá solicitar revisión del estrato que se le asigne. Los reclamos serán atendidos y resueltos en primera instancia por el Comité de Estratificación en el término de dos meses y las reposiciones, por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El plazo para adoptar la estratificación urbana venció el 31 de diciembre de 1994, y la estratificación rural el 31 de julio de 1995.

Control social de los servicios públicos domiciliarios. En todos los municipios deberán existir Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios, los cuales estarán compuestos por usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales de uno o más de los servicios públicos a los que se refiere la ley. El ejercicio de sus funciones no causará honorarios.

La iniciativa para la conformación de los comités corresponde a los usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales. El número de miembros de los comités será el que resulte de dividir la población del respectivo municipio, o distrito, por 10 000, pero no podrá ser inferior a 50. Para el Distrito Capital el número mínimo de miembros será de 200.

Con el fin de asegurar la participación de los usuarios en la gestión y fiscalización de las empresas de servicios públicos domiciliarios, los Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios ejercerán las siguientes funciones especiales:

- Proponer a las ESP los planes y programas que consideren necesarios para resolver las deficiencias en la prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- Procurar que la comunidad aporte los recursos necesarios para la expansión o el mejoramiento de los servicios públicos domiciliarios, en concertación con las empresas de servicios públicos domiciliarios y los municipios.
- Solicitar la modificación o reforma de las decisiones que se adopten en materia de estratificación.
- Estudiar y analizar el monto de los subsidios que debe conceder el municipio con sus recursos presupuestales a los usuarios de bajos ingresos.
- Examinar los criterios y mecanismos de reparto de los subsidios y proponer las medidas que sean pertinentes para el efecto.
- Solicitar al Personero la imposición de multas hasta de diez salarios mínimos mensuales a las empresas que presten servicios públicos domiciliarios en su territorio por las infracciones a la Ley, o normas especiales a las que deben estar sujetas, cuando de ella se deriven perjuicios para los usuarios.

⇒ **Chile:** No se aplican subsidios. Sin embargo, las tarifas a los clientes que consuman individualmente menos de 100 Gigajoule podrán ser fijadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

⇒ **México:** Los permisionarios no podrán subsidiar por sí o por interpósita persona la prestación de un servicio mediante las tarifas de otro, o a través de la comercialización de gas, ni subsidiar ésta mediante tarifas. Los permisionarios deberán informar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) sobre los términos y condiciones de sus operaciones de comercialización.

El otorgamiento de subsidios gubernamentales a través de las tarifas sólo podrá derivarse de disposiciones de las autoridades competentes y deberá cubrirse con recursos que dichas autoridades registren para tal propósito. El otorgamiento de estos subsidios no deberá afectar los ingresos de los permisionarios ni representar un costo para los mismos. Su aplicación deberá ser transparente y quedar explícita en las tarifas cobradas a los usuarios.

P. RÉGIMEN IMPOSITIVO

⇒ **Argentina:** Los permisionarios de transporte y distribución estarán sujetos al pago de todos los tributos establecidos por las leyes aplicables, y no regirá a su respecto ninguna excepción que les garantice exenciones ni estabilidad tributaria de impuestos, tasas o gravámenes nacionales, provinciales o municipales.

⇒ **Bolivia:** Las empresas están sujetas al régimen tributario general.

⇒ **Colombia:** Las ESP están sujetas al régimen tributario nacional, pero observarán reglas especiales que se detallan en la Ley (Art. 24).

⇒ **Chile:** Las empresas concesionarias están sujetas al régimen tributario común.

Q. CONCESIÓN/LICENCIA DE TRANSPORTE

⇒ **Argentina:** La Licencia se otorga con carácter exclusivo. Esta exclusividad se refiere a la explotación del sistema de gasoductos y no impedirá al Estado Nacional, actuando a través de la autoridad competente, otorgar otras licencias o autorizar otras modalidades jurídicas para el transporte de gas por terceros a través de gasoductos que no formen parte de dicho sistema de gasoductos.

⇒ **Bolivia:** Está vigente el Reglamento de Transporte para los productores, concesionarios, refinadores, distribuidores, intermediarios y consumidores directos.

La prestación del servicio de transporte se hace mediante concesión. Los interesados en obtener una concesión para la construcción y operación de los ductos, estaciones y planta para el transporte de hidrocarburos deberán precisar en su solicitud la dimensión y característica de los mismos. La Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) otorgará la concesión por resolución administrativa, condicionada al cumplimiento de plazos de ejecución, y de las regulaciones económicas, técnicas, de seguridad y protección al medio ambiente (Art. 36). Cuando la Secretaría Nacional de Energía lo considere conveniente, podrá instruir a la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE proceder a la licitación de determinados ductos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados.

⇒ **Colombia:**

Propósitos del Código de Transporte

- Permitir el desarrollo, mantenimiento y operación del sistema nacional de transporte de gas natural por tuberías en condiciones de eficiencia, coordinación y con criterios de costo mínimo.
- Establecer un sistema de transporte de acceso libre para los productores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores.

- Garantizar que todos los usuarios conectados, en proceso de conexión, o que proyecten conectarse al sistema nacional de transporte tengan los mismos derechos y obligaciones según los contratos, y las mismas condiciones de calidad y seguridad en el servicio.
- Garantizar una calidad uniforme de gas para todos los usuarios de los sistemas de transporte de gas natural. El transportador tendrá el derecho a no aceptar gas que no cumpla con las especificaciones contenidas en el Código de Transporte.

Contenido del Código de Transporte. El código de transporte incluirá los siguientes aspectos principales para transporte de gas natural por tuberías:

- Condiciones de conexión, en las que se especifiquen los criterios técnicos mínimos que deben cumplir los transportadores y cualquier persona que esté conectada, o que busque conectarse con el sistema nacional de transporte.
- Condiciones de operación, que especifiquen las modalidades y procedimientos de operación de los sistemas de transporte que deben aplicar los transportadores y bajo los cuales otras personas deben operar sus instalaciones, sistemas de distribución, o las entregas al sistema de transporte. Se incluirán las condiciones de calidad y poder calorífico requeridos al combustible.
- Criterios de planeación, que especifiquen la información a ser suministrada a los transportadores por las personas que se encuentren conectadas o deseen conectarse al sistema de transmisión, para que éstos planifiquen y desarrollen el sistema;
- Condiciones de despacho, que especifiquen las condiciones y procedimientos para el despacho del gas desde los campos de producción hasta el sitio de recepción del usuario, a través del sistema de transporte.
- Condiciones de las mediciones, que establezcan los procedimientos y requisitos de equipos e información necesarios para la facturación de los cargos y el despacho.
- Un código de normas de seguridad para el sistema, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.
- Las normas ambientales mínimas para la actividad de transporte de gas natural, expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4°, numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994.

⇒ **Chile:** Tanto las solicitudes de concesión provisionales como las definitivas serán presentadas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El Presidente de la República resolverá acerca de las solicitudes de concesión, previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y podrá dictar el decreto de concesión, mismo que será reducido a escritura pública.

⇒ **México:** Los permisos de transporte son otorgados por la CRE, y sólo para una capacidad y trayecto determinados. El trayecto quedará registrado en la CRE y en cualquier punto del trayecto se podrá entregar y recibir gas. Los permisos de transporte no conferirán exclusividad.

Las sociedades mercantiles titulares de permisos de transporte tendrán como objeto social principal la prestación de dicho servicio y las demás actividades inherentes a la consecución de dicho objeto. Para estos efectos deberán incluir en sus estatutos sociales la obligación de tener un capital social mínimo fijo, sin derecho a retiro, equivalente a 10% de la inversión propuesta en el proyecto.

1. Características de los contratos, concesiones o permisos

⇒ **Argentina:** El contrato de transporte de gas natural considera un modelo establecido en la Ley, y puede tener las siguientes modalidades:

Servicio "Firme" o "No interrumpible", cuando el servicio brindado a los cargadores no prevé interrupciones, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor, o por las razones enunciadas en el Reglamento (Art. 11).

Servicio "Interrumpible", es una característica del servicio brindado de acuerdo con las condiciones especiales o contratos aplicables, que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso del transportista al cargador.

Desplazamiento e Intercambio, es una característica del servicio brindado de acuerdo con las condiciones especiales o contratos aplicables, que prevé el otorgamiento de este servicio a los distribuidores de otro particular, en dos circunstancias: *i)* cuando el cargador desee un servicio de intercambio o desplazamiento de gas, y *ii)* cuando el cargador y el transportista hubieren celebrado un contrato de servicios bajo condiciones especiales.

Los servicios en firme son más caros en comparación a los interrumpibles por imponer los primeros un mayor costo al sistema.

⇒ **Bolivia:** La Superintendencia aprobará los modelos de contrato. Los concesionarios, en consulta con los cargadores, deberán establecer los términos y condiciones del transporte, de conformidad con lo dispuesto en la Ley, salvo en el caso de la exportación.

Los términos y condiciones que regirán el transporte, incluyendo las relaciones contractuales entre el concesionario y los cargadores, y cualquier cambio propuesto por los mismos, deberán ser aprobados por la Superintendencia.

La legislación contempla dos modalidades de servicio: *i) el servicio firme*, que presta el concesionario al cargador, mediante el cual este último obtiene el derecho prioritario a un flujo diario de hidrocarburos sin interrupción hasta el volumen contratado, sujeto al contrato; y *ii) el servicio interrumpible*, que presta el concesionario al cargador, con la condición de que pueda ser interrumpido a discreción del concesionario y/o cargador, sujeto al contrato.

⇒ **Colombia:** Los transportadores ofrecerán distintas modalidades contractuales entre las que se incluyen: contratos firmes, contratos en pico o contratos interrumpibles, o una combinación de ellos, así como todos aquellos que no sean contrarios a la ley y a los principios de libre competencia. La Comisión publicará a título informativo una guía para los usuarios. El transportador no podrá discriminar entre clientes con términos y condiciones contractuales similares.

⇒ **Chile:** Las concesiones de transporte podrán ser provisionales o definitivas. Cada conjunto de puntos de origen y destino solicitados para realizar el transporte dará lugar a una concesión.

2. Plazo de duración

⇒ **Argentina:** La Licencia se otorga por un plazo de 35 años a partir de la fecha de su adjudicación. La licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años, siempre y cuando haya cumplido con las obligaciones a su cargo.

⇒ **Bolivia:** El plazo de las concesiones para el transporte de los hidrocarburos por ductos no podrá exceder de cuarenta años.

⇒ **Chile:** Las concesiones pueden ser provisionales o definitivas. Estas últimas se otorgarán por plazo indefinido. Las concesiones provisionales no constituirán un requisito previo para obtener una concesión definitiva ni obligarán a obtenerla.

3. Obligaciones de los transportistas

⇒ **Argentina:**

Obligación básica. La licenciataria deberá prestar el servicio licenciado de acuerdo con las Obligaciones del Servicio y con las demás disposiciones generales o individuales que establezca para el transporte la Autoridad Regulatoria. El transporte es un servicio público que será prestado asegurando el acceso abierto, sin discriminación, al Sistema de Gasoductos, sujeto a las disposiciones de la Ley, del Decreto Reglamentario y de la Licencia.

Obligaciones específicas:

- Recibir, transportar y entregar el gas cuyo transporte le sea encomendado, con el debido cuidado y diligencia, y sin demoras, salvo las excepciones, condiciones y regulaciones específicas permitidas por la normativa aplicable.
- Operar el Sistema de Gasoductos y prestar el servicio licenciado:
 - * en forma regular y continua, salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor o

situaciones que cuenten con la conformidad de la Autoridad Regulatoria y sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de suspender la prestación del servicio a los cargadores en mora, de acuerdo a lo previsto en el Reglamento del Servicio; y

* en forma prudente, eficiente y diligente y de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.

- Proveer lo necesario para mantener en operación permanente instalaciones adecuadas e idóneas para el transporte del gas.
- Operar y mantener el Sistema de Gasoductos en condiciones tales que no constituyan peligro para la seguridad de las personas y bienes de sus empleados, usuarios y del público en general.
- Establecer sistemas de control y medición, y pronosticar y planificar adecuadamente la reparación y mantenimiento del Sistema de Gasoductos.
- Regir sus relaciones con los cargadores y con los demás transportistas de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Servicio y los contratos de servicio.
- Cumplir con las normas sobre seguridad en el trabajo y demás disposiciones de la legislación laboral aplicable a su personal, y mantener a éste debidamente asegurado contra accidentes de trabajo.
- Adecuar su accionar al objetivo de preservar y mejorar los ecosistemas involucrados en el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas nacionales, provinciales y municipales destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo aquellas que en el futuro se establezcan.
- Llevar a cabo todas las inversiones obligatorias y las inversiones obligatorias adicionales.
- Abstenerse de realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado.
- Proporcionar a ENARGAS la información que ésta disponga y llevar la contabilidad de acuerdo con las normas contables vigentes y las reglas que aquella establezca.

⇒ **Bolivia:** La Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) otorgará la concesión por resolución administrativa, condicionada al cumplimiento de plazos de ejecución y de las regulaciones económicas, técnicas, de seguridad y de protección al medio ambiente (Art. 36). Los concesionarios están obligados a responder positiva o negativamente a toda solicitud de servicio dentro de los 30 días contados a partir de su presentación (Art. 43).

Cuando la Superintendencia considere que es de necesidad e interés público, solicitará al concesionario ampliar, construir laterales o mejorar sus instalaciones de transporte, para prestar el servicio a cualquier persona o municipio adyacente al ducto principal. En el término de 30 días el concesionario deberá responder afirmativa o negativamente a la solicitud o, en su caso, presentar un proyecto alternativo. Si la respuesta es negativa, la Superintendencia procederá a la licitación pública correspondiente. Cuando un cargador que requiera acceso a la capacidad disponible de transporte sea rechazado por el concesionario, podrá solicitar la intervención de la Superintendencia, la que, escuchando a las partes, resolverá el diferendo dentro de los 30 días de recibida la solicitud.

⇒ **Chile:** El concesionario que proyecte modificar el tipo de gas que transporte deberá comunicarlo a la Superintendencia con la anticipación que ella fije, acompañando los antecedentes técnicos, planos y memoria explicativa de las obras modificatorias que sea necesario efectuar en las obras preexistentes para adecuarlas al nuevo tipo de gas, así como de las obras adicionales que al efecto se consideren.

⇒ **México:** La prestación de los servicios transporte se sujetará a lo previsto en las directivas que expida la CRE y a las condiciones generales para la prestación del servicio que incluyen, entre otros aspectos, las tarifas para la prestación de los servicios; los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades del servicio; los derechos y obligaciones del prestador del servicio; y el procedimiento arbitral que proponga el permisionario para la solución de controversias.

Las obligaciones específicas de los permisionarios son las siguientes:

- Prestar el servicio de forma eficiente y conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad.

- Publicar oportunamente la información referida a su capacidad disponible y aquella no contratada.
- Dar aviso inmediato a la CRE de cualquier circunstancia que implique la modificación de las condiciones en la prestación del servicio.
- Abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias.
- Responder a toda solicitud de servicio en el plazo de un mes.
- Los transportistas estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas a solicitud de cualquier interesado, siempre que el servicio sea económicamente viable y las partes celebren un convenio para cubrir el costo de los ductos y demás instalaciones que constituyan la extensión o ampliación.

4. Obligaciones del ente regulador

- ⇒ **Argentina:** ENARGAS está obligada a:
- Permitir a la licenciataria percibir las tarifas que establece la Ley y su Reglamento.
 - Facilitar, por intermedio de los órganos competentes, la prestación por la licenciataria del servicio licenciado, apoyando asimismo las gestiones que fueren necesarias ante las autoridades provinciales y municipales para que faciliten en sus respectivos territorios dicha prestación, y la efectividad del uso y ocupación del dominio público que por esta licencia se concede a la licenciataria.
 - Regular la actividad de la licenciataria de modo de asegurarle un tratamiento no injustamente discriminatorio con los demás transportistas, actuales o futuros, que estén en directa competencia con ella.

5. Régimen de inversiones

- ⇒ **Argentina:** Dentro de los 12 meses de la fecha de vigencia, la licenciataria deberá presentar a satisfacción de ENARGAS un programa detallado de inversiones y relevamientos que considere necesarios para cumplir con los estándares de seguridad requeridos en los plazos mencionados.

La Autoridad Regulatoria podrá requerir que se acompañe un informe técnico-económico emitido por una firma de consultores independientes de primer nivel internacional, seleccionada a satisfacción de ENARGAS.

La licenciataria estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las inversiones obligatorias especificadas en dicho programa, cualquiera sea su costo total. Si la licenciataria lleva a cabo las inversiones obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto, deberá invertir la diferencia en otras inversiones o adiciones a los activos esenciales que cuenten con la aprobación de la Autoridad Regulatoria.

En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobados por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la licenciataria a la Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

6. Mejoras y mantenimiento

- ⇒ **Argentina:** La licenciataria deberá efectuar todas las mejoras y obras adicionales a los activos esenciales en tiempo razonable, así como repararlos y mantenerlos en buenas condiciones de operación en tanto ello resulte necesario para prestar debidamente el servicio licenciado, incluyendo la reposición de aquellos activos esenciales que hayan llegado al fin de su vida útil, o que se destruyan. Estarán a cargo de la licenciataria todas las reparaciones, sean ordinarias o extraordinarias, cualquiera sea la causa que las haga necesarias.

7. Ajuste de las tarifas

⇒ **Argentina:** En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Estos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas (Art. 41 de la Ley).

Fórmula para el ajuste de las tarifas. La fórmula aplicable será:

$$T1 = T0 \times (W1/W0 - X/100 + K/100)$$

T1: Tarifas ajustadas (para todos los servicios disponibles)

To: Tarifa vigente anterior al ajuste

W1 PPI correspondiente al segundo mes anterior al inicio de cada semestre calendario.

Wo: PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la toma de posesión por parte de la licenciataria o al del último período ajustado, según corresponda.

X: Factor de eficiencia (igual a 0 para los primeros 5 años)

K: Factor de inversiones (igual a 0 para los primeros 5 años)

Indicadores de mercado internacional (PPI). En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada sobre la base de indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Este indicador es el PPI, que es el Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales (1967=100), publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos, o la agencia que lo reemplace, o si se discontinuase tal publicación, la estadística comparable de evolución de los precios industriales.

Factor de eficiencia e inversión. Los indicadores de mercado arriba señalados serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas. Los factores de eficiencia e inversión (Art. 41) serán determinados por ENARGAS después de escuchar a todos los interesados.

El primer elemento que será incluido en las fórmulas correspondientes actuará como moderador de los ajustes periódicos en el objeto de inducir una mayor eficiencia en la prestación del servicio. Este elemento tendrá un valor igual a cero durante los primeros cinco años, contados desde la fecha de comienzo de las operaciones, en consideración a los requerimientos de inversión exigidos para alcanzar niveles de servicio internacionales.

El factor eficiencia (FE) tiene como objetivo hacer que el prestador reduzca sus costos, y de esta manera reduzca también los precios finales, de manera que se beneficie el consumidor. Es por ello que en la fórmula el FE tiene signo negativo. El FE es propuesto por ENARGAS a la licenciataria y sólo se cambia cada cinco años. El FE debe estar sustentado en programas específicos de mejora de eficiencia en los que como mínimo: *i)* se establezca claramente en qué consisten los programas y cuáles son sus objetivos; *ii)* se cuantifiquen con razonable aproximación las inversiones requeridas y los ahorros de costos esperados; y *iii)* se aporten antecedentes o información suficiente que permita aplicar tales programas.

El restante elemento será de aplicación exclusivamente si ENARGAS u otra autoridad competente, con la conformidad del ENARGAS, requiriese inversiones adicionales a las inicialmente previstas en las respectivas habilitaciones y que no puedan ser recuperadas mediante las tarifas vigentes. ENARGAS, previa consulta a los interesados, fijará bajo fundamento un valor al elemento aquí mencionado, suficiente para que los prestadores obtengan ingresos (Art. 39).

El factor inversión (FI) tiene como objetivo hacer que el prestador pueda realizar las inversiones necesarias para la satisfacción de la demanda, ayudando a una más rápida recuperación de

dicha inversión, lo que implica un aumento de la tarifa. Es por ello que en la fórmula el FI tiene signo positivo. El FI deberá estar sustentado por un plan de inversiones y relevamientos que deberá presentar la licenciataria al ente con 18 meses de anticipación.

⇒ **Bolivia:** Las tarifas para el transporte de hidrocarburos y sus derivados por ductos y para la distribución de gas natural por redes deberán ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE. Las "tarifas proyectadas" que se calculan anualmente y las tarifas de largo plazo, serán revisadas cada cuatro años. Los criterios utilizados para la determinación de las tarifas de largo plazo, y los términos y condiciones contractuales que están vinculados con este concepto, podrán mantenerse por períodos de tiempo mayores a los cuatro años. Estas tarifas podrán ajustarse dentro de los 4 años como consecuencia de cualquier cambio en el régimen impositivo.

"Tarifas Proyectadas". Las "tarifas proyectadas" son calculadas anualmente sobre la base de la fórmula siguiente:

$$\text{Tarifa} = \frac{O+D+FI+(R*P*B)}{V}$$

- O: Costos de operación anuales
- D: Depreciación anual de activos fijos
- F: Costos financieros anuales de la deuda
- I: Impuestos
- R: Tasa máxima de retorno sobre el patrimonio
- P: Porcentaje del patrimonio en relación al capital total
- B: Saldo de los activos fijos totales no depreciados
- V: Volúmenes anuales transportados o contratados

Los elementos de costo indicados corresponden a los criterios señalados en el manual de cuentas contables. Cuando el concesionario tenga más de un ducto en una misma concesión, los costos sin asignación específica se apropiarán según las normas establecidas en dicho manual.

- **Tasa de depreciación.** La tasa de depreciación es de 20 años para los ductos existentes y de 25 años para los ductos nuevos. El concesionario puede solicitar variaciones, las que deberán ser revisadas y aprobadas por la Superintendencia.
- **Tasa de retorno.** La tasa de retorno difiere según se trate del período inicial de 10 años o los períodos posteriores. Para el período inicial de 10 años, el cálculo de las tarifas anuales, así como las de largo plazo, deberá considerar una tasa de retorno de 12.5%, más la tasa promedio de inflación del dólar de los últimos 4 años, establecida por el FMI, revisable cada 4 años. Terminado el período inicial, la tasa de retorno sobre el patrimonio —después de impuestos— para nuevos ductos y para ductos existentes se determinará de la siguiente manera:
 - * El retorno de los bonos de largo plazo de 10 años del Gobierno de EE.UU., empleando el promedio de los últimos 4 años; 5% para nuevas inversiones y 3% para inversiones incrementales. Sin embargo, en función de variaciones significativas del riesgo-país, las compañías podrán proponer otra metodología de cálculo.

Se considera una prima de rentabilidad sobre el patrimonio, tomando en cuenta los riesgos correspondientes a la actividad y que conjuntamente resulten en una tasa de retorno suficientemente razonable para atraer la inversión de capital en la actividad del transporte de hidrocarburos por ductos en Bolivia y países de la región.

- **Relación deuda/patrimonio.** La relación deuda/patrimonio no deberá ser mayor de:
 - * 40% para los ductos que cuentan con financiamiento garantizado por el Gobierno de Bolivia, por un gobierno extranjero o por una empresa estatal.
 - * 40% para los ductos de exportación que cuentan con contratos de transporte basados en contratos de compraventa de hidrocarburos de largo plazo (15 años o más), con compradores de alta credibilidad financiera.
 - * 40% para los ductos existentes que se usan para la exportación a Argentina o que serán usados para la futura exportación de gas natural a Brasil.

- * 50% para los ductos de exportación nuevos que no cuentan con contratos de transporte basados en contratos de compraventa de hidrocarburos de largo plazo (15 años o más), con compradores de alta credibilidad financiera.
- * 50% para los ductos cuyo destino es el mercado interno.

Cuando sucedan cambios importantes en el mercado financiero, la Superintendencia podrá considerar porcentajes de patrimonio diferentes a los señalados anteriormente.

En caso que la relación deuda/patrimonio sea mayor a los porcentajes mencionados, los concesionarios podrán realizar inversiones incrementales bajo relaciones de deuda/patrimonio menores, hasta alcanzar los porcentajes establecidos, incluyendo la posibilidad de realizar inversiones incrementales con un 100% de patrimonio.

- **Clasificación de tarifas.** Para el cálculo de las tarifas anuales se pueden considerar los siguientes tipos:

- * tarifas básicas del ducto, sin ampliaciones, extensiones o ramales
- * tarifas compartidas (*roll-in tariffs*)
- * tarifas incrementales.

Dentro de esta clasificación se pueden considerar los siguientes tipos de tarifas:

- * tarifas por "servicio firme", que es el que presta el concesionario al cargador y mediante el cual este último obtiene el derecho prioritario a un flujo diario de hidrocarburos sin interrupción hasta el volumen contratado, sujeto al contrato; y
- * tarifas por servicio "interrumpible", que es el que presta el concesionario al cargador, con la condición de que pueda ser interrumpido a discreción del concesionario y/o el cargador, sujeto al contrato.

Para los tipos de tarifas anteriores se pueden considerar las siguientes metodologías:

- * tarifas uniformes
- * tarifas binomiales
- * tarifas por distancia.

Para el cálculo del cargo por capacidad y del cargo variable, así como para el cálculo de las tarifas en base a la distancia transportada, deberán considerarse los mismos costos y la tasa de retorno utilizada en la determinación de la tarifa uniforme.

Tarifas de largo plazo. Estas tarifas se calculan por el método de flujo de caja, debiendo el solicitante presentar su flujo de caja a 20 años. La metodología para el cálculo del flujo de caja establece lo siguiente:

- * los ingresos brutos como resultado de las operaciones en base a las tarifas propuestas;
- * las inversiones que deben realizarse;
- * los costos de operación, mantenimiento y administración;
- * los costos financieros; y
- * los impuestos y tasas aplicables.

La tarifa deberá ser determinada de tal manera que la tasa de retorno sobre el patrimonio en dólares no exceda los niveles máximos establecidos conforme al Reglamento. Dicha tasa de retorno sobre el patrimonio será fijada por el total del período que comprende el flujo de caja.

A fin de que el concesionario se vea incentivado a mejorar sus operaciones reduciendo costos, cualquier superávit o déficit en los costos de operación obtenido antes de la fecha de revisión de las tarifas será de beneficio o correrá a cargo del concesionario. Estos superávit o déficit no se utilizarán en la determinación de las tarifas del siguiente período.

⇒ **Colombia**

Criterio general. Las empresas transportadoras se remunerarán mediante cargos por conexión y cargos por uso, que distinguen entre capacidad y volumen. Igualmente se establece un cargo por volumen para remuneración de los servicios de administración, compresión y medición al usuario.

El servicio de almacenamiento podrá cobrarse de forma independiente, de acuerdo con los

criterios que defina la Comisión.

Los cargos serán de conocimiento público y serán neutrales frente a los usuarios. Los cargos por el uso del sistema de transporte serán separados de los cargos que se cobren por las conexiones.

Fórmula regulatoria. En resolución aparte, la CREG definirá a medida que se vaya requiriendo la fórmula de regulación de la actividad de transporte para cada gasoducto, de manera que permita remunerar las inversiones y riesgos de la actividad. A partir del 1° de enero de 1998 estas fórmulas tendrán una vigencia de cinco años.

⇒ **Chile:** El precio es pactado libremente entre vendedores y compradores, según lo establece el Art. 5 del Protocolo N°2 del Acuerdo de Complementación Económica entre Chile y Argentina:

"Los vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compra/venta del gas, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, incluido los gasoductos correspondientes, desde los puntos de entrega a los centros de consumo".

R. CONCESIONES/LICENCIAS DE DISTRIBUCIÓN

⇒ **Argentina:** ENARGAS otorga la licencia que habilita para la prestación del servicio que se confiere en exclusividad para un área de servicio. La licenciataria explotará el servicio licenciado por cuenta y riesgo propios, no garantizando ENARGAS la rentabilidad de la explotación.

⇒ **Bolivia:** La distribución de gas natural por redes es un servicio público. Las concesiones serán otorgadas mediante licitación pública por la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE, en coordinación con los gobiernos municipales, a personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, que demuestren capacidad técnica y solvencia financiera, y que cumplan con las normas de desarrollo urbano municipal, y las normas técnicas, de seguridad y de protección del medio ambiente (Art. 41). Los titulares de concesiones para distribución de gas por redes quedan sujetos a la fiscalización de la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE y los municipios en las áreas bajo su jurisdicción.

⇒ **Chile:** Las solicitudes de concesión, provisionales y definitivas, serán presentadas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El Presidente de la República resolverá acerca de las solicitudes de concesión, previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y podrá dictar el decreto de concesión, el que será reducido a escritura pública.

⇒ **México:** Los permisos de distribución son otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estos serán otorgados para una zona geográfica, determinada considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes. Una zona geográfica corresponderá generalmente a un centro de población.

Exclusividad temporal. El primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica. Los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en la zona geográfica de que se trate. El procedimiento de licitación será iniciado por la CRE cuando a su juicio existan elementos suficientes que justifiquen la realización de un proyecto de distribución y, en su caso, la determinación de una zona geográfica. El Reglamento establece las condiciones y requisitos para llevar a cabo la licitación.

Los distribuidores estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas, a solicitud de cualquier interesado, siempre que el servicio sea económicamente viable.

Condiciones societarias. Las sociedades mercantiles titulares de permisos de distribución tendrán como objeto social principal la prestación de dicho servicio y las demás actividades relacionadas para la consecución de dicho objeto. Para estos efectos incluirán en sus estatutos sociales la obligación de tener un capital social mínimo fijo, sin derecho a retiro, equivalente a 10%

de la inversión propuesta en el proyecto.

1. Características de los contratos

⇒ **Argentina:** El contrato de distribución de gas natural se ajusta a un modelo específico establecido en el Reglamento, lo mismo que cualquier otro contrato entre la distribuidora y el cliente. Las áreas de contratación son las siguientes:

- Sector Residencial ("R"), para uso doméstico no comercial con medidor individual separado.
- Sector General Pequeño ("SG-P"), para uso no doméstico.
- Sector General Grande ("SG-G"), para uso no doméstico.
- Gran Usuario "Firme Distribución" ("FD"), para uso no doméstico. No estación de GNC. No Subdistribuidor.
- Gran Usuario "Firme Transporte" ("FT"), para uso no doméstico
- No estación de C, No Subdistribuidor, con conexión directa al sistema de transporte.
- Gran Usuario "Interrumpible Distribución" ("ID"), para uso no doméstico. No estación de GNC. No Subdistribuidor.
- Gran Usuario "Interrumpible Transporte" ("IT"), para uso no doméstico. No estación de GNC. No Subdistribuidor. Con conexión directa al Sistema de Transporte para la venta de gas por parte de la Distribuidora.
- Subdistribuidor ("SDB"), referido al servicio prestado a un cliente que opera cañerías de gas conectadas al Sistema de Distribución.
- Gas Natural Comprimido ("GNC"), referido al servicio prestado a un cliente físico o jurídico que expende gas natural comprimido para automotores y que cuenta con un medidor separado.
- Gas Propano Butano indiluido distribuido por redes ("GPI GBI"), servicio con tarifa única para todos los usuarios.

⇒ **Bolivia:** Los concesionarios de distribución de gas natural por redes tendrán el derecho exclusivo de proveer gas natural a todos los consumidores, excepto las generadoras termoeléctricas, dentro del área geográfica de su concesión, por un período máximo de tres años.

⇒ **Chile:** Las concesiones de distribución de gas podrán ser provisionales o definitivas. Cada conjunto de puntos de origen y destino solicitados para realizar distribución, o cada zona geográfica solicitada para realizar distribución de gas, darán lugar a una concesión. Si un tercero solicita una concesión de servicio público de gas en la periferia de una concesión existente —y hasta 50 km de esta periferia— en una región donde la empresa no tuviera establecido el negocio de distribución de gas, la Superintendencia notificará a la empresa para que en un plazo de 30 días declare si le interesa establecer un negocio. Si declara que le interesa, deberá proceder a cumplir con las normas vigentes. Ello no obstará para que en tal caso se otorgue a la empresa peticionaria las concesiones solicitadas en carácter de segundo concesionario.

2. Plazo de duración

⇒ **Argentina:** La licencia se otorga por un plazo de 35 años a partir de la fecha de su adjudicación. La licenciataria tendrá derecho a una única prórroga de 10 años siempre y cuando haya cumplido con las obligaciones a su cargo.

⇒ **Bolivia:** El plazo de las concesiones para la distribución del gas no podrá exceder de 40 años.

⇒ **Chile:** Las concesiones de distribución podrán ser provisionales o definitivas. Estas últimas se otorgan por tiempo indefinido. Las concesiones provisionales no constituirán un requisito previo para obtener una concesión definitiva ni obligarán a obtenerla.

3. Obligaciones de los distribuidores

⇒ **Argentina:**

Obligación básica. La licenciataria deberá prestar el servicio licenciado de acuerdo con las Obligaciones del Servicio y con las demás disposiciones generales o individuales que establezca la autoridad regulatoria para la distribución. Ésta es un servicio público que será prestado asegurando el acceso abierto, sin discriminación, a la red de distribución, sujeto a las disposiciones de la Ley, del Decreto Reglamentario de la Licencia y del Reglamento del Servicio.

Obligaciones específicas

- Recibir, transportar y vender el gas cuya distribución le sea encomendada, con el debido cuidado y diligencia, y sin demoras, salvo las excepciones, condiciones y regulaciones específicas permitidas por la normativa aplicable.
- Operar la red de distribución y prestar el servicio licenciado de la siguiente manera:
 - * En forma regular y continua, salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, o situaciones que cuenten con la conformidad de la autoridad regulatoria, y sin perjuicio del derecho de la licenciataria de suspender la prestación del servicio a los clientes en mora, de conformidad con lo previsto en el Reglamento del Servicio.
 - * En forma prudente, eficiente y diligente, y conforme a las buenas prácticas de la industria.
- Proveer lo necesario para mantener en operación permanente instalaciones adecuadas e idóneas para la distribución del gas.
- Operar y mantener la red de distribución en condiciones tales que no constituyan peligro para la seguridad de las personas y bienes de sus empleados, usuarios y del público en general.
- Establecer sistemas de control y medición adecuados, pronosticar y planificar oportunamente la reparación y mantenimiento de la red de distribución.
- Regir sus relaciones con los transportistas, los clientes y los demás distribuidores de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Servicio y los contratos de servicio.
- Cumplir con las normas sobre seguridad en el trabajo y demás disposiciones de la legislación laboral aplicable a su personal, y mantener a éste debidamente asegurado contra accidentes de trabajo. Cumplir debidamente con los contratos de servicio así como con las obligaciones que establece el Art. 88 de la Ley.
- Adecuar su accionar al objetivo de preservar y mejorar los ecosistemas involucrados en el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas nacionales, provinciales y municipales destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo aquellas que en el futuro se establezcan.
- Llevar a cabo todas las Inversiones Obligatorias y las Inversiones Obligatorias Adicionales.
- Abstenerse de realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado; proporcionar a ENARGAS la información que ésta disponga y llevar la contabilidad de acuerdo con las normas contables vigentes y las reglas que aquella establezca.
- Interrumpir el servicio a los Usuarios Directos de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento del Servicio de la Licenciataria cuando lo requiera la necesidad de mantener el suministro en los niveles normales de presión, a los Usuarios del Servicio Residencial -R, del Servicio General -P, del Servicio General -G, del Servicio a Subdistribuidores -SBD, o del Servicio a Estaciones -GNC.

⇒ **Colombia**

Obligatoriedad de atención. Sin perjuicio de las excepciones previstas para las áreas de servicio exclusivo, los comercializadores de gas combustible por redes de tubería a pequeños consumidores tendrán la obligación de atender todas las solicitudes de suministro a los consumidores residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen —siempre y cuando existan condiciones técnicas razonables dentro de un plan de expansión de costo mínimo—, de conformidad con lo

previsto en la Ley 142 y en el Código de Distribución, en los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes y en los contratos de áreas de servicio exclusivo, cuando sea el caso.

Los concesionarios, al amparo de la legislación vigente con anterioridad a la Ley 142 de 1994, están sujetos igualmente a esta norma en las áreas efectivamente atendidas.

Prácticas tarifarias restrictivas de la competencia. Quienes presten servicios públicos no podrán adoptar prácticas tarifarias restrictivas de la competencia, como las siguientes:

- Dar a los clientes de un mercado competitivo —o cuyas tarifas no estén sujetas a regulación— tarifas inferiores a los costos operacionales, especialmente cuando la misma empresa preste servicios en otros mercados en los que tiene una posición dominante, o en los que sus tarifas estén sujetas a regulación.
- Ofrecer tarifas inferiores a sus costos operacionales promedio con el ánimo de desplazar competidores, prevenir la entrada de nuevos oferentes, o ganar posición dominante ante el mercado o clientes potenciales.
- Discriminar contra clientes que posean las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, aun si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas.

⇒ **Chile:** Las concesionarias estarán obligadas a suministrar gas para luz, fuerza, calefacción o cualesquiera otros fines a quien lo solicite, dentro de las zonas de servicio de su concesión, siempre que se trate de consumo compatible con la capacidad de sus instalaciones productoras y distribuidoras. La empresa podrá exigir al interesado el valor del empalme y el costo de la rotura de pavimentos necesarios para hacer el empalme, y la obligación para la empresa de dar gas subsiste en estas condiciones, siempre que exista matriz de gas frente al predio del interesado.

En caso de negativa de la empresa, el interesado puede recurrir a la Superintendencia, la cual resolverá si la empresa debe o no instalar el servicio, de conformidad con la ley.

Los empalmes serán ejecutados por la empresa con cargo al cliente. La empresa no podrá cobrar más del 20% del costo, lo que será fiscalizado por la Superintendencia. Ésta podrá ordenar a la empresa la construcción del empalme, siempre y cuando se garantice efectivamente que el mínimo anual de consumo durante los tres primeros años cubre el valor del presupuesto de instalación.

El concesionario que proyecte modificar el tipo de gas que distribuya deberá comunicarlo a la Superintendencia, con la anticipación que ella fije, acompañando los antecedentes técnicos, planos y memoria explicativa de las obras modificatorias que sea necesario efectuar en las obras preexistentes para adecuarlas al nuevo tipo de gas, así como de las obras adicionales que al efecto se consideren.

⇒ **México:** La prestación de los servicios de distribución se sujetará a lo previsto en las directivas que expida la CRE y a las condiciones generales para la prestación del servicio, que incluyen, entre otros aspectos, las tarifas para la prestación de los servicios; los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades del servicio; los derechos y obligaciones del prestador del servicio; y el procedimiento arbitral que proponga el permisionario para la solución de controversias. Las obligaciones específicas de los permisionarios son:

- Prestar el servicio de forma eficiente y conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad.
- Dar aviso inmediato a la CRE de cualquier circunstancia que implique la modificación de las condiciones en la prestación del servicio.
- Contar con un servicio permanente de recepción de quejas y reportes de emergencia.
- Atender de inmediato los llamados de emergencia de los usuarios finales.
- Abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias.
- Responder a toda solicitud de servicio en el plazo de diez días.

4. Obligaciones del ente regulador

⇒ **Argentina**

- Permitir a la licenciataria percibir las tarifas estipuladas por Ley (Artículo IX del Decreto 2255/92)
- Facilitar, por intermedio de los órganos competentes, la prestación por la licenciataria del servicio licenciado, apoyando asimismo las gestiones que fueren necesarias ante las autoridades provinciales y municipales para que faciliten en sus respectivos territorios dicha prestación y la efectividad del uso y ocupación del dominio público que por licencia se concede a la licenciataria.
- Regular la actividad de la licenciataria a fin de asegurarle un tratamiento no injustamente discriminatorio con los demás distribuidores actuales o futuros.

⇒ **Bolivia:** La Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) será la responsable de establecer los volúmenes requeridos para satisfacer la demanda del consumo interno de gas natural y cumplir con los contratos de exportación referidos, y de conceder los permisos de exportación.

Gas reservado para el mercado interno. SIRESE determinará los volúmenes que cada productor de gas natural debe reservar para el consumo interno, desde el 1° de enero de cada año calendario (una vez cumplidos los contratos de exportación). Dicha determinación tomará en cuenta, entre otros factores, el consumo propio de los productores, los volúmenes quemados o venteados y la reinyección. También se tomará en cuenta el consumo en refinerías, el consumo en plantas de generación eléctrica o suministro de electricidad de exportación, así como el requerimiento de las compañías distribuidoras de gas natural por redes.

Previsión de suministro futuro para el mercado interno. Cada productor deberá reservar una porción de sus reservas probadas no contratadas, para asegurar el suministro del mercado interno. Con anterioridad al 1° de abril de cada año calendario, el SIRESE determinará el porcentaje, efectivo al 1° de enero de ese año, que cada productor deberá reservar de sus reservas probadas no contratadas, para garantizar el abastecimiento del mercado interno.

SIRESE deberá informar a la unidad de contratación de ese porcentaje y ésta informará públicamente a cada productor de esos porcentajes. No obstante, no se podrá obligar a un productor a alterar un contrato de suministro de gas para la exportación para atender el consumo interno.

5. Régimen de inversiones

⇒ **Argentina**

- Dentro de los 12 meses de la fecha de vigencia, la licenciataria deberá presentar a satisfacción de ENARGAS un programa detallado de inversiones y relevamientos que considere necesarios para cumplir con los estándares de seguridad requeridos en los plazos mencionados.
- La autoridad regulatoria podrá requerir que se acompañe un informe técnico-económico emitido por una firma de consultores independientes de primer nivel internacional, seleccionada a satisfacción de ENARGAS.
- La licenciataria estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las inversiones obligatorias especificadas en dicho programa, cualquiera sea su costo total.
- Si la licenciataria lleva a cabo las inversiones obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto, deberá invertir la diferencia en otras inversiones o adiciones a los activos esenciales que cuenten con la aprobación de la autoridad regulatoria.
- En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario y no existir excesos de inversión, aprobados por la autoridad regulatoria, efectuados en años anteriores, con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la licenciataria a la autoridad regulatoria en concepto de multa.

6. Mejoras y mantenimiento

⇒ **Argentina:** La licenciataria deberá efectuar todas las mejoras y obras adicionales a los activos esenciales en tiempo razonable, así como repararlos y mantenerlos en buenas condiciones de operación en tanto ello resulte necesario para prestar debidamente el servicio licenciado, incluyendo la reposición de aquellos activos esenciales que hayan llegado al fin de su vida útil, o que se destruyan.

Estarán a cargo de la licenciataria todas las reparaciones, sean ordinarias o extraordinarias, cualquiera sea la causa que las haga necesarias.

7. Fijación de tarifas

⇒ **Argentina:** En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada sobre la base de indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Estos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas (Art. 41 de la Ley).

Modalidades de ajuste

- Periódicos y de tratamiento preestablecido, que comprende ajustes por variaciones en los indicadores de mercado internacional y ajuste por variaciones en el precio del gas comprado.
- Periódicos y de tratamiento a preestablecer por la autoridad regulatoria, que comprende ajustes por revisión quinquenal de tarifas.
- No recurrentes, que incluyen ajustes basados en circunstancias objetivas y justificadas o por cambios en los impuestos.

Variación de tarifas. Una vez transcurrido el período de transición, los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1° de mayo al 30 de septiembre de cada año, y del 1° de octubre al 30 de abril de año siguiente. La licenciataria deberá llevar una contabilidad diaria separada del precio y del valor del gas comprado e incluido en sus ventas reales, y de la diferencia entre este último valor y el del gas incluido en la facturación de tales ventas reales.

Fórmula para el ajuste de las tarifas. La fórmula aplicable será:

$$T1 = T0 \times (W1/W0 - X/100 + K/100)$$

T: Tarifas ajustadas (para todos los servicios disponibles)

T0: Tarifa vigente anterior al ajuste

W1: PPI correspondiente al segundo mes anterior al inicio de cada semestre calendario

W0: PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la toma de posesión por parte de la licenciataria o al del último período ajustado, según corresponda

X: Factor de Eficiencia (igual a 0 para los primeros 5 años)

K: Factor de Inversiones (igual a 0 para los primeros 5 años)

Indicadores de mercado internacional (PPI). Durante la habilitación, las tarifas se ajustarán siguiendo una metodología elaborada sobre la base de indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Este indicador es el PPI que es el Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales (1967 = 100), publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de Estados Unidos, o la agencia que lo reemplace, o si se discontinuase tal publicación, la estadística comparable de evolución de los precios industriales.

Factor de eficiencia e inversión. Los indicadores de mercado arriba señalados serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas.

Los factores de eficiencia e inversión (Art. 41) serán determinados por ENARGAS después de escuchar a todos los interesados.

El primer elemento que será incluido en las fórmulas correspondientes actuará como moderador de los ajustes periódicos, a fin de inducir una mayor eficiencia en la prestación del servicio. Este elemento tendrá un valor igual a cero durante los primeros cinco años contados desde la fecha de comienzo de las operaciones, en consideración a los requerimientos de inversión exigidos para alcanzar niveles de servicio internacionales.

El Factor Eficiencia (FE) tiene como objetivo hacer que el prestador reduzca sus costos, y de esta manera reduzca también los precios finales, a fin de beneficiar al consumidor; es por ello que en la fórmula el FE tiene signo negativo. El FE es propuesto por ENARGAS a la licenciataria y sólo se cambia cada cinco años. El FE debe estar sustentado en programas específicos de mejora de eficiencia en donde como mínimo:

- * se identifiquen claramente en qué consisten los programas y cuáles son sus objetivos;
- * se cuantifiquen con razonable aproximación las inversiones requeridas y los ahorros de costos esperados; y
- * se aporten antecedentes o información suficiente que permita aplicar tales programas.

El elemento restante será de aplicación sólo si ENARGAS u otra autoridad competente, con la conformidad de ENARGAS, requiriese inversiones adicionales a las inicialmente previstas en las respectivas habilitaciones y que no puedan ser recuperadas mediante las tarifas vigentes.

ENARGAS, previa consulta a los interesados, fijará bajo fundamento un valor al elemento aquí mencionado, suficiente para que los prestadores obtengan ingresos (Art. 39) .

El Factor Inversión (FI) por finalidad hacer que el prestador pueda realizar las inversiones necesarias para la satisfacción de la demanda, ayudando a una más rápida recuperación de dicha inversión, lo que implica un aumento de la tarifa; es por ello que en la fórmula el FI tiene signo positivo.

El FI deberá estar sustentado por un plan de inversiones y relevamientos que deberá presentar la licenciataria al ente con dieciocho meses de anticipación.

⇒ **Bolivia**

Precios máximos iniciales para la comercialización en el mercado interno. El SIRESE fijará precios máximos para el mercado interno por un plazo inicial de cinco años para la refinación, GLP de plantas, comercialización de gas natural y derivados. Dicho plazo podrá ser prorrogado de acuerdo con el comportamiento del mercado.

Precios para los cinco años posteriores. Los precios de venta del gas natural para el mercado interno en el período posterior a los cinco años de promulgada la Ley de Hidrocarburos considerarán los siguientes aspectos:

- Los precios de venta establecidos contractualmente se mantendrán por el término establecido en los respectivos contratos.
- En los casos en que no se hayan suscrito contratos, o cuando los contratos existentes expiren dentro del período de cinco años, el precio de venta a las plantas termoeléctricas, industriales y empresas distribuidoras de gas natural por redes se calculará de la siguiente manera:
 - * se determinará el precio ponderado de venta de exportación a Argentina y Brasil, puesto en boca de pozo;
 - * al monto anterior se sumará la tarifa de transporte del gas natural para el consumo interno;
 - * el valor anterior se multiplicará por el factor 1.1494 y el resultado será el precio de venta en el punto de entrega en el mercado interno para los productores y cargadores.

⇒ **Colombia**

Tarifas para pequeños consumidores. Sin perjuicio de las excepciones previstas para las áreas de servicio exclusivo, el servicio de distribución de gas será regulado mediante dos componentes:

- *Cargo de la red.* Incorpora todos los costos y gastos asociados al uso de las redes de distribución de gas domiciliario. Incluye los costos de atención al usuario, costos de inversión,

costos de operación y mantenimiento. Debe incluir, adicionalmente, la rentabilidad de la inversión.

- *Cargo de conexión.* Cubre los costos involucrados en la acometida y el medidor. Podrá incluir, de autorizarlo la CREG, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución. El cargo por conexión será cobrado por una sola vez y será financiado obligatoriamente a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, en plazos no inferiores a 3 años, pudiéndose otorgar también financiación a los demás usuarios.

Sin perjuicio de las excepciones previstas para áreas de servicio exclusivo, la Comisión definirá la fórmula de regulación (fórmula tarifaria general) de la actividad de distribución, la cual tendrá una vigencia de cinco años a partir del 2 de noviembre de 1995, según lo dispuesto en la resolución 039 de 1995, y permitirá remunerar las inversiones y riesgos de la actividad.

Obligación de comprar gas en las mejores condiciones. Los comercializadores de gas combustible por redes de tubería a pequeños consumidores, deben comprarlo utilizando modalidades previstas en la Ley o, en todo caso, haciendo uso de reglas que aseguren procedimientos abiertos, igualdad de condiciones entre los proponentes y su libre concurrencia, teniendo en cuenta las fuentes disponibles y la oferta de cualquier productor o comercializador. Para ello solicitarán y darán oportunidad a los productores y comercializadores para que presenten sus propuestas de venta, las cuales serán evaluadas sobre la base de factores de precio y condiciones de suministro.

Las empresas distribuidoras deberán realizar todas las compras de gas destinadas a cubrir la demanda del mercado regulado, mediante convocatorias públicas que aseguren la libre competencia de los oferentes. Todo comercializador que suministre el servicio de distribución de gas combustible a pequeños consumidores, deberá tener contratos escritos de suministro y de transporte sobre el gas destinado a atender la demanda del mercado regulado.

Para estimular la concurrencia entre productores o comercializadores, los esquemas de solicitud utilizados para atender la demanda de cada empresa deben permitir la oferta de suministros parciales por distintos productores o comercializadores. Esta obligación también se aplicará cuando la empresa comercializadora modifique los contratos existentes, si se modifica también el precio efectivo previsto en esos contratos. Los comercializadores que actualmente presten este servicio deben tener suscritos tales contratos antes del 31 de diciembre de 1996, fecha en la cual los remitirán a la CREG para efectos de su ejercicio regulatorio.

⇒ **Chile**

Regla general. Las tarifas son libres. Las empresas fijarán los precios o tarifas del suministro de gas y de los servicios afines a que correspondan. El esquema tarifario que establezca libremente cada empresa de servicio público de distribución deberá determinar sectores de distribución en los cuales los precios de venta a consumidores con consumo de similares características sean los mismos, de tal forma que no se produzca discriminación entre ellos.

El valor del gas que los distribuidores incluyan en los costos de explotación deberá calcularse entre el (los) puntos de conexión entre las instalaciones de producción o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión. El precio para valorizar el gas en cada punto de conexión corresponderá al mejor precio de compra en el punto por parte de la empresa distribuidora.

De no existir un precio de compra, el precio para valorizar el gas será el que la concesionaria determine para dicho punto, el que no podrá diferir en más de 10% del precio promedio anual de venta a los cinco mayores clientes industriales existentes en el entorno del punto de conexión. Para estos efectos el precio de venta de cada cliente deberá ajustarse por el costo estimado de transportar el gas entre el punto de conexión y el lugar adonde lleguen las instalaciones de propiedad del cliente.

Tarifas a pequeños consumidores. Las tarifas a los clientes que consuman individualmente menos de 100 Gigajoule podrán ser fijadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, a pedido de la Comisión Resolutiva, creada por el DL 211 de 1973, si se demuestra que el sistema tarifario permite obtener ingresos de explotación que otorguen una tasa de rentabilidad económica superior en 5% a la tasa de costo anual de capital.

Dicha tarifa será establecida por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción quien deberá considerar el riesgo de las actividades propias de las empresas concesionarias, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al 6%.

Cuando las condiciones o regulaciones del mercado sean suficientes para asegurar un régimen de libre competencia, esta fijación de tarifas quedará sin efecto. Si la empresa concesionaria considera que las tarifas fijadas lesionan sus derechos, podrá recurrir ante la justicia ordinaria.

⇒ **México:** El precio de venta que los distribuidores cobren a los usuarios finales estará determinado por el precio de adquisición del gas (primera mano); la tarifa de transporte; la tarifa de almacenamiento; y la tarifa de distribución.

Se podrán cobrar precios distintos, siempre y cuando no se incurra en prácticas indebidamente discriminatorias. Dicho precio no podrá ser inferior al costo variable de proveer el servicio, determinado conforme a las directivas de la CRE.

Los distribuidores podrán trasladar a sus usuarios finales las variaciones que sufra el precio de adquisición del gas y las tarifas de transporte y almacenamiento, según lo establecido en las condiciones generales para la prestación del servicio.

La CRE elaborará la metodología que deberán utilizar los distribuidores para el cálculo de sus precios de adquisición de gas y la forma de trasladarlos a sus usuarios finales.

8. Abastecimiento de los grandes consumidores

⇒ **Argentina:** El estudio de factibilidad de nuevas formas, creadas a partir de los lineamientos básicos establecidos por la Ley y las licencias respectivas, ha permitido a los grandes usuarios establecer relaciones contractuales con los productores a partir de una vinculación contractual libremente pactada. En la determinación de los precios finales los grandes usuarios han aprovechado integralmente las posibilidades que ofrece el sistema, basándose fundamentalmente en tres aspectos:

- El *by-pass comercial*, por el que los grandes usuarios convienen primero el precio del gas con el productor, y las tarifas de peaje con el transportista y el distribuidor que atiende su zona — por separado—, o simplemente acuerdan con el distribuidor la tarifa que incluye el transporte y la distribución.
- El *by-pass físico*, por el que los grandes usuarios evitan pagar servicios al distribuidor de su zona, ya que una vez negociado el precio del gas con el productor, se conectan directamente con el gasoducto troncal del transportista.
- *Provisión de gas por el distribuidor*, mediante la cual los grandes usuarios optan por pagar la tarifa global correspondiente, que incluye el valor del precio del gas.

⇒ **Chile:** En cualquier caso existe libre negociación

⇒ **Colombia**

Libre negociación de tarifas. Los grandes consumidores de gas natural podrán negociar libremente sus contratos y precios de suministro y transporte con un productor, comercializador, transportador o distribuidor, pagando los cargos pertinentes al dueño de las redes, si fuere el caso.

Distribución a grandes consumidores. La distribución de gas a los grandes consumidores podrá adoptar las siguientes modalidades:

- *Entrega de gas en las redes del distribuidor.* La venta del gas combustible será libremente pactada entre las partes sobre la base de los costos, el cargo por transporte a que haya lugar, el cargo por conexión y el cargo de la red de distribución.
- *Transporte por las redes del distribuidor.* Cuando el gran consumidor utilice el sistema de redes del distribuidor para transportar el gas adquirido a otra empresa, pagará los cargos por conexión y de la red de distribución.
- *Paquetes de servicios.* El distribuidor podrá ofrecer paquetes de servicio al gran consumidor en las mismas condiciones competitivas que puedan ofrecerle otros comercializadores. Los

cargos serán de conocimiento público, reflejarán los costos y la remuneración al capital y serán neutrales frente a los usuarios. Los cargos por el uso del sistema de distribución serán separados de los cargos que se cobren por las conexiones.

⇒ **México:** Las tarifas pueden negociarse libremente pero deben guardar correspondencia de la Comisión Reguladora de Energía y ser aprobadas por el Comité de Precios.

BIBLIOGRAFÍA

1. Publicaciones oficiales

Argentina

Ente Nacional Regulador del Gas, *Informe ENARGAS 1994*, Buenos Aires.

Ente Nacional Regulador del Gas, *Marco Regulatorio de la Industria del Gas, 1994*, Buenos Aires.

Bolivia

Gaceta Oficial de Bolivia, *Ley 1600 del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)*, del 28 de octubre de 1994, La Paz.

Gaceta Oficial de Bolivia, *Ley 1689 de Hidrocarburos*, del 30 de abril de 1996, La Paz.

Gaceta Oficial de Bolivia, *Decreto Supremo 24398 Reglamento del Transporte de Hidrocarburos por Ductos*, del 31 de octubre de 1996, La Paz.

Gaceta Oficial de Bolivia, *Decreto Supremo 24399 Reglamento de Comercialización de Gas*, del 31 de octubre de 1996, La Paz.

Colombia

Ministerio de Minas y Energía, *Ley 142 Régimen de servicios públicos domiciliarios y otras disposiciones*, del 11 de julio de 1994, Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución sobre el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias*. Bogotá, agosto de 1996.

Chile

Ministerio del Interior, *DFL 323 del 30 de mayo de 1931 y sus modificatorias*. Santiago.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, *Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el Transporte de Gas*, Santiago, mayo de 1995.

República de Chile, *Protocolo # 2 del Acuerdo de Complementación Económica entre los Gobiernos de Chile y Argentina: Normas que regulan la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas Natural entre la República de Chile y la República Argentina (Cuenca Neuquina)*, Santiago, 2 de agosto de 1991.

República de Chile, *Protocolo Modificadorio del Acuerdo de Complementación suscrito en 1991 entre la República de Argentina y la República de Chile*, Santiago, 1994.

México

República de México, *Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional*, México, 11 de mayo de 1995.

Secretaría de Energía, *Reglamento de Gas Natural*, México, 8 de noviembre de 1995.

2. Agencia Internacional de Energía, París

Natural Gas Transportation, 1994.

The IEA Natural Gas Security Study, 1995.

The role of IEA Governments in Energy, 1996.

Energy Policies of France, 1996.

World Energy Outlook, 1996.

3. Otros

Campodónico, Humberto, *El ajuste petrolero: Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000*, Ediciones DESCO, Lima, 1996.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), *Cambios en el régimen de*

- contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa*, Informe elaborado por el consultor Humberto Campodónico, División de Medio Ambiente y Desarrollo (LC/R.1626), Santiago de Chile, marzo de 1996.
- *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*, Informe elaborado por el Consultor Humberto Campodónico, División de Medio Ambiente y Desarrollo (LC/R.1628), Santiago de Chile, marzo de 1996.
- *Las reformas energéticas en América Latina*, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte, Serie Medio Ambiente y Desarrollo No. 1. División de Medio Ambiente y Desarrollo.
- Kurtz, David, *Natural Gas in Latin America: Development and Privatization*, Financial Times Energy Publishing, Londres, 1997.
- Latin Finance, *Oil and Gas in Latin America 1995*, Suplemento especial de Latin Finance, septiembre de 1995, Department of Energy (1995): International Energy Outlook, Washington, D.C., Estados Unidos.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), *Alternativas de integración en el mercado latinoamericano y caribeño del gas natural, Estudios de casos*", noviembre de 1996.
- *Sistema de Información Económica Energética*, 1996.
- *Alternativas de integración en el mercado latinoamericano y caribeño del gas natural: El caso de México*, noviembre de 1996.

Anexo
**LA INTERVENCIÓN DEL ESTADO Y LA REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA
ENERGÉTICA DE REDES EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS²¹**

Los gobiernos de los países de la OCDE intervienen en el sector energético por distintas razones y en una amplia variedad de modalidades. Algunas instancias y tipos de intervención están diseñadas explícitamente para apoyar metas de política energética y son específicas para las industrias productoras u ofertantes de energía o para el uso de energía. Otras acciones, diseñadas para apoyar objetivos económicos, políticos y sociales más amplios, también afectan la oferta y el uso de energía dentro de un campo más amplio de bienes y servicios. En la práctica, debido a que la energía es un insumo esencial para la mayoría de las actividades económicas y humanas, casi todas las acciones gubernamentales tienen alguna relación con la oferta y demanda de energía.

Todos los países de la OCDE tienen economías de mercado y sus gobiernos reconocen que la mejor manera de lograr la eficiencia económica radica en que las fuerzas del mercado determinen el nivel y el patrón de producción, oferta y uso de la energía. Todos los gobiernos, sin embargo, intervienen en los mercados en mayor o menor grado. Las consideraciones para la intervención gubernamental se basan en parte en argumentos teóricos relacionados con la provisión de bienes públicos. Los mercados, dejados a su propia suerte, pueden no proveer seguridad en la oferta, la protección del medio ambiente, la investigación y desarrollo adecuados en el largo plazo y otros resultados económica y socialmente deseables. La intervención del gobierno para asegurar un sistema energético económicamente eficiente también puede ser justificada debido a la existencia de monopolios naturales, la escala requerida para la infraestructura energética, la existencia de barreras de entrada al mercado u otras fallas.

El desafío para los *policy-makers* radica en lograr un balance entre la confianza en los mercados libres, abiertos y competitivos y una acción costo/efectiva que asegure que se están cumpliendo las tres E's: eficiencia económica, eficiencia energética y eficiencia ambiental.

El balance que se busca trata de reflejar el perfil singular de la energía y las circunstancias de cada país. Los gobiernos de la OCDE tratan de lograrlo estableciendo regímenes regulatorios, fiscales y comerciales dentro de los cuales las decisiones que toman las compañías y los individuos, en respuesta a las fuerzas del mercado, deben alcanzar resultados consistentes con los objetivos de las políticas nacionales.

A. MOTIVACIONES DE LA INTERVENCIÓN GUBERNAMENTAL

La manera y la amplitud con la que los gobiernos de los países de la OCDE intervienen en el sector energético ha variado fundamentalmente en las últimas dos décadas. Desde principios de los setenta hasta el inicio de los ochenta, la mayoría de los gobiernos tuvo gran interés en el sector energético, motivado por los *shocks* petroleros de 1973-1974 y 1979-1980, así como por consideraciones de seguridad energética. Se hizo imperativa la necesidad de reducir la dependencia del petróleo importado para evitar que se repita una situación en la que los altos precios de la energía o la escasez física de energía fueran un obstáculo al crecimiento económico. La creación de la Agencia Internacional de Energía (AIE), a fines de 1974, fue consecuencia de estas preocupaciones.

La presión para una mayor intervención gubernamental desencadenó un conjunto de medidas que frecuentemente derivaron en un mayor dirigismo, caracterizado por el diseño de objetivos cuantificados y detallados para el sector energético, así como otros incentivos financieros, incluyendo apoyo para megaproyectos, controles de precios, acuerdos gobierno a gobierno para la compra de petróleo y otras barreras al libre comercio. Estas políticas altamente intervencionistas reflejaban tanto

²¹ La información de este capítulo proviene de los siguientes trabajos de la Asociación Internacional de Energía de la OCDE: *Natural Gas Transportation*, París, 1994 y *The role of IEA Governments in Energy*, París, 1996.

las necesidades de la situación energética, tal como la apreciaban los gobiernos, como el clima general favorable a un mayor involucramiento gubernamental en la economía.

En los últimos años, en particular desde mediados de los ochenta, ha disminuido el intervencionismo y el dirigismo en los mercados energéticos y en otros sectores de la economía como reflejo, tanto de una situación energética más estable, como del profundo viraje en las conductas gubernamentales hacia la política económica. La planificación energética y el estricto control gubernamental para alcanzar una mayor seguridad energética han sido dejados de lado en gran medida, mientras en algunos países de la AIE se ha impulsado la privatización de la industria energética: Canadá (petróleo), Francia (petróleo), Finlandia (petróleo), Italia (petróleo, electricidad y gas natural), Reino Unido (petróleo, gas natural, electricidad y carbón) y Estados Unidos (electricidad y enriquecimiento de uranio).

Un buen número de países de la AIE ha emprendido también la reestructuración de las industrias de "redes" (gas natural y electricidad), suprimiendo los monopolios y promoviendo la competencia, todo ello combinado con la remoción y/o reforma de los enfoques regulatorios dirigidos a proveer incentivos en busca de una mayor eficiencia. Estos cambios están avanzando más rápidamente en Australia, Noruega, Nueva Zelandia, Reino Unido y Estados Unidos; varios países europeos y Japón están preparando o comenzando a implementar estas reformas.

La readequación de los enfoques sobre el rol del gobierno en el sector energético no ha llevado, sin embargo, a ningún país de la AIE a tratar la energía como si ésta fuera un bien más. Persisten algunos controles específicos al sector energético, comúnmente justificados por preocupaciones relacionadas con la seguridad nacional, empleo o seguridad energética. En forma creciente la preocupación por la preservación del medio ambiente está dando lugar a un renovado interés público, aunque no de una manera tan directa como en el pasado, a la vez que proveen una justificación para la permanencia de la intervención gubernamental en el sector energético.

Las metas comunes, acordadas por los ministros de los países de la AIE en 1993 como las bases fundacionales de la política energética de la década del noventa, confirman el viraje radical con respecto a los setenta. La energía ya no es vista como un fin en sí misma sino, más bien, como un factor que contribuye al desarrollo económico, y en general, al bienestar social. Esto se refleja en el énfasis puesto en la autosuficiencia energética, la reducción de costos de la oferta energética más bajos y la protección del medio ambiente. Si bien la existencia de mercados libres y abiertos es un eje fundamental de la nueva política energética, la seguridad energética tiene una ponderación significativa. Se otorga especial importancia a la remoción de las barreras existentes en los mercados energéticos y a la formación de precios sin distorsiones así como a la necesidad de aliviar los efectos ambientales de la oferta y uso de energía, debiendo destacarse además el apoyo a las actividades de investigación y desarrollo y el creciente interés en las energías alternativas.

Las industrias basadas en redes (electricidad, gas natural y calefacción urbana), que tienen características monopólicas en algunas operaciones, son objeto de una fuerte intervención pública. En el caso de los países que tienen reservas propias de petróleo y gas, los gobiernos están preocupados de asegurar el desarrollo de acuerdo con los intereses nacionales y obtener una parte importante de la renta económica proveniente de la producción.

⇒ **Instrumentos de política energética:** Existe una amplia gama de instrumentos de política energética que los gobiernos de los países de la OCDE emplean para conseguir sus metas energéticas. Entre éstos merecen destacarse los instrumentos económicos y fiscales; comerciales; de administración, gerencia y propiedad gubernamental; de regulación; y de investigación y desarrollo.

Considerando los fines de este trabajo, se pondrá énfasis sólo en los instrumentos vinculados a la regulación energética. El ámbito de la regulación cubre una amplia variedad de formas de intervención gubernamental, tales como: controles de precios, competencia y acceso a las reglas del mercado, obligaciones del servicio público, monopolios y otros derechos especiales, así como regulaciones ambientales y técnicas, como calidad de los productos y servicios energéticos y estándares mínimos de comportamiento.

El grado y tipo de regulación varía según la fuente energética. El mercado petrolero es quizá el menos regulado de los mercados energéticos. Quedan pocos controles de precios en los casos del petróleo crudo o productos refinados. En la mayoría de los países de la AIE el *downstream* petrolero opera dentro de un mercado competitivo, existiendo gran cantidad de mayoristas y minoristas. El grado y forma de regulación de los mercados de carbón varía según los países de la AIE. Existen pocos controles, aparte de las regulaciones ambientales, de seguridad y técnicas en países como Australia y Estados Unidos mientras que otros países, como Alemania, España y Japón, mantienen controles sobre los precios, compras de producción nacional por parte de los servicios públicos y garantía de mercados.

Los mercados de electricidad, energía nuclear y gas natural son generalmente los más regulados debido a las características de monopolio natural de las actividades de transporte y distribución y a los requerimientos de seguridad en el caso de la industria nuclear.

La mayor parte de gobiernos de la AIE otorga derechos de monopolio y otros derechos especiales a las compañías de electricidad y de gas natural en el contexto de las obligaciones del servicio público. El grado y forma de regulación varía considerablemente dependiendo de quien sea el dueño de la empresa; de las fuentes de generación de energía; de las tradiciones administrativas del país y de consideraciones políticas.

⇒ **Intervención en la oferta y renta energéticas:** En los casos de las industrias de petróleo y gas la mayoría de los países productores regulan la producción para asegurar que los yacimientos sean desarrollados de una manera consistente con los intereses de largo plazo de la nación, en lugar de los intereses de corto plazo del concesionario, quien puede verse tentado a maximizar el flujo inicial de producción perjudicando la producción total del yacimiento, cuando la tasa interna de retorno deseada es superior a la que negocia el gobierno. Los gobiernos tienen poder para controlar los niveles de producción debido a razones económicas, y también técnicas, aunque éstas no son de uso frecuente.

Por otro lado, existen requerimientos para que el petróleo y el gas natural producidos fuera del país sean transportados al país de origen de los inversionistas, a menos que se establezca lo contrario. Estos requerimientos, que pueden significar costos adicionales para los productores, se justifican por razones de seguridad energética.

Respecto de la renta, todos los países de la AIE tienen regímenes impositivos especiales. Los cambios en los costos de producción y en los precios internacionales del petróleo y el gas natural hacen variar la renta económica a través del tiempo. Por ello, los regímenes impositivos deben poder adaptarse fácilmente a circunstancias cambiantes. Todos los países tratan de flexibilizar el régimen, a fin de asegurar el desarrollo de los recursos al mismo tiempo que se captura una porción apropiada de la renta.

Las lecciones más importantes de la experiencia de los países de la AIE orientan sobre la necesidad de contar con un régimen regulatorio flexible que se adapte a las circunstancias cambiantes y con el mantenimiento de un *staff* de expertos que sea capaz de preservar los intereses de sus gobiernos en la negociación con compañías internacionales.

⇒ **Intervención en la industria de redes:** La extensión y forma de intervención de los gobiernos en el sector *downstream* (transporte y distribución) del sector del gas natural y la electricidad están determinadas, en primera instancia, por los patrones de propiedad y estructura de la industria, los que tienen variaciones significativas en los países de la AIE. En varios países, incluyendo Australia, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, España, Italia, Reino Unido y Estados Unidos, las industrias de gas natural y electricidad están atravesando grandes cambios en términos de propiedad, estructura y/o regulación.

La mayoría de los países tienen al menos alguna empresa pública de electricidad y gas natural. La propiedad estatal es mayor en Europa. En Francia e Italia ambos sectores están dominados por monopolios nacionales integrados. Los patrones de propiedad en otros países europeos tienden a ser más complejos, involucrando una mezcla de empresas privadas, estatales y municipales

Asimismo, la organización y estructura de la industria también varía considerablemente según el grado de integración vertical, integración horizontal y de competencia.

⇒ **Modalidades de regulación:** La manera como se administran, en los países de la OCDE, los monopolios de electricidad y gas natural difieren según se encuentren en manos del sector público o privado. Los gobiernos ejercen una influencia directa en las empresas estatales en la medida que los gobiernos nombran a los directores y controlan las fuentes de financiamiento de las empresas.

Las compañías francesas de electricidad y gas natural (EdF y GdF, respectivamente) tienen acuerdos de desempeño con el gobierno, sobre la base de planes de largo plazo que establecen los objetivos estratégicos, las políticas, las metas financieras y el apoyo que pueden esperar de las autoridades gubernamentales para su consecución. En otros casos países, el control e influencia suelen ser menos transparentes y formales. Los gobiernos pueden intervenir en las operaciones de las empresas estatales según los imperativos políticos. En ambos casos, generalmente los precios son controlados de manera directa a través de comités.

Las industrias de gas natural y electricidad pertenecientes al sector privado están sujetas a un régimen regulatorio que puede adoptar como la clásica modalidad de regulación externa a través de entes reguladores ad-hoc o una forma más bien *light*.

En la regulación externa, los entes reguladores que disfrutan de grados importantes de autonomía, como en el Reino Unido y Estados Unidos que tienen entes nacionales y estatales, los regímenes regulatorios buscan proteger los intereses de los consumidores en un sentido amplio, que incluye la promoción de la competencia y la consecución de objetivos de eficiencia en la industria.

La regulación *light* se basa en una relación de cooperación entre las empresas y el gobierno nacional —ya sea que éste tenga poderes estatutarios de regulación o no— y con los gobiernos municipales que son servidos por las redes de distribución. En este caso, los objetivos principales de la intervención y las acciones regulatorias sobre las industrias de gas y electricidad tienen relación con la protección de los intereses de los consumidores, la seguridad energética, la protección del medio ambiente y la provisión de nuevas instalaciones.

⇒ **Protección de los intereses de los consumidores:** En la mayoría de los países de la OCDE, los gobiernos protegen a los consumidores frente a posibles abusos de posiciones monopólicas de las empresas de electricidad y de gas natural. Se trata también, de proteger a los pequeños consumidores frente a la aplicación de eventuales subsidios cruzados en favor de los grandes consumidores, que pueden tener la opción de escoger sus propios proveedores. En algunos países, las preocupaciones gubernamentales llegan hasta el control de los precios que se cobran a los grandes consumidores, entre otras razones, para asegurar que no están recibiendo subsidios cruzados. La Comisión Europea, por ejemplo, ha adoptado directivas que obligan a las autoridades nacionales a remitir información relacionada con los precios que se cobran a los grandes consumidores de gas y electricidad.

En algunos casos, los gobiernos controlan los precios para promover ciertos objetivos no necesariamente vinculados a las políticas energéticas, como es el caso de la reducción del costo de abastecimiento a los hogares de bajos ingresos o pequeños consumidores. En Bélgica, por ejemplo, existen tarifas sociales para electricidad y gas, lo mismo que en Italia. Sin embargo, la tendencia europea es a eliminar los subsidios cruzados.

Los gobiernos buscan también la continuidad e igualdad de condiciones en la prestación del servicio para todos los consumidores residenciales, así como la garantía o seguridad del servicio para los pequeños consumidores que no están equipados para enfrentar interrupciones potenciales de la oferta energética.

La regulación y vigilancia del interés de los consumidores es un punto central dentro de los acuerdos institucionales entre los gobiernos y las empresas, pero se apoya también en dispositivos generales que legislan sobre el abuso de posiciones monopólicas —como en Alemania respecto del gas natural—, existiendo algunos casos en que las intervienen los gobiernos locales, como en Suiza.

Las autoridades regulatorias aplican precios topes (*price cap* en el Reino Unido) o mecanismos basados en límites a las tasas internas de retorno (Estados Unidos). En la práctica, no obstante, los reguladores de Reino Unido, al determinar qué proporción del aumento de los costos

debe ser transferida a los consumidores —normalmente la que está ligada al insumo energético— toman posición también sobre el nivel de la tasa de retorno apropiada, en el caso de las empresas de servicio público; lo que revela una cierta similitud en los enfoques regulatorios.

De otro lado, es interesante mencionar que en Austria y Suiza los accionistas de las empresas —gobierno, inversionistas privados y sindicatos— participan en las comisiones de regulación de precios.

⇒ **Desarrollos recientes:** En los últimos años, las industrias de electricidad y de gas natural han experimentado profundos cambios —en el marco de un proceso que aún continúa— en su estructura y propiedad, así como en las formas de regulación. Dichos cambios implican, por un lado, el alejamiento del concepto de *utilities* integradas —que abarca la producción, transmisión y distribución— y, de otro, la introducción de la competencia en los respectivos mercados.

Los dos elementos claves de esta tendencia son la desintegración de las actividades de producción, transmisión y distribución local en unidades de negocios dentro de una misma empresa o en varias empresas, y la provisión de derechos de acceso a terceros en las redes de transporte y distribución.

La liberalización del mercado de gas natural ha avanzado más en Estados Unidos, donde desde la década de los ochenta se introdujo la competencia, mediante la desregulación de los precios en boca de pozo y la reestructuración de la industria interestatal de ductos de gas natural, lo que incluye el acceso obligatorio de terceros (*Mandatory Third Party Access*). En Europa Occidental, la desregulación y la introducción de la competencia avanza a ritmo más lento. El único país que ha tomado decisiones para favorecer la competencia es el Reino Unido.

Es todavía muy pronto para juzgar el éxito de estos cambios. No obstante, se pueden sacar algunas lecciones de la experiencia de los países de la OCDE, que podrían servir de base para orientar los marcos regulatorios de los países de América Latina y el Caribe.

La forma y cobertura del régimen regulatorio a definir es muy importante para la determinación de la configuración futura de la industria de gas natural. La experiencia indica que cualquiera que sea la forma de propiedad de las empresas, se debería dejar que éstas operen sobre una base comercial independiente. Los sistemas basados en la propiedad pública de las empresas pueden funcionar de manera eficiente, siempre y cuando la interferencia gubernamental en la gestión de las empresas no perturbe los objetivos de eficiencia, debiendo circunscribirse a un mínimo indispensable.

Dentro de mercados competitivos los inversionistas adoptarán sus decisiones en función de las tasas de retorno que guardan relación con el comportamiento medio de la industria a nivel internacional. De allí que cualquier intervención gubernamental en la fijación de los precios del gas natural no debería olvidar el denominado criterio *cost-related*, que es un requisito fundamental para el buen funcionamiento de los mercados. Por otro lado, la experiencia indica que la introducción de la competencia tiende a reducir la viabilidad de aplicar subsidios genéricos y/o cruzados así como otras acciones que pudieran derivar en distorsiones del mercado.

B. LA REGULACIÓN DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Para comprender el funcionamiento de los mercados de gas natural se requiere conocer la actividad del transporte, ya que ésta determina, en gran medida, las características del mercado. La actividad gasífera en el *upstream* es bastante similar a la que se da en la industria petrolera, puesto que generalmente la exploración y producción de ambos hidrocarburos se desarrolla conjuntamente; a lo que debe agregarse el hecho que éstos compiten y son sustitutos, en buena parte, en su uso final.

Sin embargo, dichos hidrocarburos difieren en un aspecto sustantivo cual es el volumen. El gas natural tiene un volumen mil veces superior al petróleo para un mismo contenido energético. Además, su forma gaseosa implica un conjunto de requerimientos físicos que deben ser tomados en cuenta por la infraestructura energética. Las características del transporte de gas natural —altos costos de inversión, un alto grado de inflexibilidad y significativas economías de escala— crean una dinámica

de mercado distinta a la del petróleo, lo que determina la configuración de una historia institucional distinta.

El costo de transporte del gas natural por unidad de energía por kilómetro es superior —en muchos casos— en más de diez veces al costo equivalente del petróleo. Es por eso que el factor transporte tiene una importancia significativa en el mercado del gas natural. Asimismo, la transmisión y distribución de gas natural se caracterizan por requerir de economías de escala superiores a las que exige el petróleo, lo que induce al establecimiento de monopolios locales y nacionales o a la formación de estructuras de mercado de dimensiones regionales.

⇒ **Importancia de los costos de transporte:** Según estudios realizados por la AIE, el costo de transporte del gas natural representa una porción significativa del precio final de venta al consumidor. Así, por ejemplo, el costo de la transmisión y distribución de gas natural en Estados Unidos representa el 60% del precio final de venta al consumidor, mientras que el costo de producción representa el 40% restante. En Francia, el costo total de transporte representa el 53% del precio final, recayendo el 47% restante en el precio de compra a terceros países, proporcionalidad que sería mayor aún si se agregan los gastos de transporte de los pozos productores a la frontera de Francia. Si se consideran estos gastos, la participación del transporte alcanza el 70% del precio final de venta al consumidor.

⇒ **Razones para regular el transporte:** El transporte de gas natural, actividad en la que tienen una importante participación las empresas privadas, está regulado en la mayoría de los países de la OCDE. Desde mediados de la década de los setenta se vienen discutiendo y poniendo en aplicación medidas tendientes a la liberalización y, por ende, a la desregulación de los mercados en las economías de dichos países, debate que ha involucrado a los mercados energéticos. Las motivaciones básicas que guían la intervención reguladora son, de un lado, que el bienestar del consumidor no puede ser maximizado en todas las circunstancias, si se deja que el mercado exprese solamente el interés por maximizar ganancias que orientan el comportamiento de las empresas privadas y, de otro, la consideración que los beneficios de dicha intervención son mayores que sus eventuales costos.

En contrapartida se sostiene que la liberalización y desregulación de los mercados asegura la asignación eficiente de recursos mediante la competencia que induce a las empresas a producir y satisfacer los requerimientos del consumidor a precios que reflejan los costos relativos de oferta. Desde esta óptica, sólo tendrán éxito aquellas empresas que minimizan costos y operan con una eficiente de *input* de factores, mientras que las que no lo hacen, o no lo pueden hacer, quebrarían, serían absorbidas o desplazadas por terceros (*takeover*).

Bajo ciertas circunstancias, sin embargo, los mercados pueden fallar o ser imperfectos. En estos casos intervienen los gobiernos a través de empresas públicas o de la regulación para intentar corregir las deficiencias del mercado. Las percepciones acerca de cuándo intervenir pueden variar con las épocas y ser afectadas por los cambios tecnológicos así como por factores políticos generales.

De manera general, se puede justificar la regulación cuando existen dos tipos de fallas del mercado: cuando no existen soluciones competitivas (monopolios naturales) y cuando éstas existen pero no son eficientes debido a externalidades o asimetría de la información. La intervención gubernamental puede ser apropiada, sea para remediar las fallas, o aceptándolas, para obtener resultados de segundo óptimo. En cualquier caso no debe olvidarse que uno de los objetivos primordiales de la regulación radica en eliminar la ineficiencia sin crear nuevas distorsiones.

Los monopolios naturales surgen cuando el objetivo de operación de óptima calidad al mínimo costo de un producto cualquiera sólo puede ser obtenido por una sola empresa por razones de economías de escala. Cuando se produce más de un bien en una sola planta, la condición para el monopolio natural es que existan economías de *scope*. En este caso, el costo de producir varios bienes conjuntamente es menor que el costo de producirlos por separado.

La competencia potencial es posible, incluso cuando existe un monopolio natural, lo que puede ocurrir cuando bajo ciertas circunstancias la amenaza de entrada al mercado de otros productores puede producir un resultado competitivo, aunque la oferta siga quedando en manos del monopolio. Este es el caso de los que se denominan los "mercados contestables" que asumen esta

característica cuando los nuevos productores potenciales no enfrentan desventajas en relación al monopolio existente, en lo que concierne a los "costos hundidos" y las escalas de producción. En dichos mercados, la regulación puede no ser necesaria debido a que las presiones competitivas de la entrada potencial de otros competidores son suficientes para producir un resultado eficiente.

El transporte de gas natural opera como un monopolio natural, por lo que generalmente las autoridades prefieren tomar medidas para evitar los eventuales abusos en que pudieran incurrir las empresas, a través de la fijación de tarifas, determinaciones sobre las condiciones del servicio y acciones para evitar eventuales riesgos de discriminación sobre los usuarios.

⇒ **Modalidades de regulación:** Dos modalidades de regulación gubernamental son relevantes en lo que concierne al transporte de gas:

- La regulación conductual, referida a los requisitos de operación (nivel del servicio, calidad, confiabilidad, seguridad, etc.) y a evitar los impactos negativos de las operaciones sobre la salud y el medio ambiente en general (contaminación).
- La regulación estructural, para definir las reglas del juego, el tipo de actores que pueden intervenir y que tienen relación con la entrada en operación de nuevos gasoductos, las formas de administración y la adjudicación de licencias para construirlos.

Los países europeos han tendido a regular directamente el transporte mediante la propiedad estatal de los gasoductos, mientras que en Estados Unidos tanto el gobierno federal y como los estatales han tratado de orientar el comportamiento de los monopolios privados regulando aspectos de su conducta.

El enfoque más común ha sido requerir a los monopolios que operen bajo ganancias razonables o no "extranormales". Bajo este enfoque, el regulador toma medidas para limitar la tasa de retorno. Al fijar límites a la tasa de ganancia, el regulador debe determinar cuál es el nivel eficiente de comportamiento de los operadores y diseñar incentivos para su obtención. Este es el caso de la regulación en los Estados Unidos, donde se pone un techo a la tasa de retorno de las compañías de distribución local de gas y para los gasoductos interestatales.

La objeción más importante a esta modalidad es que puede permitir incrementos en los costos por encima de los niveles eficientes, mismos que pueden ser trasladados a los consumidores a través de precios más altos, en ausencia de un grado significativo de intervención regulatoria.

El cambio de enfoque de la política del Reino Unido, de la propiedad estatal hacia el control de la relación ganancia/precio, es un buen ejemplo del cambio en el estilo regulatorio.

Los británicos trataron de mejorar el enfoque de Estados Unidos introduciendo lo que se ha llamado el RPI-X o "regulación price-cap". El principio subyacente es bastante simple: se fija un techo al incremento anual de los precios de la empresa, siendo este techo de X puntos porcentuales por debajo del aumento del índice de precios al consumidor. Si la compañía regulada reduce sus costos, en una proporción mayor a la calculada en el factor RPI-X, se le recompensa con mayores ganancias. Inversamente, si los costos se reducen en una proporción menor a la calculada en la fórmula, entonces la compañía pierde rentabilidad.

C. CONSIDERACIONES FINALES

Los gobiernos tienen una amplia intervención en el sector energético en todos los países de la OCDE. El grado y la profundidad de esa intervención varía según los países y las fuentes energéticas. En todos los países, sin embargo, han habido cambios significativos en los últimos diez a quince años, lo que en muchos casos ha determinado una disminución del control gubernamental o un repliegue de la intervención activa del estado en el sector energético. A inicios del decenio de los ochenta, el sector energético de la mayoría de dichos países estaba dominado por empresas estatales con precios controlados, existiendo además un fuerte apoyo a la producción doméstica de energía.

Entre el inicio de los ochenta y lo que va de esta década, se han puesto en marcha la privatización de algunas compañías estatales; la eliminación de la mayoría de los controles de precios; el libre comercio en todas las formas de energía; y se han suprimido los regímenes que

restringían la importación de derivados del petróleo, reduciéndose además, el apoyo a la producción de carbón doméstico.

Las reformas continúan y están siendo motivadas por las nuevas políticas económicas e industriales que han surgido a raíz del fracaso y/o de los altos costos de las políticas intervencionistas de los sesenta y setenta, y/o por el reconocimiento de los beneficios potenciales que se esperan de los enfoques basados en el mercado.

Dentro de este contexto es que la mayoría de los países de la OCDE han realizado esfuerzos para generar estructuras más competitivas en las industrias de gas natural y electricidad, a lo que se agrega la influencia del proceso de globalización en el diseño de las políticas energéticas, que al inducir a una mayor interdependencia, reduce la efectividad de las acciones nacionales.

La conclusión, en 1994, de la Ronda Uruguay del GATT —junto con la Agenda 21 y la Convención Climática firmada en Río en 1992— constituyen una acción colectiva mundial para mejorar y diseminar los logros de un sistema abierto de comercio internacional, y además para reducir sus impactos ambientales.

Adicionalmente, existen preocupaciones por el lado de la demanda, en la medida en que los países no miembros de la OCDE representan una porción cada vez mayor de la demanda mundial de energía, en el entendido que dicho crecimiento afectará los precios y el medio ambiente global.

Estas proyecciones destacan la importancia de la cooperación con países no miembros de la AIE para mejorar la seguridad energética, la calidad ambiental y eficiencia económica, transfiriéndoles nuevas capacidades tecnológicas y de gestión de la política energética.

La intervención gubernamental en el sector energético continuará, aunque la forma precisa de intervención y la decisión y balance de los instrumentos de política se adaptarán a las cambiantes condiciones del mercado, derivadas de los nuevos desarrollos tecnológicos, las presiones competitivas globales y los imperativos ambientales.

Las acciones de los gobiernos, sin embargo, se localizarán de manera creciente en áreas claves, que serían aquellas en que la intervención gubernamental puede contribuir a mejorar la eficiencia asignativa, destacándose entre otras las siguientes:

- Control de la explotación de los recursos naturales, en particular del petróleo y del gas natural.
- Medidas de respuesta a eventuales emergencias en la industria petrolera.
- Ajuste (*tightening*) de las regulaciones ambientales sobre la producción y uso de energía.
- Regulación de las industrias de redes con un énfasis creciente en la promoción de la competencia.
- Intervención en los contratos de gran escala para la importación de gas natural.
- Uso creciente de los impuestos como un instrumento activo de la política energética y ambiental.
- Investigación y desarrollo tecnológico.
- Demostración y despliegue de tecnologías para la eficiencia energética.
- Promoción y mayor uso de energías renovables.
- Difusión de información y mayor educación de los usuarios de energía.

Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- | N° | Título |
|----|--|
| 1 | Las reformas del sector energético en América Latina y el Caribe (LC/L.1020), abril de 1997.
E-mail: fsanchez@eclac.cl - haltomonte@eclac.cl |
| 2 | Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services (LC/L.1024), mayo de 1997.
E-mail: tlee@eclac.cl - ajouralev@eclac.cl |
| 3 | Management procedures for sustainable development (applicable to municipalities, micro-regions and river basins) (LC/L.1053), agosto de 1997.
E-mail: adourojeanni@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 4 | El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma (LC/L.1069), septiembre de 1997.
E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 5 | Litigios pesqueros en América Latina (LC/L.1094), febrero de 1998.
E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 6 | Prices, property and markets in water allocation (LC/L.1097), febrero de 1998.
E-mail: tlee@eclac.cl - ajouralev@eclac.cl |
| 7 | Sustainable development of human settlements: Achievements and challenges in housing and urban policy in Latin America and the Caribbean (LC/L.1106), marzo de 1998.
E-mail: dsimioni@eclac.cl - mkomorizono@eclac.cl |
| | Desarrollo sustentable de los asentamientos humanos: Logros y desafíos de las políticas habitacionales y urbanas de América Latina y el Caribe (LC/L.1106), en edición.
E-mail: dsimioni@eclac.cl - mkomorizono@eclac.cl |
| 8 | Hacia un cambio de los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1106), vols. I y II, en edición.
E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 9 | La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina (LC/L.1121), abril de 1998.
E-mail: fsanchez@eclac.cl |

* El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos a la División de Medio Ambiente y Desarrollo, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, o por correo electrónico a: rsalgado@eclac.cl