



LA MODERNIZACION DEL SECTOR ENERGETICO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Marco Regulatorio,

Desincorporación de

Activos y Libre Comercio

LATIN AMERICAN EN ERREGYANIZATION

OLADE Bldg., Ave. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 & Fernández Salvador, San Carlos Sector P.O. Box 17-11-6413, Quito, Ecuador Phones: 597-995/599-489, Fax: 593-2-539684 E-mail: olade1@olade.org.ec

•

ISBN:9978-70-083-8

INDICE					
Presentacióniii					
Agradecimientov					
Capítulo I					
La Modernización: Sociedad, Estado,					
Economía y Sector Energético					
1. El concepto de la modernización1					
2. Fases en el proceso de modernización4					
3. Carácter, niveles y elementos de la modernización en ALC10					
4. El macroproceso de la modernización y la funcionalidad del					
sector energía13					
5. Conflictos y simetrías entre objetivos sectoriales y macroeconómicos20					
Capítulo II					
La modernización en el sector de energía:					
Opciones teóricas y preferidas de coordinación sectorial y					
de régimen de propiedad25					
1. Modalidades de funcionamiento del sector energético26					
2. Cambios en el Régimen de Propiedad41					
3. El proceso de cambio, trayectorias y secuencias por etapas42					
Capítulo III					
Las Reformas Subsectoriales en los					
Sistemas energéticos de América Latina y el Caribe49					
A. Las reformas en el subsector eléctrico49					
1. Las nuevas formas de organización a partir de las reformas50					
2. Los marcos regulatorios58					
3. Algunas observaciones sobre el proceso de la modernización					
en el subsector eléctrico69					
B. Las reformas en el subsector petrolero71					
1. Principales características de las reformas petroleras					
2. Tendencias en las reformas empresariales y las estructuras					
de mercado: predominio estatal vs privatización83					
3. Algunas conclusiones sobre los procesos de reforma					
petrolera dentro de la región					
C. Las reformas en el subsector de gas natural94					
1. Principales características de las reformas en el					
subsector de gas natural95					

i

Organizac	ión Latinoamericana de Energía
2.	Apertura, reorganización estructural y funcionamiento del
	subsector gas natural a partir de la modernización95
3.	Mercados internacionales del gas natural
	Algunas conclusiones sobre las transformaciones en la
	industria de gas natural
D. El	carbón mineral en las transformaciones energéticas en ALC123
	Los mercados del carbón mineral
	La oferta del carbón mineral
3.	Algunas conclusiones sobre las transformaciones en
	los mercados de carbón
T 4	Capitulo IV
	tegias Empresariales
	Rasgos salientes de la nueva situación
	Las estrategias empresariales
3.	Algunas estrategias de las empresas eléctricas y
4	potenciales conflictos
	Algunas estrategias de empresas petroleras
5.	Un nuevo enfoque empresarial para el gas natural
	Capítulo V
El Ro	l del Estado en el Proceso de la
Mode	rnización del Sector Energía164
	El estado de la modernización del sector energía164
2.	El papel del Estado y de sus órganos en el proceso
	de modernización
3.	La integración energética, proceso impulsado por la
	modernización del sector energía
	Capítulo VI
Resul	tados y Efectos de la Modernización en el Sector Energía190
1.	Preguntas pertinentes y dificultades para apreciar los
	efectos de la modernización
2.	Temas relevantes y procedimiento de análisis
	Una primera aproximación



Presentación

La Secretaria Permanente de OLADE presentó en la XXVIII Reunión de Ministros de la Organización, realizada en noviembre de 1997, en Montevideo, Uruguay, el documento "Modernización del Sector Energía: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio", como un ejercicio de análisis sobre los procesos de reforma que remodelan la estructura y el funcionamiento del sector energético en América Latina y el Caribe.

Como conclusión general se puede decir que todos los países han avanzado en este proceso, de manera que el futuro perfil del sector energía en América Latina y el Caribe y las modalidades de su funcionamiento ya está siendo definido. Sin embargo, falta todavía la implementación de las reformas adoptadas o, en el caso de países que se encuentran en etapas más avanzadas de las mismas, la consolidación de las nuevas modalidades.

El resultado del trabajo está presentado en este documento que abarca varios aspectos de las reformas, con el propósito de identificar lecciones aprendidas o tareas pendientes: relación de las reformas del sector energía con las reformas macroeconómicas y estructurales; opciones principales de coordinación; estado en que se encuentran las reformas dentro de los diferentes subsectores de energía; las estrategias empresariales adoptadas como consecuencia de las reformas; el rol del Estado y algunos resultados parciales alcanzados dentro y fuera del sector.

Si bien la modernización del sector energía en América Latina y el Caribe es una realidad, se observa una gran diversidad de enfoques, de modalidades escogidas, de trayectorias recorridas, del estado de avance entre países y con respecto a los subsectores y sus eslabones.

Este documento se propone presentar una visión general de los procesos que permita la comparación sistemática y el intercambio de experiencias entre los países. Se embarca en una revisión crítica de la modernización no con el objetivo de llegar a un juicio de valor sobre el rumbo escogido por uno u otro país, sino para identificar los desafíos del presente y del futuro para los gobiernos de los Países Miembros de OLADE.

El trabajo no puede ser considerado como concluido por varias razones. La más importante de ellas es que las reformas están todavía en pleno proceso. Aparecen con frecuencia nuevos acontecimientos que constituyen partes o consecuencias de las mismas. Por ello, el documento debe ser considerado como un análisis y un diagnostico de un trabajo en progreso.

Las observaciones realizadas por la XXVIII Reunión de Ministros de OLADE, llevaron a una serie de propuestas sobre el papel y el futuro trabajo de la Organización en este tema. Además del mandato para seguir observando los procesos de reforma y perfeccionando el análisis de los mismos, se deberá incorporar los aspectos cuantitativos que permitan evaluar sus resultados y efectos, en estrecha colaboración con los Países Miembros.

Luiz A. M. da Fonseca Secretario Ejecutivo



La Secretaría Permanente de OLADE agradece el apoyo recibido del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ "Energía y Desarrollo Sustentable", que llevó a cabo el trabajo de base, el cual recibió valiosas contribuciones de consultores y colaboradores de OLADE, además de los Países Miembros del Comité de Control y Seguimiento y de aquellos que se manifestaron en forma individual.

La coordinación general del trabajo estuvo a cargo de Rafael Armando Meleán, Director de Planificación y Proyectos de OLADE. El trabajo de base realizado por el equipo del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ fue coordinado por Paul H. Suding de la GTZ y contó con la colaboración de Francisco Figueroa de la Vega de OLADE (gas natural), Hugo Altomonte de CEPAL (electricidad), Fernando Sanchez Albavera de CEPAL y Carlos Jaramillo de OLADE (petróleo) y Héctor Pistonesi del IDEE/Fundación Bariloche (carbón). En la creación y el procesamiento de la base de datos colaboraron Johnny Hernandez de OLADE y Paul H. Suding y Andreas Kern de la GTZ.

La redacción del documento estuvo a cargo de Vicente Solano, Coordinador de Proyectos OLADE y de Hector Pistonesi. Participaron, además, con comentarios y resúmenes Juan Luis Guzmán, Byron Chiliquinga, Hector Ferro, Carlos Navas, Mentor Poveda, Arnaldo Vieira de Carvalho, todos de OLADE y Fernando Cuevas de CEPAL.



Capítulo I

La Modernización: Sociedad, Estado, Economía y Sector Energético

1. El concepto de la modernización

1.1. Qué entendemos por "modernización"?

El vocablo "modernización" es frecuentemente empleado para referirse a los cambios que se han ido registrando en los sistemas económicos y sociales durante los últimos años. Sin embargo, su sentido puede resultar equívoco debido principalmente a la carga de apreciaciones valorativas que se asocian usualmente a su utilización. Es por ello que, a fin de evitar confusiones, resulta necesario realizar una caracterización general del sentido que se atribuye al concepto de modernización en el marco del presente trabajo.

La modernización es entendida aquí como un proceso de transformación estructural y funcional de un sistema socioeconómico o de sus partes, que se presenta como propuesta para un mejor cumplimiento de las aspiraciones de la sociedad y/o respuesta deliberada o condicionada a cambios en el contexto económico, tecnológico, ambiental e institucional en el plano mundial. Tales procesos de transformación han sido recurrentes en la historia de las sociedades y se presentan generalmente como consecuencia de "brotes innovativos" que introducen nuevas tecnologías y/o como respuesta a la acumulación de tensiones en la articulación y funcionamiento de diferentes subsistemas socioeconómicos. Esos procesos son particularmente intensos cuando su alcance adquiere una perspectiva global.

En ese caso, tal como ha ocurrido a lo largo de las últimas dos décadas, se trata de cambios cualitativos profundos en las diferentes dimensiones de la actividad social: político-institucional, tecnológica, organización de la producción y circulación de bienes y servicios, modalidades de financiamiento, efectos ambientales, etc.



1.2. La modernización anterior

El ciclo anterior de modernización se produjo en la inmediata postguerra y creó un modelo económico, con un rol muy activo del Estado en el plano empresarial y en la asignación de recursos, que se mantuvo por mas de treinta años. El papel que el Estado tuvo en aquel momento resultó esencial en el proceso de desarrollo de las actividades productivas y en la cobertura de las necesidades sociales. En el sector energía prevalecieron sistemas nacionalizados Es claro que aquel proceso de modernización fue concebido en condiciones distintas y en función de objetivos claramente diferentes de los que impulsan al actual proceso de transformación.

En el marco de la crisis de los 80 y dentro del cambiante contexto internacional, la estructuración de los procesos productivos y la organización institucional derivada del anterior proceso de transformación fueron insuficientes para permitir una adaptación a las nuevas condiciones. Las trabas a la evolución de organizaciones y políticas públicas, así como para la adopción de cambios tecnológicos, hicieron que se acumularan tensiones que hicieron impostergable un esfuerzo de gran intensidad para modernizar los sistemas socioeconómicos nacionales

1.3. Modernización por impulso propio o por adaptación

Los procesos de modernización, que surgen a partir de un complejo conjunto de condiciones históricas internas y externas de los países, reconocen como propulsoras a determinadas regiones del espacio socioeconómico mundial. Otras regiones responden generalmente de modo imitativo o adaptando, en forma más o menos activa, los procesos de cambio dominantes en el contexto y en función de las condiciones a las que se ven sometidas en el momento de impulsar los cambios. En realidad, para este último tipo de regiones, la implantación del proceso de modernización aparece como una condición de viabilidad en la consecución del crecimiento económico, especialmente cuando el nuevo contexto supone una fuerte interacción entre los diferentes subsistemas del espacio mundial.

De este modo, para los sistemas nacionales de las regiones adaptativas, la puesta en marcha de los procesos de transformación que les permite vincularse al nuevo contexto predominante, produce efectos positivos sobre la dinámica global de la economía y, en especial, sobre ciertos sectores de la misma. Tales procesos de ajuste implican sin embargo impactos negativos en aquellos ámbitos de la socie-



dad con menor capacidad de adaptación a las nuevas condiciones de acuerdo al esquema planteado en cada caso.

Dentro del profundo proceso de transformación que se está verificando en el plano mundial desde hace ya varios lustros. América Latina y el Caribe (ALC) encajan en el *grupo de regiones adaptativas en el proceso de modernización*. Este, se impone en un marco de crisis provocado por la pérdida de funcionalidad del esquema de desarrollo previamente dominante y está profundamente condicionado por el efecto adverso de los shocks externos y el abultado endeudamiento, que acentuó tensiones en los planos económico, social y político.

1.4. Diversidad de realización, similitud de lineamientos, factores externos y factores internos

El proceso de transformación no ha sido uniforme en los países de ALC. Las estrategias de adecuación de los sistemas nacionales han tenido características diferentes, siendo también distintas las condiciones particulares en que cada uno de ellos se inserta en ese proceso. Sin embargo, existen rasgos comunes en esa transformación adaptativa, en especial por la fuerte influencia de los organismos multilaterales de crédito que buscaban inducir un modelo especifico de reformas estructurales, a partir de la denominada crisis de la deuda externa.

Sin duda, tanto las modalidades como la velocidad del proceso con que se han realizado las reformas se ven influenciadas por un complejo conjunto de factores internos de carácter económico, social y político que han facilitado o mediatizado los mencionados procesos adaptativos.

Esto último ocurre en particular con las reformas en los sectores energéticos. En estos, se han observado modalidades y ritmos diferentes en los distintos países, presentando incluso un grado de correlatividad diverso frente a las transformaciones macroeconómicas y sociales. Entre los factores externos e internos, al igual que entre las decisiones de los actores privados y estatales, se han dado impulsos interactivos y dinamizadores.

Con la apertura comercial, los países de la región buscan su inserción en una economía globalizada. Esta decisión exige la competitividad del sistema económico, que es a su vez uno de los factores que impulsan la modernización. La competi-



tividad de un país es de tipo sistémica y no puede ser ajena a un sector fundamental como es el de la energía.

El nivel relativamente bajo de las tasas de retorno en los mercados internacionales de capital contribuyó a que, en especial los flujos de capital privado, encontraran un mayor atractivo en los mercados emergentes del mundo, entre ellos los de ALC. Este factor contribuyó a dinamizar los procesos de modernización, al entenderse estos como circunstancialmente favorecidos de ganancias mayores para actores privados intra y extrarregionales.

Otro factor externo, cuyas condiciones básicas responden a decisiones de los propios gobiernos, es la integración económica subregional. Junto a la apertura comercial la integración económica impulsó una dinámica que en ocasiones se adelantaba a la acción intergubernamental demandando de los gobiernos nuevas decisiones. Esta situación afectó también al sector energético.

2. Fases en el proceso de modernización

2.1. Distinción de fases en la descripción esquemática del proceso

Aún cuando la propia evolución económica, social y política de los sistemas nacionales supone desequilibrios permanentes, los procesos de modernización implican generalmente una ruptura que produce cambios en su estructura y funcionamiento, dando lugar a la transición hacia dinámicas y modalidades nuevas.

Las reformas no asumen características idénticas en los países de la región y su ritmo desarrollo es también distinto en cada caso. Tal diversidad es uno de los objetos de análisis de este documento. Sin embargo, las similitudes que se observan en los procesos de transformación, así como semejanzas en las condiciones previas a su inicio, permiten realizar una descripción esquemática que enmarcan conceptualmente este proceso, distinguiendo sus distintas fases y facilitando una evaluación posterior.¹

En el Cuadro I.1 se presentan esquemáticamente las diferentes fases o etapas del proceso de transformación. Es claro que el punto cero de la reforma no es coincidente en los diferentes países de la región de ALC. Algunos de ellos han realizado en diferentes momentos profundas transformaciones en el plano



Cuadro I.1: Fases de la modernización

Fases	Característica	Respuesta política	Duración
Pre-Reforma	Estancamiento y crisis económica	Ajustes convencionales	
	Inestabilidad Económica, política y social	Propuesta de reforma	1 a varios años, intentos fallidos
Reforma	Estabilización a corto plazo	Adopción de principales elementos de la reforma	1 año
Transición	Recuperación auge y mayor eficiencia productiva	Implantación y adición de reformas complementarias	1 a 5 años
	Tensión social	Preocupación por excesos y carencias	1 año
	Crisis	Correcciones	1 a 4 años
Post-Reforma	Estabilización a largo plazo	Nuevos enfoques (sustentabilidad, armonización regional, etc.)	

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo, adaptación OLADE

macroeconómico, en la organización y funcionamiento de los mercados, en el ámbito de los servicios públicos y en el rol desempeñado por el Estado en la economía. En otros casos solo se han realizado reformas parciales, de diferente profundidad, que implican generalmente ajustes en el plano macroeconómico. De cualquier modo, en su mayor parte, el inicio de las reformas se ubica en el período que se extiende desde la segunda mitad de los 80 hasta el principio de los 90.

La secuencia de fases de la modernización incluidas en el Cuadro I.1 no se produce de manera automática. Se trata más bien de una serie de eventos del tipo: ocurrencia de problemas - acciones políticas - efectos - reacciones políticas a estos efectos - nuevos efectos -...Se entiende además que las acciones y reacciones políticas no constituyen decisiones homogéneas, sino resultado de las pujas entre grupos de actores sociales. Del mismo modo, los efectos de las acciones políticas también dependen de las actitudes y expectativas de los actores que poseen mayor capacidad de maniobra dentro del sistema.

2.2. La fase pre-reforma

2.2.1. El estancamiento

Tal como se ha expresado, la fase caracterizada por el estancamiento constituye una etapa en la que se manifiesta claramente la pérdida de funcionalidad del anterior modelo de desarrollo de los países de la región al contrario con la nueva dinámica del contexto mundial.



Obviamente, la profundidad de la crisis y el estancamiento es distinta en cada país. En algunos, el modelo anterior mostró serias disfunciones que se traducenen pérdida de viabilidad, incapacidad para dar cumplimiento a sus tareas fundamentales y para encarar nuevos desafíos. En otros la subsistencia del anterior esquema de desarrollo permitió por un tiempo un moderado ritmo de crecimiento, entre otras razones por la capacidad de adaptación y el grado de flexibilidad de la organización general de cada país.

Los primeros síntomas de pérdida de funcionalidad del modelo de desarrollo basado fundamentalmente en la industrialización substitutiva de importaciones comenzaron a manifestarse en el transcurso de la segunda mitad de la década del 70, ocurrieron entonces importantes modificaciones al contexto económico mundial, como fueron la relocalización de las actividades productivas y internacionalización financiera, desatadas por la crisis de crecimiento que estaban enfrentando las economías avanzadas desde comienzos de esa década. La fuerte liquidez internacional postergó la crisis de viabilidad de aquel modelo en el área de los países en desarrollo y, particularmente, en ALC. Sin embargo, el crecimiento sostenido implicó un rápido incremento del endeudamiento externo que, ante el cambio de orientación de la política económica en los Estados Unidos y el consecuente efecto sobre la liquidez en el mercado financiero internacional desató la crisis de principios de los ochenta. Los intentos de ajustes coyunturales de tipo convencional que se ensayaron en la primera mitad de la llamada "década perdida" no fueron suficientes para estabilizar las economías de la región y retomar el crecimiento.

Es importante destacar que en las décadas previas el ritmo promedio de crecimiento económico de la región de ALC había superado el 5,3% anual.

2.2.2. La inestabilidad

El sistema entra en un período de inestabilidad como efecto de una tensión de carácter creciente entre fuerzas favorables al cambio y fuerzas de resistencia al mismo. Es la solución a ese tipo de tensión y no el grado de estancamiento en sí mismo lo que da lugar a los procesos de cambio. Dado el esfuerzo requerido para realizar los cambios, sin una clara solución de esas tensiones en favor de su ejecución, el sistema puede mantener por un tiempo el anterior esquema de desarrollo a pesar de señales claras que indican su agotamiento. En algunos países se optó por la ejecución de reformas partiendo del reconocimiento de que el nue-



vo contexto observado en el plano mundial ofrecía nuevas oportunidades, a pesar de los riesgos y sacrificios que suponían los cambios.

En la solución de las mencionadas tensiones entre grupos antagónicos pesan el grado de organización, las aspiraciones de mejoría y las experiencias anteriores. Bajo un enfoque ideal del proceso de cambio, se supone de las posiciones antagónicas y la búsqueda de consenso y participación de la mayor parte de la población, en especial, de los grupos afectados por los cambios que inevitablemente requiere la introducción de un nuevo modelo.

2.3. La reforma

2.3.1 La estabilización

Las etapas de reforma y estabilización no se alcanzan, sino cuando las fuerzas favorables al cambio logran vencer la resistencia de aquéllas que pretenden mantener el *statu-quo*.

Contrariamente a la descripción bajo esquemas ideales, en situaciones concretas los procesos de cambio asumen formas muy diferentes: el cambio radical, el cambio gradual, el cambio discontinuo o el cambio caótico:

- Un cambio radical es posible en condiciones de alta concentración de poder expresado en forma dictatorial o democrática pero siempre operando en favor del cambio. Tiene un enfoque definido desde el inicio. Ofrece seguridad para los actores, a condición de que el sistema político perciba una perspectiva de estabilidad.
- El cambio gradual requiere de procesos consensuales que hagan que las fuerzas favorables al *statu-quo* se debiliten o abandonen su resistencia. Se inicia generalmente con una distensión entre posiciones opuestas. El cambio gradual avanza de forma constante y ordenado. Puede ocurrir que no se tenga un enfoque totalmente definido desde el inicio del proceso, y que solo se conozca la dirección del mismo. En este caso funciona el principio de "prueba y error" y el resultado no es claramente previsible. Este proceso de cambio supone un cierto grado de riesgo.



 El cambio discontinuo o caótico se produce dentro de entornos conflictivos, sin apoyo mayoritario estable y con un alto grado de riesgo. Está caracterizado por intentos infructuosos de realizar las reformas. No se logra de manera coherente una estabilización..

2.2.2. La transición: recuperación, tensión y crisis

La fase de transición adopta diversas maneras. Su naturaleza depende en cierta medida de la modalidad de cambio adoptada.

Ni siquiera en el caso de una estrategia de cambio radical es usual que se introduzcan de manera simultánea todas las reformas necesarias para su ejecución, ni la aplicación de nuevas reglas se efectúa de inmediato. Siempre se evidencia la necesidad de ajustes. Especialmente, si el proceso de cambio radical ha dejado de lado los intereses de importantes segmentos de la población imponiendo grandes sacrificios en el corto plazo sin satisfacer las aspiraciones sobre el mediano plazo. A este respecto es importante remarcar que a las tensiones en el plano macroeconómico se suman las que ocurren en el terreno social.

El nuevo equilibrio se logra si una reforma radical del sistema responde apropiadamente a las aspiraciones de la mayor parte de los actores sociales. Cuando el poder político que permite el cambio radical se diluye, el nuevo sistema se pone a prueba. Si no satisface a las mayorías, puede deribar en un desequilibrio mas o menos profundo.

En el caso de cambio gradual, la fase de transición es normalmente más larga y el eventual auge asociado a ella no se produce tan rápidamente. Sin embargo, las opciones para manejar tensiones e introducir enmiendas al proceso de reforma son mucho mas amplias. Es también mayor la probabilidad de lograr una situación estable que responda a las aspiraciones de la mayoría.

La transición bajo la forma de cambio discontinuo puede prolongarse durante largo tiempo. Si deviene en caótica, resulta, además, imprevisible en su contenido. La perspectiva de encontrar un nuevo equilibrio es poco probable.

La etapa de transición en los países de la región se ha caracterizado por una *re* - *cuperación* del crecimiento económico y por sus efectos positivos sobre otros renglones económicos.² Sin embargo, puede ser erróneo deducir que la aplicación de las reformas se traduzca automáticamente en una mejora generalizada del



desempeño económico. La experiencia positiva de los primeros años de la década del 90 tuvo lugar en un contexto de liquidez internacional significativamente mayor que la registrada durante buena parte de la década anterior, cuando el factor externo se sumó como elemento explicativo de la crisis. A su vez, la adopción de las reformas estructurales generalmente fue factor condicionante de los flujos de capital hacia los diferentes países.

Mas allá del grado de causalidad entre reformas y recuperación económica, debe recordarse que las mismas han incidido de manera diversa sobre el ámbito social y sus efectos parecen sentirse más claramente en los momentos en que el crecimiento económico es insuficiente y el producto no alcanza los grupos sociales mayormente afectados por el ajuste.

Una de las experiencias más comunes en los países del área, es que el auge económico consecuencia de la reforma va seguido casi sistemáticamente por momentos de tensión y crisis. Todos los países, tanto aquellos que han avanzado en sus reformas, como los que aún experimentan etapas de inestabilidad previa a una reforma efectiva deben permanecer atentos a estos efectos de carácter decisivo para el éxito de todo esfuerzo de modernización.

El esquema descrito en el Cuadro I.1 pretende incorporar esta experiencia e indica la posibilidad de *tensiones* e incluso de *crisis*, durante la etapa de transición. También plantea interrogantes sobre el logro de una dinámica perdurable en la etapa de post-reforma.

Considerando un conjunto mas amplio de indicadores dentro de los que se incluyen el ahorro interno, la inversión o desinversión en capital natural, la inversión en capital humano, la tasa de empleo, la distribución de los frutos del crecimiento y otras variables socioeconómicas y ambientales, se podría tener mayores evidencias acerca de la naturaleza y causas de las tensiones y crisis que se observan, en algunos países luego de algunos años de reforma estructural.

2.4. La post-reforma

Son aún pocos los países que han iniciado la etapa de post-reforma y, por tanto, solo es posible realizar especulaciones y/o formular escenarios sobre esta fase del proceso. Se da por supuesto que la condición necesaria para alcanzar una estabilidad dinámica permanente es que la mayoría de las fuerzas que confluyen en de-



fensa del nuevo modelo desistan de cambios estructurales adicionales. Lo anterior implica que la mayoría de esas fuerzas debe estar satisfecha con el nuevo sistema.

Si se logra crear un nuevo sistema que tenga la capacidad de adaptarse a las nuevas condiciones, la estabilidad dinámica puede ser mas estable. Sin embargo, la historia enseña que todos los sistemas sociales, cuya organización esté basada en leyes y reglas, después de un período más o menos prolongado requrirán inexorablemente de una ulterior modernización.

3. Carácter, niveles y elementos de la modernización en ALC

Todo proceso de transformación estructural afecta normalmente diferentes planos. Ocurre así en los ordenes económico, social y político de un sistema social, de manera más o menos simultánea, pero presentando siempre una fuerte interrelación. La actual modernización de los sistemas socioeconómicos fue acompañada generalmente por procesos de democratización del sistema político, si bien en algunos casos el empuje decisivo a la reforma estuvo dado por gobiernos de autoridad incuestionable.

3.1. Democratización, legitimación de la modernización, control insa - tisfactorio

Cuando el fortalecimiento democrático confluye con el proceso de modernización aporta legitimidad a este último. La concepción y forma de llevar a cabo dicho proceso han sido a menudo diseñadas en dependencias burocráticas y tecnocráticas del poder ejecutivo, con una participación fiscalizadora del poder legislativo muy variable entre países.

El proceso debería ser de caracter consensual en sociedad. Sin embargo, no existen ejemplos puros de este ideal. En última instancia, hay siempre una decisión que opera en contra de una minoría. El objetivo sería que esta minoría sea reducida El papel del Estado en este proceso, se vera con detalle en el capítulo V.



Dentro de esta concepción se privilegia a los mecanismos de mercado como instrumento de adecuación al nuevo contexto y en la búsqueda de nuevas soluciones. A esa forma de plantear e instrumentar el proceso de reforma han contribuido de manera decisiva los nuevos actores, principalmente privados, que ingresan al sistema merced a una mayor apertura de los mercados.

Por una parte, existe la convicción de que una presencia mayor de protagonistas del cambio, aunada a una más amplia libertad económica, conduce a soluciones más convenientes, tanto para los mismos actores como para la sociedad en su conjunto. Pero, por otro lado, se plantea la preocupación de que la consecuente descentralización en la toma de decisiones implica la pérdida de control sobre el proceso de desarrollo.

Cabe una reflexión sobre el alcance que en sectores especialmente sensibles, entre ellos el energético, deberían tener la coordinación, las políticas de fomento, seguimiento y control a fin de que las decisiones descentralizadas en la asignación de recursos no se aparten demasiado de un desarrollo políticamente deseable. Se puede afirmar que en algunos países el funcionamiento de los mercados aún no está debidamente regulado y que, de este modo, se asignan a los mecanismos de libre concurrencia funciones que van más allá de sus posibilidades instrumentales, lo que supone el riesgo de resultados poco deseables desde la perspectiva social.

3.2. Modernización del rol del Estado en la actividad económica.

La modernización abarca distintos ambitos de actuación del Estado, entre otros, el conjunto de sus actividades económicas. En particular alcanza a las actividades previamente consideradas como áreas estratégicas. Bajo esta perspectiva, la modernización alcanza a todos los subsectores energéticos, a los demás sistemas de infraestructura, como telecomunicaciones, transporte, agua potable, alcantarillado al igual que actividades de corte administrativo como las funciones aduanales.

Este complejo movimiento de modernización se generalizó en casi todos los sistemas nacionales de la región llegando a la mayor parte de los sectores. Incluso, en algunos países se han expedido leyes globales de modernización creándose instituciones suprasectoriales cuyos objetivos se centran en la reforma del Estado. Cabe así hablar de macroprocesos, en los cuales se insertan las reformas del sector energético.



El nuevo enfoque o modelo implica una "división del trabajo" entre Estado y sector privado. Se han dado cambios fundamentales en las modalidades de intervención pública reduciéndose las atribuciones típicas del Estado rector como las referidos a planificación central, o inversión estatal, con base en razones reales o supuestas de interés público. Se ha establecido simultáneamente el principio de subsidiaridad que prevé para el Estado la realización de inversiones complementarias a las del sector privado. De este modo, el Estado concentraría su acción en las funciones de promoción, regulación, fiscalización y control.

Los lineamientos generales de las reformas modernizadoras han correspondido a una orientación doctrinaria básica que llegó a concitar amplio consenso en el mundo durante la década de los ochenta. Nuevas teorías, apoyadas por conocimientos y tecnologías novedosas pusieron en duda el fundamento teórico de ciertas condiciones de competencia imperfecta como los monopolios naturales que llevaban a exceptuar a los subsectores de infraestructura de la aplicación de las reglas de mercado. Agréguese que el nuevo debate, debilitó la convicción de que ciertas áreas en el campo energético deberían estar en manos del Estado. Por otra parte, se extendió la aceptación de que el peso de las fallas del Estado como empresario supera al de las imperfecciones que se intenta corregir.

En paralelo, con el cambio del papel del Estado en el desarrollo de sectores de infraestructura, se modificó la relación entre el Gobierno central y los locales en el marco del fenómeno conocido como descentralización. La consecuencia lógica era que, si los entes descentralizados alcanzan un papel más efectivo en la sociedad, estos pueden tomar también ciertas funciones en el quehacer del sector de la energía.



4. El macroproceso de la modernización y la funcionalidad del sector energía

4.1. Nuevas modalidades de funcionamiento macroeconómico y reformas estructurales

El proceso de modernización de los sistemas económicos ha supuesto la introducción de nuevas modalidades en el funcionamiento macroeconómico así como reformas de caracter estructural. El funcionamiento macroeconómico se caracteriza por políticas monetarias y fiscales que se apoyan en el orden institucional surgido de las reformas estructurales. Estas implican un auténtico cambio en el terreno económico y en las reglas que dan marco a la intervención del Estado.

Los principales elementos de las reformas económicas han sido:

- La liberalización comercial, principalmente de importaciones
- La desregulación de los mercados cambiarios
- La desincorporación de activos de empresas públicas (privatización)
- La desregulación de los mercados de bienes y la racionalización de subsidios
- La desregulación de los mercados financieros
- La desregulación de la inversión extranjera
- La flexilibización de los mercados de trabajo

Todos estos elementos aparecen de alguna manera en la mayoría de los países que han emprendido procesos de modernización. Sin embargo, la forma y alcance de cada uno de ellos pueden ser distintos, así como la secuencia y ritmo en su aplicación.

Las reformas tienen como origen común una política macroeconómica basada en la inserción regional en una nueva estrategia para el manejo de la deuda externa como lo planteaba el Plan Brady. La primera fase se asocia generalmente con la liberalización del comercio exterior y la adopción de un régimen cambiario distinto, caracterizado por la desregulación del mercado de divisas. No obstante, justamente la funcionalidad del régimen cambiario dentro del nuevo sistema económico marca una de las mayores diferencias entre los procesos de reforma. En algunos casos, la estabilización y la reforma se basaron en el anclaje del tipo de cambio; en otros, esos procesos se plantearon en el marco de una política monetaria, donde el tipo de cambio era una variable más a considerar.



Respecto a la interrelación y la incidencia de los diferentes elementos de las reformas económicas con las distintas fases del macroproceso de reestructuración se observa³ que:

- a) siempre hubo una serie de reformas estructurales en el transcurso de la modernización;
- b) no hay una aplicación sistemática de los diferentes elementos del ajuste estructural, esto es no en todos los casos y no en la misma fase del proceso. Dos elementos se exceptúan de esta afirmación:
 - la liberalización comercial en calidad de elemento precursor parece asociarse sistemáticamente con la reforma;
 - la desregulación de los mercados de bienes ocurre en forma simultánea a la reforma principal

4.2. El sector energía en el proceso de la modernización: Perspectiva macroeconómica

El energético ha sido tradicionalmente uno de los sectores con mayor presencia estatal. Aunque las reformas en el propio sector se explican por su problemática específica, son numerosos los motivos que, originados en otros ámbitos, han empujado a la industria energética hacia su modernización. Una menor capacidad de maniobra del Estado en el manejo de sus instrumentos de política afectaba no solo al sector energético. La pérdida de viabilidad del esquema de desarrollo de la economía en su conjunto estimuló la necesidad de modernizar el sector de la energía. Igualmente, los nuevos conocimientos y tecnologías que permitieron pensar en otras formas de gestión en todos los sectores de infraestructura, hacían aparecer como obsoletas algunas prácticas en el campo energético.

Dentro de los elementos de las reformas macroeconómicas y estructurales que afectaron al sector energético incluyendo las referidas al rol del Estado merecen destacarse: a) el profundo cambio que se produce en la relación entre el Estado y las empresas públicas debido a la resolución de los problemas fiscales y la redefinición de las funciones del propio Estado; b) los procesos de privatización de empresas públicas y c) de manera indirecta, la liberalización comercial, la desregulación de los mercados de bienes y servicios en tanto que implica la reducción y/o el cambio de modalidad en el otorgamiento de subsidios, la liberalización de los mercados financieros y la desregulación de la inversión extranjera.



Se puede constatar que si bien las reformas macroeconómicas y estructurales implicaron por sí mismas transformaciones parciales en el sector energético, las reformas específicas en esta actividad tuvieron en general un alcance mucho mayor, tal como se indica en el próximo capítulo.

4.2.1 La atenuación de los problemas fiscales por el saneamiento y la orientación comercial de las empresas energéticas estatales

En la búsqueda por eliminar o atenuar los profundos desequilibrios fiscales que afectaban a los países de la región, especialmente luego de la crisis de la deuda externa a principios de la década del 80, se planteó el saneamiento financiero de las empresas públicas, especialmente las del sector eléctrico. Los recursos canalizados a empresas explicaban en buena medida el endeudamiento externo. Al impacto del servicio de la deuda se agregaban en muchos casos los déficits operativos derivados del deterioro real de los precios y tarifas de dichas empresas.

De este modo, en el marco de las reformas fiscales y macroeconómicas, el proceso de <u>saneamiento</u> de la situación financiera de las empresas, implicó el traspaso a la administración central del Estado del endeudamiento externo, el recorte de los planes de inversión y un peso mayor del autofinanciamiento, a través del aumento de sus precios y tarifas en términos reales. En los gráficos I.1 y I.2 las bandas de precios promedio de derivados del petróleo y de electricidad para el sector industrial en los países de ALC muestran un deterioro desde mediados de los años 80 y una posterior recuperación a finales de esa década. Aún cuando luego no hayan tenido un crecimiento significativo en dólares corrientes, se puede aseverar que hubo una disminución drástica en el nivel de subsidios por parte del Estado.

En algunos casos el saneamiento financiero fue complementado con un reajuste a la estructura jurídica-empresarial como primer paso hacia la redefinición del rol del Estado en las actividades de servicio público. Se pasó de una función empresarial a otra que se limita a la promoción, regulación, fiscalización y control lo que implicó el cambio del estatuto jurídico de las empresas y las modalidades de gestión de las mismas hacia una orientación comercial. Esta modificación significó la transformación de las empresas públicas en sociedades de derecho privado, con una mayor autonomía respecto de la administración central del Estado, que comenzó a ejercer funciones de carácter mas bien regulatorio. Con relación a las modalidades de gestión se comenzó a plantear la separación virtual de las diferentes unidades de negocios, lo que afectaba la estructura de integración



vertical de actividades prevaleciente hasta entonces en la mayor parte de las empresas públicas.

GRÁFICO I.1

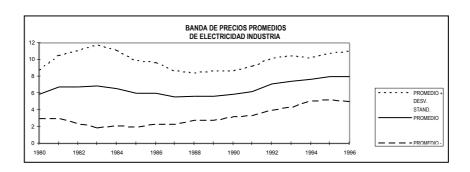
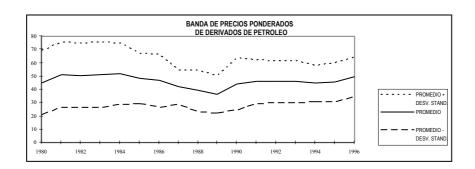


GRÁFICO I.2



4.2.2. La desincorporación de activos de propiedad estatal

Aunque pueda plantearse que la desincorporación de activos del Estado tuvo algunos objetivos de carácter microeconómico como el mejoramiento de la eficiencia o la expansión de la gama y calidad de los servicios ofrecidos, las motivaciones fundamentales de ese proceso se sitúan en el plano de los objetivos macroeconómicos:⁴

 al detenerse recursos frescos por la via de las privatizaciones se reducían las necesidades de endeudamiento del sector público en el corto plazo y en el lar-



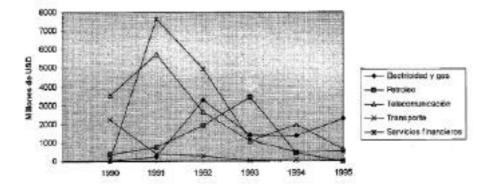
go se liberaba al sector público de los déficit operativos y de la necesidad de invertir en las empresas de propiedad estatal;

- la balanza de pagos se fortalecía cuando la venta implicaba un ingreso neto de capital foráneo;
- la estabilidad macroeconómica era la resultante lógica de los dos efectos anteriores:
- se lograban mayores niveles de inversión;
- se promovía la competencia y la desregulación;
- se desarrollaban los mercados de capital.

Especialmente luego de la apertura comercial la privatización de empresas de propiedad estatal ha sido generalizada en el caso de actividades que colocan sus productos en mercados competitivos, en particular las del sector industrial. En cambio, las privatizaciones posteriores apuntan hacia las empresas de servicios públicos y a las actividades de desarrollo de infraestructura, como las de transporte y telecomunicaciones.

El Gráfico I.3⁵ confirma esta tendencia en los ingresos por privatización de activos del Estado en ALC. Mientras los ingresos por ventas de activos en empresas de transporte, telecomunicaciones, servicios financieros, sector primario (incluyendo petróleo) e industriales conocieron un auge y una marcada caída posterior, los ingresos por ventas de empresas eléctricas y de gas natural se mantienen aún hoy en un nivel significativo.

GRÁFICO I.3: INGRESOS POR DESINCORPORACIONES DE ACTIVOS 1990 / 1995 EN ALC.





Efectivamente, las ventas de empresas energéticas (más de 15 mil millones de US\$) han contribuido con un 25% a los ingresos totales por privatización en los países de la región, en el período 1990-1996: 14% por desincorporación de activos en empresas de electricidad y gas y 11% en empresas de petróleo.⁶ En el año 1995, 64% de los ingresos por privatizaciones provinieron de desincorporaciones de activos en los subsectores de electricidad y gas; los ingresos por privatizaciones en el sector petrolero disminuyeron fuertemente en dicho año.

RECUADRO I: DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS Y ESTABILIZACIÓN ECONÓMICA

- En el esquema de modernización de Argentina, la desincorporación de activos del sector energía fue generalizada (electricidad, gas, petróleo) y ha sido fundamental para lograr la estabilización y la recuperación económica. Desempeñó funciones muy importantes para alcanzar el equilibrio fiscal y de balance de pagos, en el esquema de política basado en un tipo de cambio fijo que facilitará la entrada de capitales y de inversiones extranjeras. Es por ello que resultó esencial que las privatizaciones coincidan con la reforma general. Es el único país en donde los ingresos de capitales externos por privatizaciones excedió en monto a la inversión extranjera convencional justamente en los años de la reforma. Su función modernizadora era facilitada por la deregulación de mercados financieros y de la inversión extranjera. Otra condición que aseguró el atractivo de las empresas a enajenar era que los precios de sus productos en el mercado interno eran suficientes para alcanzar una rentabilidad satisfactoria para los potenciales inversionistas. Esto indujo la eliminación de subsidios, la liberalización de precios para energéticos transables y a incrementos generalizados de las tarifas de los demás servicios públicos, dando lugar a nuevas modalidades para la formación de precios.
- En el caso de Chile, la venta de activos no tuvo ese mismo rol esencial para la estabilización y la política cambiaria. De los activos energéticos solamente se desincorporaron aquellos pertenecientes al sector eléctrico. Se los vendió a actores nacionales quienes accedieron financiar las compras y las expansiones con fondos privados generados en los mercados de capitales extranjeros y nacionales. La participación de fondos locales, principalmente los provenientes del nuevo sistema de pensiones, dinamizó el desarrollo del mercado nacional de capitales.
- En Perú, las privatizaciones fueron importantes sólo varios años después de la reforma principal. Las del sistema energético fueron las más importantes junto con las de los sectores de telecomunicaciones y minería. Contribuyeron al fuerte flujo de inversiones extranjeras directas. Sin embargo, sus efectos sobre los agregados macroeconómicos no fueron definitivos. Las objetivos microeconómicos en términos de eficiencia parecen haber tenido una importancia mucho mayor.
- Las desincorporaciones de activos estatales en Bolivia adoptaron la forma de capitalizaciones y se concretaron varios años después de logrado el éxito de los programas de estabilización. En el plano macroeconómico tuvieron un peso conside-



rable al inyectar nuevas inversiones en una economía que mostraba una tasa de crecimiento insuficiente. La mayor parte de los derechos de propiedad resultantes en el proceso de capitalización quedó en manos de consorcios privados multinacionales, aún cuando una parte importante de la propiedad de las empresas públicas preexistentes quedó en manos del Estado y de los ciudadanos. Dos de las seis empresas estatales capitalizadas son empresas del sector (electricidad y petróleo).

- México y Venezuela tuvieron importantes ingresos por desincorporación de activos del Estado. Sin embargo, en ninguno de los países se privatizaron las importantes empresas eléctricas estatales (en Venezuela existen algunas que siempre fueron privadas), ni las empresas petroleras, abstracción hecha de algunas unidades de negocios de carácter periférico.
- En Colombia el programa de privatización ha sido relativamente reducido. En lo que se refiere al sector energético, la participación de las empresas multinacionales en las actividades del upstream hidrocarburífero y de la gran minería del carbón era ya tradicional, al igual que la presencia prácticamente exclusiva de empresas nacionales en las medianas y pequeñas explotaciones carboníferas. En el sector eléctrico se planteó la participación de actores privados dentro del proceso de expansión, al igual que en el desarrollo de las actividades de transporte y distribución del gas natural (donde ya se registraba la participación de empresas privadas). Solo recientemente y en función de desequilibrios fiscales de carácter coyuntural se procedió a la enajenación de algunas centrales eléctricas cuyas acciones estaban en poder del Tesoro Nacional.
- En Brasil se realizaron recientemente privatizaciones de empresas eléctricas, propiedad de gobiernos estatales. Previamente, los programas de desincorporación
 habían alcanzado solamente empresas industriales. Sin embargo, en relación al
 tamaño de la economía, estas no han tenido mayor importancia desde la perspectiva macroeconómica.
- El único país caribeño (abstracción hecha de Belice con sus desincorporaciones relativamente muy importantes) que privatizó empresas estatales del sector energético es Trinidad &Tobago, que procedió a la privatización de las empresas eléctricas y petroquímicas considerados dentro de las energéticas). Para este país esas acciones, combinadas con reformas sectoriales, son de suma importancia en el plano macroeconómico, ya que el sector energético y el petroquímico conforman la base de la economía.
- Las privatizaciones en Jamaica y Guyana no han alcanzado al sector de la energía.
- En Centroamérica, hasta la fecha, las privatizaciones comparativamente más importantes son las que se efectuaron en Nicaragua. En ninguno de los otros países se ha producido aún la desincorporaron activos energéticos.



Las observaciones actuales y las previsiones indican que continuarán las privatizaciones en el sector eléctrico de 1996 en adelante, junto con las ventas de activos de otros servicios públicos y empresas de minería, con exclusión de las petroleras, para las que no se prevén mayores desincorporaciones en el futuro próximo.

En muchos de los países no se ha realizado o no se ha proseguido la desincorporación de activos en el sector energético. Además, las privatizaciones en general y las del sector energético en particular, presentan una disposición variable con relación a las fases del macroproceso de modernización: no ocurren en todos los países y, donde ocurren, tienen lugar en diferentes momentos y fases del mencionado proceso. Incluso, en los países donde han ocurrido, su efecto macroeconómico ha sido diverso.

4.2.3. La desincorporación de activos energéticos y los procesos de libe - ralización y la estabilización macroeconómica

Un breve recorrido del papel de la desincorporación de activos energéticos en los diferentes países (ver recuadro I), demuestra la funcionalidad efectiva y directa en los casos de Argentina⁷ y Chile por un lado y, por otro lado el carácter indirecta de su funcionalidad respecto a objetivos macroeconómios específicos.

Por tanto, el grado de vinculación de las privatizaciones con el plano macroeconómico presenta cierta diversidad. Por otra parte, en los países donde se efectuaron las desincorporaciones de activos sectoriales, estas cumplieron funciones muy importantes, más allá de su normal funcionalidad dentro del sistema económico. Por esta razón sigue existiendo una fuerte presión por parte de los organismos multilaterales de crédito en favor de las privatizaciones.

5. Conflictos y simetrías entre objetivos sectoriales y macroeconómicos

En este primer capítulo se ha tratado de enmarcar las reformas de los sistemas energéticos dentro del macroproceso de modernización. En consecuencia, los aspectos de orden macroeconómico y político han prevalecido dentro del análisis realizado. Sin embargo, la visión macroeconómica es solo una entre las mas sig-



nificativas. Otras visiones pueden estar centradas en los efectos sociales y ambientales de las reformas en el sector energético.

Dentro del sector energía, se trata generalmente de tomar en cuenta los objetivos económicos, sociales y ambientales, sostenidos por las instancias respectivas y por la sociedad en su conjunto, tratando de compatibilizar o incorporar estos objetivos con otros preponderantemente sectoriales.

Son distintos los objetivos de desarrollo sectorial que se observan en los diferentes países de ALC. Por tanto, las prioridades que se plantean respecto de los mismos también lo son. Así, tomando en cuenta tales diferencias, los objetivos específicos del sector energético suelen generalizarse de la siguiente manera:

- Satisfacer los requerimientos del conjunto de la población y de las actividades productivas, logrando un abastecimiento suficiente, seguro, diversificado de calidad y precio competitivo.
- Lograr un abastecimiento más económico por medio de la mayor eficiencia
 productiva dentro de los subsectores; eficiencia estructural en la participación
 de energéticos y de subsectores respectivos; eficiencia asignativa en la utilización de los recursos, dentro y fuera del sector; eficiencia del uso de la energía por parte de los usuarios, etc.
- Preservar los recursos naturales energéticos y un reducido impacto de las actividades energéticas (producción, transporte, distribución y consumo) sobre el ambiente.

En el capítulo VI se desarrolla de forma detallada una propuesta para evaluar la modernización.

El enfoque particular de las autoridades del sector energético, expresado a través de esos objetivos, puede ser diferente de la visión macroeconómica prevaleciente sobre todo entre los responsables de las áreas económico financieras, o de las consideraciones dominantes en los ámbitos del comercio e industria, del desarrollo social o de las que cuidan de las cuestiones ambientales. Aunque muchos de los aspectos vinculados a esos enfoques se incorporen a los objetivos sectoriales, pueden existir diferencias marcadas en lo que se refiere a prioridades así como al el tipo de medidas específicas en el ámbito sectorial.



En el pasado, un antagonismo entre las políticas sectoriales y las políticas macroeconómicas se evidencia especialmente en el transcurso de los años setenta y ochenta en América Latina y el Caribe. En efecto, en muchos países de la región, el predominio de una política macroeconómica de carácter desarrollista durante la década del 70 impuso al sector energético tareas muy difíciles de resolver. Los Estados se vieron obligados a extender la oferta y cobertura energética a nivel nacional y a aceptar un deterioro de sus precios en términos reales como parte de las políticas sociales y antinflacionarias, sin recibir los fondos necesarios incluso para cubrir los costos de operación. En lugar de asegurar una tasa aceptable de autofinanciamiento, el sector tuvo que captar recursos del exterior, incrementar su endeudamiento y hasta financiar al fisco mediante la transferencia de rentas y de recursos financieros captados en el exterior. En los años 80, luego de la crisis de la deuda, el mantenimiento de algunas de aquellas prácticas (especialmente el deterioro real de los precios),el cambio en las condiciones del mercado financiero internacional y la necesidad de atender el servicio de la deuda, provocaron fuertes desequilibrios en la situación económico-financiera de las empresas del sector, así como la imposibilidad de hacer frente a las inversiones requeridas para la expansión sectorial. En un marco de inestabilidad macroeconómica y de creciente debilitamiento del Estado para la instrumentación de políticas, muchos países sufrieron un fuerte deterioro en la capacidad de gestión de las empresas del sector.

En la fase actual de modernización, los estados pueden lograr una mayor simetría entre los objetivos, al menos para algunos de esos niveles y ámbitos. Existe para ello una serie de mecanismos, medidas o instrumentos consensuales que podrían contribuir simultáneamente a la consecución de los objetivos macroeconómicos, sectoriales e incluso ambientales, como los siguientes:

• En el ámbito macroeconómico se busca reducir los déficits fiscales, lo cual coincide con la necesidad de que el manejo de las empresas siga un concepto comercial, para alcanzar mayor eficiencia productiva y asignativa, haciendo que los costos de operación sean cubiertos por los precios de los productos y servicios energéticos. Lo anterior aseguraría un mayor nivel de autofinanciamiento reduciendo el grado de endeudamiento y el impacto sobre las finanzas públicas. Se espera así alcanzar una mayor confiabilidad del servicio energético, mejor calidad de los productos y una gama ampliada de servicios, que mejorarían la competitividad sistémica del país.



- Una mayor capacidad de autofinanciamiento facilita la expansión de la oferta, con más inversión y mejoras en la calidad del abastecimiento, factores igualmente importantes para la competitividad y para una suficiente cobertura de los requerimientos de la población.
- El abandono de la práctica de subsidios generalizados e indiscriminados, no solo permite reducir la carga fiscal, sino que eleva también los incentivos para el uso racional de energía en el marco de una mejor asignación de recursos. Los efectos sociales negativos podrían minimizarse por medio del establecimiento de subsidios focalizados.
- Las oportunidades de desarrollo del sector, además de facilitar la expansión de la oferta energética, permiten atraer a inversionistas extranjeros y posibilitar y el reingreso de capitales nacionales, que contribuirían al menos en el corto plazo a una mejor situación en el balance de pagos. Por otra parte, la posibilidad para los ahorristas y fondos de inversión de realizar colocaciones con una rentabilidad más o menos asegurada en algunas de las actividades energéticas de menor riesgo, permitiendo el desarrollo de los mercados locales de capitales.

Junto con estas simetrías siguen existiendo antagonismos entre las visiones sectorial y macroeconómica, especialmente si los requerimientos de la actualidad energética son percibidos desde una perspectiva limitada. Como se ha visto antes, las actividades energéticas son en ocasiones percibidas como parte de los sectores de infraestructura donde las reformas se conciben más en términos de descargar al Estado, encargar el sector privado y atraer inversión que en términos de objetivos amplios.

Frente a esa percepción parece necesario desplegar una multitud de opciones para la reestructuración y el funcionamiento de los diferentes subsectores del sistema energético, así como para el diseño de procedimientos en la realización de esas tareas. Cada una de las opciones tiene consecuencias en el logro de los diversos objetivos.



NOTAS

- 1 En el trabajo "Progreso Económico y Social en América Latina", el Banco Interamericano de Desarrollo, utiliza un esquema en apariencia semejante para analizar la dinámica macroeconómica durante el proceso de ajuste y reforma (Ver BID, op. cit. Washington, noviembre 1996, cap. 1)
- 2 En el mencionado trabajo del BID se relacionan conceptualmente la evolución del PIB y de otras variables macroeconómicas con las fases de la reforma. Parece significativa la existencia de un mayor déficit fiscal, una alta tasa de inflación y un bajo nivel de inversión y consumo en la etapa de Pre-Reforma. Igualmente significativa parece la presencia de un auge coyuntural en la etapa posterior a la misma, seguido de una crisis después de algunos años de la reforma estructural.
- 3 La ubicación de las reformas estructurales dentro de las fases del macroproceso de reestructuración se realizó en base a información de BID y CEPAL
- 4 BID, op. cit., Cap. V
- 5 BID, op. cit., pag.183
- 6 BID, op. cit., ibid.
- 7 CEPAL, "15 años de desempeño económico, Naciones Unidas, Santiago de Chile, Abril de 1997

Capítulo II

La modernización en el sector de energía: Opciones teóricas y preferidas de coordinación sectorial y de régimen de propiedad

La modernización se ha concebido en el capítulo I como una transformación profunda, en la cual se enmarca el sector energético. En todos los países de la región se han tomado decisiones importantes que se pueden calificar como medidas orientadas a la modernización del sector energía. Sin embargo, en los diferentes países han sido adoptadas en forma e intensidad variable.

En un sentido amplio, se consideran como favorecedores de la modernización en el sector energía, los siguientes elementos:

- cambios orgánico-administrativos dentro de las empresas energéticas;
- reformulación de la misión y de los objetivos de las empresas;
- extensión del campo de acción de la empresa;
- descargo de deudas de las empresas;
- cambios de la naturaleza del servicio que brinda la empresa (público o comercial):
- ampliación del grado de autonomía de gestión, inversión y financiamiento
- cambio de principios para la política de precios;
- incorporación de nuevos actores;
- reestructuración sectorial;
- desincorporación de activos;
- reforma del marco regulatorio; y,
- otros.

Este listado se ha ordenado por un grado creciente de alcance e incidencia. Las mencionadas en primer término son medidas que se refieren a la organización y administración de las empresas, que antes de las modernizaciones encajaban en el concepto típico de empresas estatales directamente controladas por el gobierno. Se citan luego medidas que cambian la relación entre Estado, empresa, y clientes, que implican también un saneamiento financiero de las corporaciones estatales; y por último, se presentan las medidas que conllevan una modificación en la coordinación intrasectorial, constituyendo una reforma profunda que conlleva: reestructuración, privatización y modificación del marco regulatorio, elementos interrelacionados, aunque no de manera determinante, como se verá en este y el siguiente capítulo.



El orden en que se presenta esta enumeración no es necesariamente secuencial ni responde a una tendencia. Se puede decir al menos que todos los países se han embarcado en el proceso de modernización del sector energético, si se adopta el término en el sentido más amplio, aunque el detalle y alcance ha sido distinto. Luego del análisis a nivel de los subsectores en el capítulo III, se constatará que todos los países han redefinido la manera en que los subsectores energéticos funcionarían en el mediano plazo, incluyendo aquellos que acatan la modalidad de coordinación tradicional.

Por razones de una mayor claridad del significado y alcance de las modernizaciones en el sector energía, se presenta una discusión de las principales modalidades de coordinación de los sectores energéticos. Esta distinción permitirá una más clara tipificación de lo sucedido.

1. Modalidades de funcionamiento del sector energético.

Dentro de la multiplicidad de criterios que permiten clasificar con mayor o menor detalle las formas de organización y funcionamiento de las industrias energéticas, y para los fines del análisis aquí planteado, se ha considerado conveniente distinguir las tres modalidades siguientes:

- 1. La modalidad del control central (CC);
- 2. La modalidad de una estructura integrada regulada (IR); y,
- 3. La modalidad del mercado operando en estructuras desintegradas y abiertas (MA).

Las diferencias fundamentales entre esas tres modalidades se vinculan con las siguientes cuestiones:

- Quién decide? (sobre el uso de los recursos, inversiones etc.);
- Con qué tipo de racionalidad? (objetivos o metas que se persiguen); y,
- Cómo se coordina? (explícitamente por instituciones coordinadoras o implícitamente por "la mano invisible" del mercado).

La modalidad CC se caracteriza por la exclusividad casi total del Estado en las decisiones, basadas en una planificación técnica y una priorización política ejecutada por empresas estatales.

La modalidad de la estructura integrada regulada (IR) permite una mayor autonomía de las empresas. El Estado asume el papel de regulador, a través del cual



puede dar prioridad a consideraciones técnicas y económicas, pero mantiene siempre una dosis de criterio político. La estructura institucional dentro de cada subsector puede incluir a una o varias empresas integradas e incluso, en el caso eléctrico, generadores que vendan su energía a las empresas verticalmente integradas. Lo decisivo es la <u>ausencia de disputabilidad</u> dentro de los mercados. El Estado participa en las decisiones de inversión y en la formación de precios de manera efectiva. La coordinación de las decisiones responde a mecanismos regulatorios pero tendrá también elementos de negociación entre los intereses económicos de las empresas y los objetivos políticos del Estado y la sociedad. Se puede introducir un cierto grado de disputabilidad por medio de licitaciones, en una competencia por el mercado aunque no parece factible o deseable la competencia dentro del mercado.

La modalidad de coordinación por el mercado (MA) se caracteriza por la existencia de un alto grado de disputabilidad (por ejemplo, competencia efectiva o potencial) dentro de los mercados energéticos. Para aquellas fuentes que se distribuyen por redes fijas (electricidad, gas natural) esa disputabilidad puede ser introducida mediante la segmentación vertical y horizontal de las cadenas de abastecimiento y el establecimiento del principio de libre acceso a las redes de transporte y distribución. Sin embargo, esta modalidad no excluye la posibilidad de que parte de las cadenas subsectoriales estén organizadas como monopolios. Si tales monopolios fueran inevitables se admite que sean regulados. Existen diferentes conceptos y opiniones sobre si los mismos deberían excluirse de la participación en las transacciones en otros eslabones donde el funcionamiento del mercado se considera posible. En todo caso el papel del Estado se reduce, una vez que se ha establecido el marco regulatorio básico para el libre funcionamiento de los mecanismos de mercado. Las decisiones de inversión son tomadas de manera totalmente descentralizada, por los múltiples actores participantes, y son coordinadas únicamente a través del mercado. Respecto a las partes excluidas de la competencia, el Estado desempeña un papel regulador mucho más marcado, pero estrictamente basado en criterios técnicos.

Las reformas de los sistemas energéticos que se han establecido o se están realizando en ALC, implican el tránsito de una modalidad de coordinación a otra. La forma original era en la mayor parte de los casos la modalidad CC. Muchas de esas situaciones han sido reconvertidas, a través de los procesos de reforma, a la modalidad MA, por ejemplo, los mercados internos de petróleo y derivados. En varios países se realizó ese mismo tipo de transformación en los sistemas eléctricos y en la cadena del gas natural (ver Cap. III).



Desde el punto de vista sectorial, este cambio de modalidad constituye uno de los rasgos más importantes de los procesos de reforma. Esta transformación es probablemente el cambio más importante en el régimen de propiedad que, desde la perspectiva macroeconómica aparece como aspecto fundamental.

En el Cuadro II.1 se evidencian las combinaciones más relevantes entre las modalidades de coordinación y el régimen de propiedad.

Cuadro II.1:Combinaciones entre modelos de coordinación y regímenes de propiedad

Modalidad	Control central CC	Estructura integrada regulada	Mercado desintegrado y abierto MA
Propiedad		ĪR	
Privada		X	XXX
Mixta o Parcial	xxx*	X	XXX
Estatal	xxxx	XX	χ

Las "x" en el cuadro II.1 indicarían la frecuencia de la combinación en el pasado y en la actualidad. La situación original (cerca del año 1980) se daba bajo la modalidad CC y, con menor frecuencia, la modalidad IR, con propiedad dominante estatal (incluyendo entidades descentralizadas en cualquier nivel de gobierno: federal, provincial y municipal). Como se verá más adelante, las modernizaciones significan un movimiento hacia arriba (mayor participación privada) y/o hacia la derecha (introducción del mercado).

El asterisco en el caso de la modalidad CC con participación privada, indica participación de particulares en calidad de terceros, variante de la modalidad CC, a la que se recurrió con gran frecuencia en el proceso de modernización.

Mientras la modalidad CC está ligada a la propiedad estatal de modo casi exclusivo, las otras modalidades son posibles con cualquier participación en la propiedad por parte de los actores privados y el Estado. Existe la posibilidad de la participación privada también en la modalidad CC; pero, bajo formas muy limitadas, tales como el abastecimiento de sistemas aislados o en calidad de terceros (generadores con contratos específicos de venta a la empresa estatal en el caso eléctrico o servicios en las etapas de producción) y la participación minoritaria en las actividades de refinación en el caso petrolero.



1.1. Modalidad del control central (CC)

1.1.1. El modelo y sus propósitos

La organización predominante en los sistemas energéticos de los países de ALC, con anterioridad al presente proceso de reforma era la de monopolios verticalmente integrados, controlados y dirigidos por el Estado en base a una planificación sectorial (integrada) o subsectorial, con alto grado de centralización en la definición de objetivos y la toma de decisiones.

Los supuestos favorables que motivaron una preferencia para esta modalidad fueron:

- Asegurar el abastecimiento energético interno y al mismo tiempo plantear una amplia gama de objetivos socioeconómicos concibiendo el suministro energético como servicio publico de carácter estratégico, que el Estado deba procurar;
- Asegurar la apropiación de la renta por parte del Estado en países con amplios recursos naturales energéticos;
- Mantener el control estratégico de los recursos energéticos bajo un enfoque de defensa nacional;
- Optimizar el uso de los recursos (capital, energía, humanos) sobre la base de una planificación, eventualmente integral, del desarrollo sectorial, permitiendo especialmente el aprovechamiento de economías de escala y de alcance.

Todos esos factores hicieron pensar que la presencia generalizada de monopolios estatales integrados eran la solución mas adecuada. Así se estableció una estructura monopólica en los subsectores electricidad y petróleo con reglas internas que la desarticulaban del mercado mundial. En los países petroleros, se canalizaron directamente recursos (provenientes de la captación de rentas) a la expansión del sector eléctrico y al desarrollo de otros sectores de infraestructura.

1.1.2. La experiencia efectiva y la introducción de cambios

Los objetivos que dieron lugar a estos argumentos siguen vigentes. Sin embargo, la modalidad ha manifestado serias fallas en el cumplimiento de sus propósitos



y, al mismo tiempo surgieron mecanismos que permitieron lograr algunos objetivos sin sacrificar otros. Se considera por ejemplo que la expansión de los sistemas, requerida para el abastecimiento interno, puede ser ejecutada por actores privados, en el marco de condiciones más competitivas y en la medida en que las actividades del sector energético constituyan negocios atractivos. En las situaciones en que no se presentan estas condiciones de rentabilidad, los subsidios o la acción supletoria del Estado, mediante inversiones directas, habrá de asegurar el abastecimiento.

El argumento de optimización en el uso de recursos, que se vincula a la eficiencia sectorial, había perdido vigencia desde mediados de la década del 70 debido a la evidencia en contrario en la experiencia concreta de muchos países de la región. No es este el lugar para profundizar el análisis de los factores que condujeron a esa situación. Pero sin duda, el predominio de la interferencia política en la gestión empresarial en menor o mayor grado en casi todos los países ha sido un factor importante en la existencia creciente de ineficiencias productivas, estructurales y asignativas que, en algunos casos, puso en peligro la viabilidad misma de todo un subsector.

Los países sucesivamente han introducido cambios. Algunos países sin abandonar la modalidad de control central introdujeron elementos adicionales para mejorar el desempeño.

La necesidad de recuperar la viabilidad financiera de las empresas públicas indujo a realizar algunos ajustes especialmente en el sector eléctrico en el transcurso de la década de los 80, sin alterar la modalidad básica de organización del sector. Como se mencionó ya en el Capítulo I, el <u>saneamiento financiero</u>, realizado por medio de la transferencia de la deuda externa al tesoro central del Estado y el aumento real de precios y tarifas, fue una medida generalizada en los países de la región en los últimos 10 o 12 años. Otro tipo de medidas, que se aplicaron en algunos países, estuvieron referidas a la organización empresarial, motivando la reducción de personal, la organización en unidades de negocio, la venta de unidades periféricas etc.

1.1.3. La orientación comercial

Un salto cualitativo importante ocurre cuando se otorga a la empresa una <u>orientación comercial</u> con aumento gradual de autonomía. Este paso, que se llama en otros ámbitos "comercialización" se asocia con una desincorporación jurídica



y/o desincorporación de gestión de la empresa (ver acápite sobre "Cambios en el régimen de propiedad" en este capítulo), siempre en el sentido de desincorporación del ámbito inmediato del gobierno. La corporatización de la empresa en forma de una sociedad pública o de una sociedad anónima aún con la conservación de propiedad estatal implica una separación clara de responsabilidades y, asimismo una mayor imputabilidad (*accountability*) de los actos, las decisiones y sus consecuencias a los gerentes de las empresas, que gozan de atribuciones ampliadas y de una mayor independencia.

En varios países de la región, la orientación comercial de la empresa estatal no es una novedad en la fase actual de la modernización. A pesar de estar en el ámbito estatal, varias empresas petroleras han sido "corporatizadas" desde tiempo atrás. Con menor frecuencia, también empresas eléctricas estatales gozaban en varios países de una cierta independencia y obedecían más a una racionalidad comercial que a una racionalidad puramente política. En algunos casos, las empresas alcanzaban una autonomía tan grande que las autoridades sectoriales no tuvieron la suficiente capacidad y perdieron el poder de controlarlas. Sin embargo, la supremacía política se mantuvo en forma de subordinación directa al poder ejecutivo.

1.1.4. La incorporación de terceros o la apertura limitada

Otro paso adoptado con frecuencia en la transformación consiste en la incorporación de <u>"terceros"</u> al sistema, actores privados, que contribuyen con el suministro de un servicio que es parte del subsector. Su vinculación con el sistema subsectorial se limita a un contrato con la empresa pública, que permanece en el área de control estatal.

Resulta claro que la participación de terceros con base en contratos de servicios ha existido ya antes del llamado "proceso de modernización". Sin embargo, en el actual proceso de transformación de los sistemas energéticos, la forma de vinculación de nuevos actores privados se ha incrementado considerablemente. En la parte *upstream* de la industria petrolera, aun en el caso de empresas verticalmente integradas, e incluso existiéndo el monopolio dentro del mercado interno, ha aumentado de manera significativa la cantidad de contratos con terceros. En los casos de sistemas eléctricos, que han mantenido en principio su estructura monopólica, se ha recurrido intensamente a contratos bajo la modalidad *BOOT* (buildown-operate-transfer) o BLT (build-lease-transfer) en el segmento de genera-



ción. En todos los subsectores se utilizan una u otra variante para el desarrollo de líneas de transmisión, oleoductos, gasoductos, etc.

La incorporación de terceros permite:

- Reducir la inversión estatal, aprovechando el aporte del capital privado;
- Utilizar también la gestión privada en la operación;
- Aprovechar del know-how externo; e,
- Introducir elementos de competencia por medio de procesos licitatorios.

Ese modo de participación privada restringida puede tomar la forma de contratos de servicios, de asociación, de participación, de "alianzas estratégicas", etc. Sin embargo, tal como se ha expresado, la manera más utilizada en el actual proceso de modernización es la del BOOT en que la empresa o el consorcio es propietario y operador de los activos y del negocio integral por un plazo definido, luego del cual la propiedad y la gestión son transferidas al Estado o a la empresa estatal. Con base en el principio del BOOT, existe una serie de variaciones que, por una parte, se acercan a un contrato de construcción llave en mano (BOT, sin fase de operación) y, por otra, a un contrato de servicio o un arriendo (BLT, *leasing* en lugar de own). El BOOT tiene una serie de consecuencias contractuales para la empresa (por ejemplo de un PPP-power purchase agreement a largo plazo) y para el Estado (garantías, etc.).

Las tres formas dentro de la modalidad del Control Central (CC) tratadas en este acápite:

- el Control Central tradicional cerrado
- la empresa corporatizada con orientación comercial
- la incorporación de terceros en la apertura limitada o parcial

se dejan subsumir bajo el concepto del comprador único, propuesto en algunos países de Europa en el proceso de las reformas del sector eléctrico europeo (sin - gle byer).

1.2. Modalidad de estructura integrada regulada (IR)

Esta modalidad de coordinación representa un reparto distinto de papeles entre el Estado y la o las empresas que operan en un subsector. Estas últimas desarrollan sus actividades bajo su propia iniciativa, planificación y ejecución de acuerdo a su propia racionalidad. El Estado debe aprobar las decisiones pertinentes, en materia de inversiones, tarifas etc., de modo que por si mismo o a través de una en-



tidad que represente la sociedad (comisión pública) asuma las funciones de regulación sobre la base de que se trata de un servicio público. La necesidad de regulación descansa, además, en la falta de disputabilidad puesto que en el caso de existencia de varias empresas, cada una tiene su área o región reservada de abastecimiento. Esta modalidad no implica por tanto la desintegración vertical u horizontal.

La organización de tipo IR ha sido la modalidad dominante en el subsector eléctrico de países industriales como EE.UU. y Alemania. En estos subsectores concurren una multitud de empresas, de propiedad privada, publica o mixta. Sin embargo, no se observa una competencia efectiva entre ellas, ya que a menudo existe exclusividad en base de un contrato de concesión para una área de suministro, o que las empresas sean demarcadas entre si por áreas o tipo de clientes.

En ALC, de hecho esta forma de coordinación existía en los subsectores eléctrico y gas natural, pero rara vez en una forma nítida. Como se verá en capítulo III, tampoco en el proceso de las modernizaciones esta opción tuvo significativa acogida. Por eso, recibe aquí un tratamiento breve.

No se debe confundir esta modalidad de la estructura integrada regulada IR con el concepto distinto de la apertura limitada o parcial, que se caracteriza por la participación de terceros dentro de una estructura centralizada, es decir frente a un comprador único.

Más difícil es la delimitación de esta modalidad IR en situaciones en que una empresa monopólica estatal tiene un alto grado de autonomía dentro de la modalidad del CC y en que existe, además, una autoridad específica a nivel del Estado que trata con esta empresa en un forma igual o parecida a una reguladora. Se considera aquí, que es un sistema integrado y regulado, cuando la empresa, el ente regulador y la autoridades sectoriales del gobierno tienen funciones claramente distintas, que es más probable, si existen varias empresas de propiedad diferente.

Al contrario de la modalidad CC, donde el Estado planifica, decide y la empresa ejecuta, en la modalidad IR la empresa toma la iniciativa, propone una inversión y pide el acuerdo del ente regulador. En su evaluación este aplica criterios de seguridad, suficiencia y no redundancia en el abastecimiento, criterios económicos, de protección ambiental, etc. Respecto a la aprobación de tarifas, atendiendo criterios de redistribución, el ente regulador procura que se repartan los costos y excedentes obtenidos entre el Estado (impuestos), las empresas, sus accionistas



(rentabilidad) y los clientes (precio justo). Para incentivar a las empresas tiene que asegurar que éstas se beneficien de una mayor eficiencia, pero también impedir que evadan los costos de una decisión equivocada trasladándolos a la sociedad.

La regulación de monopolios integrados en el sector de la energía puede reducirse a criterios técnico-económicos, que estimulen la eficiencia productiva y emulen los resultados virtuales del mercado. Sin embargo, en la realidad la regulación incorpora muchas veces objetivos ad hoc. Asimismo, esa regulación puede también incluir objetivos políticos que trascienden el ámbito técnico-económico tales como el uso racional de energía, la reducción de impactos ambientales y aún la promoción de ciertos energéticos (carbón) o nuevas tecnologías. Este mecanismo regulatorio permite también incluir con mayor facilidad conceptos como el "Manejo de la Demanda" (demand side management), la "Planificación a menor Costo" (least cost planning), etc, En la práctica, la decisión tomada es finalmente resultado de una negociación entre regulador y regulado.

La justificación económica para mantener este tipo de estructura está fundamentalmente ligada al concepto de monopolio natural¹. En el plano político, los argumentos se apoyan en los conceptos de servicio público, y son parecidos a los argumentos en favor del CC.

1.3 Modalidad mercado abierto (MA)

La tercera modalidad de coordinación constituye una novedad, especialmente para los subsectores electricidad y gas, donde tradicionalmente se había considerado que la competencia, además de inconveniente era impracticable. Con relación a los subsectores de petróleo y carbón, la utilización de los mecanismos de mercado se remonta a etapas anteriores y, aún cuando en el pasado se haya optado por monopolios estatales integrados, se admitía con reservas la posibilidad del libre juego de los mecanismos de mercado.

1.3.1. La disputabilidad en partes de los mercados de electricidad y gas natural

La base teórica para esta novedad proviene del cuestionamiento al concepto de monopolio natural como forma obligada para el conjunto de etapas que comprenden las cadenas de electricidad y gas natural. El embate de este argumento que



incluye también a los subsectores de petróleo y carbón se apoya en el cuestionamiento a la calidad del servicio público así como al carácter estratégico de las actividades propias del abastecimiento energético. Se fundamenta también en el análisis de la disputabilidad real o potencial en los mercados tradicionalmente abastecidos por monopolios integrados tanto públicos como parcialmente privados que están bajo control o regulación estatal. Las principales conclusiones de ese análisis pueden expresarse sumariamente de la siguiente manera: en aquellos mercados donde la disputabilidad es posible resulta preferible introducir la desregulación, dejando actuar libremente a los mecanismos del mercado. En cambio, en los mercados que por su naturaleza no sean directamente disputables como en el caso de las cadenas de electricidad y gas natural es posible, mediante normas y principios regulatorios básicos, introducir la disputabilidad competencia real o potencial, al menos en algunas etapas.

Para que esto último sea factible, resulta imprescindible eliminar la influencia de costos hundidos que impidan la acción de la competencia potencial. En el caso de las cadenas eléctrica y de gas natural, esos costos hundidos se vinculan esencialmente con las redes de transmisión o distribución en un caso, y de gasoductos en otro. Eso tiene varias consecuencias:

- No se considera factible alcanzar un suficiente nivel de disputabilidad dentro de los eslabones transporte y distribución y, en consecuencia, se admite la forma de monopolio regulado.
- La separación de estos eslabones, su regulación y el principio de libre acceso
 de terceros a estas redes, es fundamental para facilitar la introducción del carácter de disputabilidad, es decir de la competencia en la generación o producción y eventualmente en la comercialización, función que puede ser separada de las funciones de transporte y distribución.
- Ante el temor de que una empresa integrada aún cuando es eficazmente regulada pueda tener ventajas espúreas, parece preferible que se insista en la desintegración vertical obligatoria y la separación total de las funciones de transporte y distribución (unbundling).

En resumen, dentro del marco de esas y otras normas regulatorias básicas, en la generación, producción y comercialización se puede optar por el libre funcionamiento de los mecanismos de mercado, sobre la base de decisiones descentralizadas de los actores. De acuerdo con este enfoque, se espera que esta modalidad



de coordinación dé lugar, a una mayor eficiencia en la producción y asignación de recursos así como a un mayor volumen de inversión.

La diferencia entre los dos conceptos, el de la "disputabilidad y costos hundidos" y el del "monopolio natural" estriba en que el primero visualiza más la dinámica del mercado en tanto que el último considera una situación estática. La subaditividad de costos², basada principalmente en la presencia de economías de escala, de alcance y/o de coordinación (costos de transacción) es el argumento fundamental para constituir un monopolio natural, es un criterio sobre la característica de los costos en función del tamaño del sistema, mientras la disputabilidad se refiere al comportamiento de los actores en función de la estructura de sus costos.

1.3.2. Límites y nuevas opciones de la modalidad de mercado abierto (MA)

Tradicionalmente se consideró a toda la cadena eléctrica como monopolio natural y se permitió que una sola entidad fuera propietaria y operadora del servicio eléctrico de un área, sea que esa propiedad estuviera en manos del Estado o que el subsector se caracterizara por la presencia simultánea de empresas públicas y privadas.

Como consecuencia del aporte crítico de la "teoría de los mercados disputables" a esa visión tradicional, en los modelos de reforma impulsados por los organismos multilaterales de crédito e implementados en varios países de la región, la vigencia de monopolios naturales se mantiene únicamente para las actividades de transporte y en segmentos de la distribución de electricidad y gas natural, en donde se considera faltante la ,disputabilidad. En sistemas suficientemente grandes como para permitir y garantizar un desempeño competitivo se ha probado que varios actores pueden competir en los segmentos de la generación y en la comercialización.

En el caso eléctrico, la transmisión en un sistema interconectado, que pueda abarcar un área inferior al territorio de un país o también incluir a varios países, mantiene generalmente el carácter de monopolio. Sin embargo, se advierte la posibilidad de abrir a terceros la opción de construir y operar una línea de transmisión fuera del área servida por la estructura existente, planteándose también, en este caso, una instancia de competencia potencial que limitaría los grados de libertad del monopolio existente.



En la distribución de electricidad y gas natural, generalmente se concede a una empresa o consorcio la exclusividad de un área por medio de una concesión. Ella define el alcance regional del monopolio y el tipo de clientes cautivos de esa empresa. Pero, dentro de la modalidad de mercado, se excluye de esa clientela a los grandes usuarios por tener la posibilidad de comprar la energía a otros oferentes, haciendo uso del principio de acceso de terceros a las redes del distribuidor del área de concesión correspondiente. A este respecto, en algunos casos se plantea también la existencia de la comercialización como una fase separada de la de distribución.

Tanto el sistema integrado de transporte, como la concesión de una distribución permite fijar limites en su duración y licenciar entre varios candidatos. De esta manera se introduce un elemento de competencia por un mercado aunque no dentro del mismo.

La introducción de la competencia en sistemas eléctricos de reducido tamaño presenta un problema. Por el lado de costos, la presencia de economías de escala, de secuencia (integración vertical) y alcance (integración horizontal) puede hacer recomendable el mantenimiento del monopolio integrado, con mecanismos que propicien eficiencia. Por el lado de la disputabilidad, un sistema reducido no permitiría más de tres competidores en los segmentos aptos para la competencia (generación y comercialización) aunque subsiste el peligro de una coalición entre ellos, a fin de manipular los resultados del mercado a su favor.

Es difícil determinar a priori y de manera generalizada los límites mínimos para la organización efectiva de la competencia en la generación, ya que dependen no sólo del tamaño sino también de la estructura de la generación y de los recursos energéticos disponibles. Otro enfoque para alcanzar una situación de disputabilidad, sería la integración de estos sistemas de reducido tamaño entre si o con sistemas más grandes que permitirían aprovechar las economías de escala.

De esta manera, la integración energética puede dar lugar a nuevas opciones. Si por medio de la integración, varios mercados conforman uno de dimensión más amplia, la posición relativa de las empresas activas en los diferentes mercados se modifica de manera decisiva. De este modo, si en el ámbito más reducido del mercado nacional se hubiese considerado conveniente una reestructuración de la organización subsectorial, por ejemplo, mediante la desintegración horizontal o vertical y, eventualmente, la desincorporación de activos, la situación dentro de un mercado regional integrado de dimensión mucho más amplia, puede sugerir otras soluciones, dejando



intactas las estructuras de las empresas integradas a nivel nacional ya que la competencia se daría dentro de todo el espacio económico regional.

Se argumenta adicionalmente que, para el desarrollo de una importante contribución al abastecimiento energético basado en importaciones del gas natural, sería más conveniente mantener una entidad que concentre las funciones de comprador único del exterior, de mercadeo mayorista al interior del país, el transporte y otras funciones tales como el despacho de carga, aseguramiento de contratos sobre altos volúmenes, abastecimiento a largo plazo, amortización de extensos gasoductos, etc.

1.3.3. La regulación dentro de la modalidad de mercado abierto

La organización de partes de la cadena en forma de monopolio, trae consigo la necesidad de una regulación técnica-económica (de precios, de inversiones, etc.) que asegure la eficiencia productiva, proteja al consumidor y, en algunos casos, aún al mismo inversionista en situaciones de no sustentabilidad del monopolio.

Ultimamente, especialmente en sistemas de reducido tamaño se han tomado en cuenta, de forma más explícita, los costos de transacción y de regulación que pueden ser relativamente importantes, tales como la contratación de personal calificado en el ente regulador y dentro de la empresa, disputas jurídicas, etc. Considerando estos costos de la regulación, se ha sugerido incluso la adopción de una forma de laissez-faire en el marco de una sencilla regulación del precio tope y de control de abusos, con el argumento de que los costos de transacción pueden superar las ganancias logradas a través una mayor eficiencia inducida por la regulación. Generalmente, la consideración de los costos de transacción y de regulación ha conducido a la búsqueda de formas más económicas de organización institucional y operacional de la regulación como se verá más adelante en los capítulos III y IV).

De acuerdo con la apreciación hecha a partir de consideraciones previas, la introducción de la modalidad de coordinación a través de los mecanismos de mercado (MA) pueden requerir diferentes acciones de reestructuración, dependiendo del subsector, de las situaciones preexistentes en el sistema nacional, considerando el tamaño del mercado y atendiendo las perspectivas que presentan los procesos de integración.



1.3.4. Variantes: mercados autoregulados y mercados organizados

Dentro de la modalidad de coordinación por el mercado, pueden distinguirse situaciones donde los mercados pueden funcionar de manera autoregulada, de otras donde el funcionamiento de los mecanismos de mercado queda sujeto a normas regulatorias.

a) Los mercados autoregulados y la libre formación de precios

Los mercados autoregulados implican la libre formación de los precios y la plena libertad en las decisiones descentralizadas de inversión. De este modo, la asignación de los recursos estará orientada por la acción de los mecanismos de mercado manifestándose en precios que se forman libremente, los mismos que dependerán de las expectativas propias de los actores. En tales casos, la acción coordinadora del mercado es plena.

Tal como se ha expresado, los mercados energéticos que más se aproximan a esa caracterización son los que pertenecen al ámbito de los energéticos transables como el petróleo, derivados del petróleo y carbón mineral, dentro de ciertas circunstancias. Sin embargo, el libre juego de los mecanismos de mercado no debe asimilarse necesariamente con el modelo de competencia atomizada y perfecta. En tales casos, la política energética debería actuar mediante el uso de mecanismos indirectos, generalmente a través del sistema de precios (impuestos, subsidios), a fin de minimizar las interferencias en los mecanismos de competencia.

Sin embargo, en este aspecto debe tenerse presente que, en dimensiones relativamente reducidas como las que se observan en la mayor parte de los países de la región, los mercados petroleros suelen tener un carácter marcadamente oligopólico, siendo por tanto reducido el espacio de competencia. En los mercados de derivados, solo los muy grandes consumidores, con alta capacidad de almacenamiento, están en condiciones de evadir los canales locales de comercialización, recurriendo directamente a la importación. La existencia de esos canales de comercialización, usualmente ligados a la oferta mayorista, suponen la existencia de costos hundidos que limitan la disputabilidad de los mercados, aún frente a la competencia potencial de las importaciones.

En consecuencia, la adopción de la modalidad de coordinación por el mercado, aún en el caso de los energéticos transables, puede requerir de normas tendientes



a la prevención de prácticas antimonopólicas. Podría resultar ilusorio pensar en la real vigencia de autoregulación plena de los mercados.

En las cadenas de petróleo y carbón, no hay razones para proceder a la desintegración vertical ya que las empresas integradas compiten en todas las etapas de la cadena y esta es la forma clásica de organización de esas industrias, especialmente la primera. Lo que sí interfiere con el libre juego de los mecanismos del mercado es la presencia de monopolios artificiales. Un ejemplo de este tipo sería aquel en que se otorga a una empresa la exclusividad en las transacciones de crudo en el mercado mayorista de derivados. En estos casos la introducción de mecanismos de mercado resulta comparativamente mucho más simple que en las cadenas de electricidad y gas natural. En principio no es necesario introducir modificaciones en la organización empresarial. Basta con eliminar las barreras legales que impiden el ingreso de otros actores.

b) La competencia y la formación de precios organizada

De acuerdo con lo ya expresado, la decisión de adoptar una de las modalidades de mercado en el caso de los energéticos considerados no transables como la electricidad, gas natural, supone la formulación de un marco de normas regulatorias que definan y organicen los espacios de funcionamiento de los mecanismos de mercado. Se trata por un lado de inducir y asegurar la disputabilidad real o potencial, y por otro lado de organizar la formación de precios, no solamente en las partes reguladas del transporte y distribución sino también en las partes sometidas a la competencia. Las especificidades de estos energéticos, atados a redes fijas, no llevan automáticamente a una formación de precios eficientes. Más bien es necesario organizar la formación de precios.

Respecto a la tarea de inducir y organizar la disputabilidad ya se han mencionado ciertas necesidades (libre acceso a las redes, regulación), opciones (desintegración vertical obligatoria - *unbundling*) y restricciones.

Además, la organización de mercados competitivos en los subsectores de electricidad y gas natural, que den lugar a un desempeño eficiente al menos dentro de un horizonte de corto plazo, requiere cierta coordinación centralizada en su operación mediante centros de despacho y un mercado mayorista organizado.



Finalmente, para la formación de precios eficientes, se necesita abrir un espacio amplio con oportunidades de negocios por un lado y, un conjunto de reglas que aseguren la confluencia de las transacciones en un mercado transparente.

Todos estos aspectos se discuten con más detalle en los acápites sobre electricidad y gas natural en el capítulo III.

2. Cambios en el Régimen de Propiedad

Los procesos de la modernización en el sector energético han provocado cambios significativos en el régimen de propiedad en las empresas que desarrollaban sus actividades dentro del sector. A contracorriente con los fenómenos de estatización que en muchos casos implícitamente era una nacionalización, que caracterizó el proceso de modernización de la última postguerra, la actualidad muestra una marcada tendencia hacia la desestatización permitiendo una desnacionalización que corresponde a la desincorporación de activos de propiedad del Estado. La desnacionalización ocurre con una presencia dominante de la inversión extranjera.

El incremento de la participación privada dentro del sector energético presenta dos formas principales con algunas variantes:

- la desincorporación de derechos de propiedad del Estado en empresas del sector;
- la admisión de empresas privadas
 - a) como competidor sin restricciones de la empresa estatal,
 - b) como contratante (abastecedor de servicios, energía, etc.) de la empresa estatal, o
 - c) como actor en una parte restringida del negocio (por ejemplo, solamente en nuevos negocios).

La desincorporación de derechos de propiedad abarca desde formas de desincorporación jurídica, de la gestión hasta la venta de activos propios del Estado en las empresas del sector. En el Cuadro II.2 se presenta una amplia gama de formas de desincorporación.



En la siguiente sección al discutirse posibles trayectorias y sus requerimientos, se vuelve a referir a las formas de desincorporación presentadas en el mismo cuadro

Cuadro II.2: Formas de desincorporación de derechos de propiedad del Estado en empresas energéticas

TIPO DE DESINCORPORACIÓN	VARIEDAD	
Desincorporación jurídica	Cambio de la estructura orgánica de la empresa Modificación de responsabilidades y atribuciones Cambio de personería jurídica (Corporatización)	
Desincorporación de la gestión	Contratos de gestión Leasing	
Desincorporación de activos		
Parcial	Venta de una parte de las acciones en subastas al público Venta de partes por licitación a actores privados Capitalización Entrega a empleados en condiciones favorables Venta de activos seleccionados Desactivación de instalaciones	
Total	Venta de todas las acciones por subasta pública Venta total por licitación a actores privados Management buy-out Venta de partes combinada con entrega a empleados en condiciones favorables Voucher-privatización	

3. El proceso de cambio, trayectorias y secuencias por etapas

En el proceso de reforma, la modalidad de coordinación finalmente adoptada constituye una decisión estratégica de extrema importancia. Se observa que la decisión en favor de un cambio viene cronológicamente después de ajustes parciales consistentes en un saneamiento económico-financiero y ajustes empresariales, derivados de cambios en el estatuto jurídico y de la estructura orgánica y funcional de las empresas.

3.1. Trayectorias

Se pueden indicar las trayectorias de cambio de una combinación de modalidad y régimen de propiedad a otra, y su frecuencia. En el cuadro II.3 se demuestran los cambios más frecuentes, indicados por flechas gruesas. De las situaciones iniciales más frecuentes de control central (CC) con propiedad del Estado central o articulaciones descentralizadas, se han dado con mayor frecuencia las siguiente trayectorias:



- 1. La participación privada en forma de tercero, manteniendo la modalidad CC, que implica el pase de la situación a) a la situación b). Esta forma, frecuente en el subsector eléctrico y upstream petróleo, ha sido denominada *apertura li mitada*.
- 2. El cambio desde la forma cerrada de CC (o de la forma regulada IR) a la modalidad MAde competencia (primer paso), con participación privada (segundo paso), llamada *apertura completa*. Esta ha sido más frecuente en los subsectores eléctrico, *downstream* petróleo y gas natural

CUADRO II.3 TRAYECTORIAS DE LOS PROCESOS DE REFORMA

La modalidad IR no tuvo acogida. Fue parcialmente abandonada y, en caso de cambio de modalidad, se prefirió escoger la modalidad MA. Otros tipos de trayectoria son aún menos frecuentes. Como se observará en las secuencias, son varios los países que han optado por cambios secuenciales, sea de manera prudente evaluando las experiencias en cada etapa, sea empujados por los resultados insuficientes de los pasos anteriores.

Las líneas discontinuas del cuadro II.3 indican tendencias. Estas permiten concluir que los procesos de reforma avanzan desde la izquierda (Control Centralizado) hacia la derecha (Mecanismos de Mercado) y, desde abajo (Propiedad Estatal) hacia arriba (Participación Privada).



3.2. Secuencias

En el gráfico II.1 están representadas las secuencias para las tres trayectorias observadas, incluyendo los pasos que han sido comunes en la mayoría de los países (saneamiento financiero y ajuste empresarial).

GRÁFICO II.1 SECUENCIAS DE REFORMAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

La secuencia 1 muestra los ajustes parciales mencionados y las dos opciones de apertura con o sin terceros. Como se afirmó antes, la opción apertura para terceros (incorporación de actores privados), la llamada *apertura limitada* sin cambio de modalidad ha sido muy frecuente.



La secuencia 2 es más típica para el cambio de modalidad, que se efectuó en lugar o junto con el cambio parcial, y que consiste sistemáticamente en:

- i) la reforma estructural en la organización de las actividades del subsector respectivo;
- ii) la reforma de procedimientos;
- iii) la desincorporación parcial o total de activos

Pocos países se han contentado con tomar solamente algunos pasos de modernización (secuencia 1, opción sin terceros). Muchos países han abierto en los subsectores electricidad y petróleo *upstream* la entrada para actores privados, pero solamente en calidad de terceros (secuencia 1, opción con terceros), sin realmente cambiar la modalidad. Respecto al subsector petróleo en el *downstream*, muchos países han introducido la coordinación por el mercado, algo que respecto a los subsectores electricidad y gas natural han aventurado algunos países (secuencia 2). Hay también casos, en que, después de la secuencia 1, se prepara un cambio de modalidad, enlazando entonces un enganche con la secuencia 2.

La secuencia 3, el cambio a la modalidad IR, no ha sido muy frecuente a pesar de ser una real posibilidad, sobre todo para mercados de menor tamaño.

3.3. Requerimientos para los cambios más frecuentes

3.3.1. La apertura limitada: participación privada sin cambio de modali - dad

Según se ha visto, la apertura limitada abre la posibilidad a la participación del sector privado sin alterar mayormente la estructura del subsector y sin transferir la incumbencia sobre las decisiones fundamentales (planes de expansión, decisiones de inversión, precios). Esta modalidad ha sido utilizada, con algunas diferencias en sus formas, en un número apreciable de países. Los pasos típicos serían:

 El alcance de cambios necesarios a nivel de legislación para permitir esta apertura limitada depende del grado de normatividad previamente existente. En algunos casos, bastan unos pocos ajustes a nivel de leyes o reglamentaciones; en otros, se requieren cambios importantes (de la constitución u otras leyes fundamentales).



- A nivel de las empresas son varias las opciones que se asocian con este cambio limitado y se han mencionado ya anteriormente:
 - * Dar a las empresas públicas una cierta autonomía de gestión y una orientación comercial. Lo mínimo en términos de corporatización es la separación de contabilidad de la empresa y, lo máximo la creación de una sociedad anónima, en que el Estado (sus articulaciones) mantiene la titularidad de todas las acciones. En la práctica, esto lleva a una reestructuración interna de la empresa y, con frecuencia, a una separación en unidades de negocio dentro de la misma e incluso una articulación de empresas especializadas dentro de un *holding* Estatal.
 - * Incrementar la independencia y la mejora en la gestión con base en un contrato de gestión (management contract) con actores privados, manteniendo participación estatal en el directorio de la empresa. Esta forma de desincorporación de la gestión (no de los activos) no ha sido practicada en ALC pero si en otras regiones. Una opción semejante puede consistir en una división entre la función empresarial ligada a los aspectos vinculados con la propiedad (que permanece en manos del Estado) y la función operativa (bajo manejo privado). Esto último puede instrumentarse mediante la cesión de los activos en arriendo por un plazo definido, es decir una especie de *leasing*.
 - * Fomentar la entrada al sector de inversiones privadas asociadas posiblemente con un aporte tecnológico y/o de capital, mediante contratos de servicios, de asociación o de participación, frecuentes en el sector petrolero. Una forma actualmente muy utilizada de apertura limitada es el BOT. Esta participación de terceros requiere de garantías del Estado, un tema de gran envergadura en los procedimientos de la apertura limitada.
 - * Formar Alianzas Estratégicas entre la empresa estatal y empresas extranjeras estatales o privadas como forma de colaboración más intensa, bajo la cual las dos empresas se comprometen a programas conjuntos sobre una gama más o menos amplia de actividades aportando masas importantes de recursos financieros.
 - * Vender la empresa en partes, eventualmente en forma de capitalización, o en bloque creando una empresa monopólica, mixta o privada regulada, sin cambiar significativamente la estructura del subsector.



* Vender unidades periféricas que no pertenecen al sector energético, lo que obviamente no afecta a la estructura del sector. La empresa puede sacar provecho de los recursos financieros obtenidos y de la reducción de complejidad para su reestructuración interna con el objetivo de aumentar su eficiencia productiva en las actividades propiamente energéticas.

Como puede constatarse, todos estos cambios a nivel de la empresa no cambian de modo significativo la estructura del subsector respectivo. La estructura de monopolio integrado permanece prácticamente intacta. Sin embargo se introduce al margen del monopolio una cierta forma de la competencia: <u>por</u> mercados en la medida que se adjudican los contratos de servicios, de asociación o participación y los de tipo BOOT, en base de una licitación.

3.3.2. La apertura completa: reestructuración para alcanzar la competen - cia dentro de mercados y "unbundling".

La introducción de la modalidad de mercado abierto (MA) implica una serie de consecuencias profundas, especialmente para la estructura del subsector, pero no necesariamente para la propiedad de la empresa estatal.

La creación de condiciones de competencia dentro de los mercados requiere de cambios legales y regulatorios profundos. La modificación de un esquema de monopolio en un sistema donde se pretende que predominen los mecanismos de mercado, hace generalmente aconsejable y hasta necesario que el Estado desincorpore al menos una parte de los activos de las empresas públicas.

Para dar lugar a un mayor grado de competencia hay que asegurar la existencia de un número suficiente de participantes tanto del lado de la oferta, como de la demanda. En los casos en que se ha realizado una apertura completa, se ha recurrido tanto a la participación de nuevos actores privados en las inversiones de expansión, como a la desincorporación de activos de las empresas estatales en el subsector respectivo. Sin embargo, en la mayoría de los casos la desincorporaron alcanzó solamente parte de los activos. Esto confirma que la apertura completa no requiere necesariamente una desincorporación de activos, aunque no sea total.

La empresa podrá seguir intacta si no tiene una posición de control de mercado y si no tiene una situación de monopolio en alguno de los eslabones de la cadena energética respectiva. Sin embargo, es probable que en el momento de la transformación de un sistema monopólico a otro de carácter mas competitivo, la



empresa pública deba ceder parte de sus activos a fin de establecer cierta igualdad de condiciones con los nuevos actores privados.

En el caso de la industria petrolera, donde la competencia se introdujo generalmente en el downstream, se han logrado efectos inmediatos siempre que imperen condiciones iguales para el acceso a productos refinados. Para la introducción de la competencia en la generación eléctrica, ha sido necesario fomentar la evolución hacia una estructura equilibrada. El imperativo del "unbundling" concierne a cada empresa que está simultáneamente activa en etapas reguladas y no reguladas, y tiene monopolio sobre las redes de transmisión o sobre el conjunto del mercado de distribución (independientemente de que sea estatal o privada). Este tipo de situaciones puede de facto llevar a una desincorporación de activos del Estado, pero no porque el Estado sea su propietario sino para evitar que haya una integración vertical (y/u horizontal) de tales características.

En los países productores de petróleo se observa una estrategia dividida: apertura limitada en la parte *upstream* y apertura completa en la parte *downstream*.

En el siguiente capítulo se discuten las modalidades de gestión y los cambios en los diferentes subsectores.

NOTAS

- 1 Ver respecto al concepto del monopolio natural en "El Papel del Estado en el Sector de la Energía" OLADE. Quito, Ecuador. Noviembre 1992.
- 2 Véase OLADE "El Papel del Estado en el Sector de la Energía". OLADE, Quito 1992, pág. 32 etc.



Capítulo III

Las Reformas Subsectoriales en los Sistemas energéticos de América Latina y el Caribe

Más allá de la orientación general que guía a este nuevo proceso de transformación en los sectores energéticos de los países de la región, caracterizada por la búsqueda de un rol más preponderante de los mecanismos de mercado y de una mayor participación de actores privados, existe una gran diversidad en las modalidades específicas de las reformas realizadas, tanto entre subsectores de un mismo país como entre países de un mismo subsector. Esta diversidad se evidenciará en este capítulo, en el que se tratan las modernizaciones por subsectores: electricidad, petróleo, gas natural y carbón.

En los siguientes capítulo IV y V se retoma el tema de dos ángulos diferentes: el de la empresa y el del Estado como actor en el proceso.

A. Las reformas en el subsector eléctrico

Dentro de los procesos de transformación de los sistemas energéticos de la región. las reformas eléctricas son las que han mostrado mayor diversidad, tanto por el contexto inicial en el que las mismas se han insertado, como por la secuencia, intensidad de los cambios, cobertura subsectorial, alcance de la desincorporación de activos y mecanismos empleados.¹

Es importante insistir en que la reforma no se agota con, ni implica necesariamente, la desincorporación o enajenación de activos o la mayor participación privada en los sistemas eléctricos, aunque esas sean una de sus manifestaciones más evidentes.

Las reformas eléctricas han implicado en realidad la reestructuración de los diferentes mercados de la cadena eléctrica -generación, transmisión y distribución-, la aparición de nuevos actores, una nueva estructura institucional, un cambio en los objetivos del abastecimiento de una actividad que estaba concebida como servicio público y, por sobre todo, una modificación en las modalidades de coordinación económica en cuanto a sus tres componentes principales: la unidad de decisión, el mecanismo de asignación de recursos y los objetivos dominantes den-



tro de la nueva organización institucional del subsector² Claro está que dentro de esto último se incluye el cambio del rol del Estado.

1. Las nuevas formas de organización a partir de las reformas

Los distintos países de la región, buscando lograr una mayor seguridad del abastecimiento, con una calidad suficiente y bajo una estructura de costos que refleje una mayor eficiencia productiva y una asignación eficiente de recursos dentro del subsector, han implementado procesos de transformación tendientes a plasmar nuevas formas de organización industrial para sus sistemas eléctricos.

La situación de los años previos a la reforma se caracterizaba en general, por estructuras organizacionales que integraban vertical y horizontalmente las tres actividades básicas (generación, transmisión y distribución), con una activa participación del Estado. Se trataba, en la casi totalidad de los países de una modalidad de organización basada en el predominio Estatal con jerarquía centralizada, como mecanismo dominante de coordinación de la actividad, y, en un número menor de casos de acuerdos con otros actores como entidades públicas descentralizadas, provincias y/o municipio, o incluso privadas. Es decir que el Estado manejaba los mecanismos de asignación de recursos, era la unidad de decisión económica y de diseño y ejecución de las políticas de abastecimiento, controlaba la entrada de actores y la estructura de propiedad, concibiendo a la provisión de energía con los objetivos propios de un servicio público.

Hasta fines de la década de los '80 en América Latina y el Caribe el mercado abierto (MA) no existía como opción de organización industrial del subsector eléctrico. En forma generalizada predominaba en ese entonces la estructura monopólica, sea a través del control central (CC) y/o el de la regulación de estructuras integradas (IR). También se observaban criterios variables en cuanto al grado de autonomía jurídica, financiera y gestión efectiva que tenían las empresas integradas y una versatilidad menor de las mismas en las decisiones de inversiones y establecimiento de precios que debían ser aprobadas por las correspondientes estructuras ejecutivas del Estado.

Con la excepción de Haití, Barbados, Grenada y Guyana, desde los ochenta, se observa en la Región una tendencia hacia la liberalización³ o la desregulación⁴



o la re-regulación parcial o total de la cadena dependiendo del grado de regulación que existía en la situación original, tanto por cambios en el sistema de coordinación dominante o por cambios en algunas de sus características, lo que resulta en modelos organizacionales completamente diferentes a los anteriores.

Una serie de trabajos revelan que las reformas realizadas en los países de América Latina y El Caribe dejan como lección que no existe una receta única para mejorar las bases estructurales, financieras, administrativas y operativas del sector o para alcanzar la autosuficiencia de las empresas orientándolas comercialmente, operándolas eficientemente y con posibilidades para atraer a la inversión privada.⁵⁶ ⁷

Aún cuando se reconozca que no se aplicó una receta única, es necesario precisar que las primeras reformas se orientaron más hacia la privatización de activos existentes (Chile, Argentina, luego Perú, recientemente Bolivia), privilegiando la desintegración o segmentación de la industria eléctrica y el *libre acceso a las re-des*, introduciendo de esta forma la modalidad de mercado abierto (MA). En otros casos, se promovió la participación del capital privado, mediante un proceso de *apertura parcial*, sin una desintegración de la cadena eléctrica y manteniendo un control estatal más o menos dominante según los casos.

Estas formas de apertura modificaron profundamente el paisaje de modalidades de coordinación de los subsectores eléctricos regionales, que se muestran en el Cuadro III.1 agrupadas por el tamaño de los sistemas eléctricos de cada país:

- 1. países que realizaron reformas estructurales del sector a fin de organizar el funcionamiento de los mecanismos de mercado, mediante la segmentación de la cadena y libre acceso a las redes de transmisión y distribución;
- 2. países que introdujeron la apertura limitada o apertura parcial en la generación, generalmente para privados en calidad de terceros;
- 3. países que no han introducido ninguna modificación y que continúan con situaciones de monopolios verticalmente integrados sean regulados o controlados más directamente.



Cuadro III.1 Tamaño de los sistemas eléctricos y grado de apertura introducido por las reformas (1997)

......

TAMAÑO DEL SISTEMA (MW)	LIBRE ACCESO	APERTURA PARCIAL	MONOPOLIO
0-500		NICARAGUA SURINAM	GRENADA,HAITÍ BARBADOS, GUYANA
501-1000	BOLIVIA EL SALVADOR	HONDURAS JAMAICA	
1001-2000	PANAMÁ GUATEMALA	C. RICA T. Y TOBAGO	
2001-5000	PERÚ ECUADOR(*) URUGUAY(*),	CUBA(***) R.DOMINICANA	
5001-10000	CHILE		PARAGUAY(****)
10001-20000	ARGENTINA COLOMBIA		
> 20000	VENEZUELA (**) BRASIL(****)	MÉXICO	

^(*) De ejecutarse las leyes aprobadas en 1996 (Ecuador) y 1997 (Uruguay) (**) de aprobarse la Ley orgánica del Sector Eléctrico enviada por el Ejecutivo al Congreso en Mayo de 1997, (***) de concretarse en forma de proyectos la posibilidad ofrecida por la ley; (****) marco legal en revisión, con tendencias a la apertura limitada; (*****) marco legal en revisión, con perspectiva al libre acceso.

Fuente: OLADE con base en informaciones de los países miembros; CEPAL, en base a Fernando Cuevas "La Déreglamentation de l'Industrie Electrique",. Révue de l'Energie. No.480. Septiembre 1996. Páginas 431-438.

Ecuador, Venezuela y Brasil mostrarían actualmente una tendencia hacia el libre acceso. En Ecuador, hasta tanto entre en vigor la nueva ley, está en vigencia la modalidad CC con apertura limitada, mientras Venezuela de acuerdo con el proyecto de Ley Orgánica del sector que el Ministerio de Minas y Energía de Venezuela envió al Congreso Nacional, el subsector eléctrico de este país puede transitar rápidamente hacia un sistema de competencia organizada. En el caso de Brasil se observa un desfase entre la reforma y la desincorporación de activos. Antes de que la reforma en curso haya definido el marco regulatorio se está produciendo la enajenación de una serie de activos en el área de distribución por parte de gobiernos locales.

El caso de Colombia tiene características singulares ya que, manteniendo en esencia un sistema basado en empresas públicas, produjo una segmentación real



de la etapa de transmisión⁸ y una separación virtual de negocios en las grandes empresas públicas regionales, dando mayor protagonismo a los mecanismos de mercado, al mismo tiempo que abrió la posibilidad al ingreso de inversionistas privados para la expansión del sistema.⁹

A continuación se presentan someramente las particularidades en el funcionamiento de los dos procesos de apertura:

1.1. Apertura parcial en la generación

Esta modalidad se encuentra actualmente presente en Nicaragua, Surinam, Honduras, Jamaica, C. Rica, T. y Tobago, Uruguay, R. Dominicana y México. Cuba y Paraguay se unirían al grupo. Se caracteriza por la existencia de estructuras monopólicas, con una sola empresa integrada vertical y horizontalmente que opera la totalidad o la mayor parte de los sistemas de generación, transmisión y distribución. En algunos casos la distribución está a cargo de empresas locales sean éstas provinciales o municipales.

La participación del capital privado está permitida solo a nivel de generación a través de cogeneradores o productores independientes¹⁰, que deben vender la energía a la empresa pública, verticalmente integrada, a precios contratados a largo plazo; mientras tanto, las distribuidoras locales pueden comprar su energía solamente a la empresa monopólica. En algunos países, México, Honduras y R. Dominicana, también se permite la presencia de autoproductores.

Las transacciones de energía en el sistema interconectado permanecen bajo el control de la empresa estatal. Los generadores privados, ya sea cogeneradores o productores independientes pueden utilizar la red de transmisión únicamente para sus transacciones con la empresa estatal pero no para vender energía a clientes finales, con lo cual, el tipo y cantidad de transacciones en el mercado es muy limitado.

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

En el caso de Costa Rica, la regulación es independiente del régimen de propiedad, y la gestión de la empresa es evaluada con base en metas cuantitativas a ser



alcanzadas en un período de tiempo para ciertas variables determinantes de su eficiencia económica.

1.2. Competencia en la generación y libre acceso a las redes

El principio de este modelo (Chile, Argentina, Perú, Bolivia, Panamá, Guatemala, Colombia, El Salvador, Uruguay, probablemente Ecuador y Venezuela, y posiblemente Brasil), es la apertura total del sistema. Para ello es necesario que las distribuidoras no estén sujetas al suministro de una sola empresa -pública o privada, integrada o únicamente generadora- sino que puedan comprar electricidad a cualquier generador.

Lo mismo ocurre con los grandes consumidores o "clientes libres" que pactan precios de potencia y energía con cualquier generador. Para ello, el establecimiento de un mercado mayorista libre entre generadores, distribuidores y grandes clientes requiere, como condición necesaria, el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución.

La operación del sistema de transmisión sin ningún tipo de limitaciones al acceso y el despacho centralizado son funciones indispensables para asegurar a todos los actores un trato equitativo en las transacciones de energía en bloque. ¹¹

1.2.1 Fragmentación del segmento generación-transmisión

Dos esquemas se han seguido en cuanto a la fragmentación del segmento generación-transmisión:

- la permisión de la integración vertical en Chile y Uruguay
- la separación obligatoria en otros países, donde se ha tratado de evitar que las mismas empresas participen simultáneamente en todas las etapas de la cadena eléctrica:
- a) la permisión de la integración vertical
- * En Chile, en el sistema interconectado central, el generador más importante (ENDESA) también posee la transmisión (TRANSELEC), sin que exista un mecanismo transparente en la determinación de los cargos de transmisión. Esta asimetría en las condiciones de acceso a las redes de transporte constituye sin duda una limitación a la acción de la competencia en el mercado mayoris-



- ta. Por otra parte, ese control se extiende también al mercado minorista en la principal área de distribución del país (vía el *holding* ENERSIS, controla la distribución metropolitana, a través de CHILECTRA).¹²
- * En Uruguay, la ley aprobada recientemente en junio 1997, faculta a la principal empresa estatal (UTE) a mantenerse verticalmente integrada, facultándo-la a generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar energía. Tampoco especifica algo en contrario respecto a los potenciales nuevos actores privados del sistema, por tanto se puede deducir que tanto los actores privados o públicos pueden estar vertical total o parcialmente integrados.

b) la separación obligatoria en otros países

- * En Argentina, el sistema interconectado de transmisión de alta tensión es operado en concesión por TRANSENER, que actúa como una corporación independiente que solo realiza esa función.¹³
- * En Perú la nueva normativa establece también esas restricciones, aunque es difícil evitar las relaciones intrafirma.
- * En Bolivia se establece que las Compañías Eléctricas del Sistema Interconectado Nacional deberán estar segregadas en Generación, Transmisión y Distribución y sólo podrán participar en una sola de estas actividades.
- * En Guatemala, las empresas públicas INDE y EEGSAtendrán un plazo de un año a partir de la fecha de promulgación de la Ley para separar la gestión y los activos de generación, servicio público de transporte y distribución de electricidad y dar cumplimiento a lo que establece la ley en cuanto a que las mencionadas actividades deben ser realizadas por personas jurídicas diferentes.
- * En Colombia la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) mantiene la propiedad sobre la red interconectada pero, tal como se ha expresado, su función ha sido limitada al manejo de dicha red y a la coordinación del despacho de cargas; a su vez las empresas (públicas) regionales podrán mantener su estructura integrada, pero deben proceder a la separación virtual de sus negocios de generación y distribución. En esta última actividad está obligada a licitar sus compras de energía.



* En Venezuela, el proyecto de Ley orgánica prevé que el Ejecutivo Nacional establezca una empresa bajo la forma de sociedad anónima, cuyo objeto será la prestación de servicios de transmisión en el SIN. El patrimonio de la empresa estará constituido por las instalaciones de transmisión de las que son propietarios, a la fecha de promulgación de la ley, las empresas eléctricas del Estado, y que a juicio de la Superintendencia del Servicio Eléctrico deban pertenecer a la red troncal de transmisión. También prevé la separación de las actividades de generación-distribución. En caso que una empresa realice actividades de transmisión o esté relacionada con empresas de transmisión, deberán proceder a la separación contable y de gestión (artículo 5), y tendrán un plazo de tres años luego de promulgada la ley para proceder a su separación jurídica (artículo 154).

1.2.2. La participación del capital privado

Dentro de los países que han establecido o impulsan el libre acceso a las redes y la remoción de otros obstáculos a la disputabilidad de los mercados, se destacan los siguientes casos :

- Chile fomenta la participación privada en todo el sistema pero mantiene en manos del Estado una empresa hidroeléctrica, en proceso de desincorporación (COLBUN S.A.¹⁴) que actualmente abastece alrededor del 15% de la energía.
- En Argentina y Perú, la tendencia es a la privatización total de la generación.
 En el caso argentino se suele incluir en esa tendencia a las centrales hidroeléctricas compartidas con otros países (Yacyretá, Salto Grande) y las nucleares.
- Bolivia constituye un caso particular ya que la "Ley de Capitalización" busca la participación privada a través de un esquema de ampliación de capital.
 Tres etapas se distinguen en ese proceso¹⁵:
 - * La capitalización. El Estado transforma la empresa estatal en una sociedad anónima mixta (SAM) a través de la participación de los trabajadores de la empresa que voluntariamente deciden participar en la sociedad, aportando un monto no superior a sus beneficios sociales. Una vez creada la SAM, el Estado selecciona un socio estratégico quien realiza una oferta



correspondiente al 100% del capital de la SAM, lo que le da derecho al 50% de la propiedad y a la administración de la empresa capitalizada.

- * La distribución de la propiedad. El Estado se compromete a distribuir la totalidad de sus activos en la empresa capitalizada a la población mayor de edad al 31/12/95. La distribución asumirá la forma de un depósito en una cuenta de capitalización individual de carácter no contributivo que será manejada por las administradoras de fondos de pensión que deberán crearse como consecuencia de la reforma al sistema de pensiones, basado en la capitalización individual.
- * La reforma del sistema de seguridad social. Se espera modificar el sistema adoptando un esquema similar al chileno. Se crearían administradoras de fondos de pensiones, cuya función sería maximizar la rentabilidad de las cuentas contributivas y no contributivas de los bolivianos, que alimentarán los retiros al momento de la jubilación.
- En Venezuela el ejecutivo nacional adoptará las acciones que considere necesarias para que la participación del Estado como empresario sea subsidiaria, en un plazo prudencial. El Fondo de Inversiones de Venezuela determinará la oportunidad en que deben realizarse los procesos de privatización a que haya lugar, en concordancia con los planes de reestructuración y privatización que se establezcan, de conformidad con la Ley de Privatización. El Estado preservará el control de la empresa CVG Electrificación del Caroní (EDELCA), al menos hasta que las condiciones de desarrollo del mercado eléctrico mayorista y del propio subsector permitan la libre competencia entre generadores.
- Brasil ha comenzado con el proceso de privatización de parte de las empresas regionales, destacándose hasta julio 1997 los casos de ESCELSA, de la *Light* y por último el de la Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), empresa que integra generación con distribución de electricidad. 16 Por otra parte se está promoviendo la generación a través de productores independientes. Así, AES Co. ganó una licitación de la Companhia Estadual de Energia Eléctrica (CEEE) del Estado de Río Grande do Sul, para construir, controlar y operar una central ciclo combinado de 600 MW, ubicada en Uruguayana. Este sería el primer proyecto de un productor independiente y el primero en integrar a los dos sectores gas y electricidad de ambos países. 17



En Guatemala se realizó la desincorporación por venta de dos centrales. El
comprador, una compañía canadiense, sin embargo, firmó un contrato de suministro eléctrico a largo plazo (power purchase agreement - PPA) con la estatal Empresa Eléctrica de Guatemala. S.A., que a su vez perderá el monopolio que mantiene, junto con el INDE, con el establecimiento de un mercado
mayorista.

CUADRO III.2: Participación privada en la propiedad de los activos de generación en los sistemas de libre acceso.

PORCENTAJE	PAÍSES
MAS DE 80 %	BOLIVIA CHILE PERU
ENTRE 50 y 65 %	ARGENTINA
ENTRE 20 y 35 %	COLOMBIA GUATEMALA
ENTRE 10 y 20 %	VENEZUELA
	EL SALVADOR
0%	PANAMÁ, URUGUAY

En el cuadro III.2 se muestra el componente privado en la potencia instalada en generación de los sistemas con la modalidad de libre acceso, que toma en cuenta tanto las ventas de activos de las empresas públicas concretados a agosto de 1997 así como otras modalidades de intervención privada -productores independientes, cogeneradores, etc.- Se pueden observar porcentajes elevados en los casos de Bolivia, Perú y Chile, un importante grado de privatización en Argentina aún cuando no se han concretado la enajenación de las centrales nucleares, las hidroeléctricas binacionales. En Guatemala, los sistemas privados representaban en esa fecha el 32.5%, participación que seguramente aumentará cuando se concrete la privatización de las centrales de la empresa EEGSA.

2. Los marcos regulatorios¹⁸

2.1. Principios generales

En términos generales, los objetivos que se especifican para la nueva organización de los sistemas eléctricos dentro de los correspondientes marcos regulatorios se refieren a lograr una mayor competencia en los mercados, a buscar la seguridad del abastecimiento, con una mayor calidad en el servicio y a resguardar los intereses de los usuarios.



A ese respecto, se destaca dentro de la normativa regulatoria la aplicación de principios tales como los siguientes:

- a) Eficiencia económica: productiva y asignativa; las tarifas deben reflejar los costos marginales de oportunidad de abastecer.
- b) Transparencia: acceso de todos los actores involucrados (empresas, autoridades y usuarios) a la información.
- c) Calidad: óptima prestación del servicio.
- d) Continuidad: no interrupción del abastecimiento.
- e) Obligatoriedad: atención a quien solicite el servicio.
- f) Neutralidad: no discriminación de ninguna índole a oferentes y usuarios.
- g) Adaptabilidad: incorporación de las tecnologías más adecuadas, de acuerdo a su disponibilidad.
- h) Confiabilidad: seguridad en la operación de los sistemas.
- i) Armonía ambiental: operaciones compatibles con el entorno natural.

2.2. Carácter de servicio público

Sobre la definición de servicio público de la industria eléctrica existen, dentro de los procesos de reforma implementados, tres grandes concepciones:

- Una de ellas, que podría denominarse "integral", por ejemplo la de Colombia, es la que considera que todas las fases de la industria están destinadas a satisfacer necesidades colectivas esenciales, razón por la cual deben ser consideradas como actividades de servicio público.
- Otra situación es la intermedia, en que se ubican México¹⁹ y Uruguay.
 - * México en parte toma la definición anterior, pero no incluye a la totalidad de los actores de la cadena eléctrica. Según la Ley, corresponde a la nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica para la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares. No se considera como servicio público la importación de electricidad por parte del sector privado destinada a satisfacer exclusivamente sus necesidades, ni la generación para autoabastecimiento, cogeneración, o la venta total de la energía por parte de productores independientes a la CFE. Tampoco la exportación, bajo cualquiera de estas modalidades.



- * En Uruguay, la nueva Ley aún no aclara el asunto, ya que en su artículo 2º menciona que las actividades de transformación, transmisión y distribución tienen el carácter de servicio público en cuanto se destinen a terceros en forma regular y permanente, quedando exceptuada la actividad de generación. En cambio, en el art. 19º, dice que el servicio público de electricidad es el suministro regular y permanente de energía eléctrica para uso colectivo, efectuado mediante redes de distribución.... no mencionando los casos de transformación ni de transmisión.
- La última, que consecuentemente puede denominarse "parcial", vigente por ejemplo en Argentina, Chile y Perú), estima que sólo algunas fases de la industria deben ser consideradas como de servicio público. Se especifican, en este sentido, aspectos tales como los siguientes:
 - * El transporte y la distribución son servicios públicos mientras que la generación destinada a abastecer un servicio público es de interés general (Argentina).
 - * El suministro que efectúe un concesionario de distribución a usuarios finales ubicados en la zona de concesión o a quienes estando fuera se conectan a la concesionaria mediante líneas propias o de terceros, son un servicio público. No lo son los suministros desde instalaciones de generación y transporte, la distribución sin concesión o la que hagan cooperativas no concesionarias (CHILE).
 - * El suministro de energía para uso colectivo es un servicio público, considerando límites de potencia (PERÚ).

2.3. Planeamiento y expansión del sistema

Este es un aspecto que por lo general está considerado en la normativa institucional. A pesar de que debería merecer precisiones dentro de los correspondientes marcos regulatorios, en pocos países se hace mención a este aspecto.

En general se establece que la autoridad energética (Ministerio, Secretaría, Comisión, etc.) es responsable del planeamiento a mediano y largo plazo. En algunos casos como C. Rica queda en la empresa verticalmente integrada, para la aprobación del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).



Son claras las atribuciones y la influencia de los organismos públicos respecto del planeamiento y expansión del sistema en el sentido de que les corresponde la aprobación de concesiones y autorizaciones de operación.

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

2.4. Marco institucional

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

2.4.1. Funciones vinculadas a la formulación de políticas

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

Es interesante destacar dentro de esta última corriente el caso de Honduras que ha constituido un "Gabinete Energético" para la parte normativa y una "Comisión Nacional de Energía Eléctrica" para la parte regulatoria, integrada por técnicos.

En Venezuela se constituyó también, como un órgano asesor, dependiente de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC).



2.4.2. Funciones regulatorias

Los marcos regulatorios han tendido a separar las funciones regulatorias de las empresas, en los casos en que el Estado tiene aun un claro protagonismo en el desarrollo de la industria. Este es, por ejemplo, el caso de México, donde se mantiene el monopolio público integrado y existe una "Comisión Reguladora de Energía", integrada por cinco comisionados designados por el Presidente de la República, con autonomía técnica y operativa y con autoridad resolutiva para aplicar la regulación y solucionar controversias.

En general se ha tendido a crear entes con autonomía técnica y administrativa. En el caso de algunos países dichos órganos han sido concebidos dentro del ambiente de los ministerios o secretarías de energía; en otros son entidades dependientes del Presidente de la República (Superintendencia de Electricidad en Bolivia); mientras que en otros funcionan como comisiones interministeriales (Comisión Nacional de Energía de Chile, Comisión Reguladora de Electricidad y Gas de Colombia, Comisión Nacional de Servicios Públicos de Honduras y Comisión Reguladora de Energía Eléctrica -decreto vigente- o Superintendencia de Electricidad -en el proyecto de ley- de Venezuela). En el caso de Uruguay, la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, depende directamente del Poder Ejecutivo, no especificándose el Ministerio o dependencia del ejecutivo.

En el caso de Perú el énfasis regulatorio ha sido puesto en la fijación de las tarifas (Comisión de Tarifas Eléctricas), dejando para la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas otros aspectos regulatorios. Actualmente está en estudio la creación de una Superintendencia de Energía que debería centralizar todos los aspectos regulatorios.

2.4.3. Funciones de fiscalización y control

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



2.4.4. Funciones vinculadas a la organización y funcionamiento del mercado

Las reformas han tendido a dar mayor autonomía a las empresas públicas, desvinculándolas de las tareas regulatorias que, en ciertos casos, asumieron en el pasado.

Para garantizar la operación eficiente de los sistemas eléctricos y administrar las transacciones en los mercados mayoristas se han constituido organismos que, aunque hayan recibido diferentes denominaciones, cumplen funciones similares, orientadas a coordinar la operación del sistema (Central de Despacho) y las transacciones entre las empresas de generación, transmisión y distribución (Mercado Mayorista).

No existe un modelo único que determine la configuración de estos organismos. En general se trata de una sola institución que engloba las dos funciones²⁰.

La característica común es que integran a uno o más actores del sistema vis a vis la naturaleza de sus operaciones. Así, en algunos casos integran sólo a los generadores que tengan una capacidad mínima de 62 MW (Chile); en otros incluyen a las empresas de generación, transmisión y distribución (Bolivia, Colombia y Honduras) mientras que en el Perú los titulares de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas forman parte del Comité. Uruguay constituye un caso particular, por cuanto el Despacho Nacional de Cargas, será operado por la Administración del Mercado Eléctrico (creado como persona pública no estatal) conformado por cinco miembros: uno nominado por el Poder Ejecutivo, uno por la empresa pública UTE, uno por la empresa binacional Salto Grande, y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado.

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

En algunos casos integran también, a entes reguladores del Estado pero no es lo común.²¹ Por otro lado, su configuración jurídica es variable. En el caso de Argentina es una sociedad anónima integrada por asociaciones de los actores del mercado eléctrico mayorista (incluyendo a los grandes usuarios), mientras que en la mayoría de los casos asume la forma de un comité.



Hasta la fecha, la figura del comercializador (*broker*) que compra y vende electricidad y actúa en mercados de electricidad a futuro, todavía no se ha desarrollado. Algunos países están abriendo un mayor espacio y creando las condiciones para esta actividad.

2.5. Mecanismos de fijación de precios: la incursión de nuevos principios

Dentro del esquema del control central existía una amplia gama de mecanismos para la fijación de precios de electricidad. Por un lado, se trataba de mantener la racionalidad económica basando los precios en costos económicos, sean costos históricos o costos marginales a largo plazo. Por otro lado, se aplicó una forma discrecional en la fijación de precios con base en criterios políticos, vinculados a argumentos sociales y restringidos por necesidades fiscales.

En el esquema de una empresa con orientación comercial al igual que dentro del esquema de la regulación de estructuras mixtas integradas, la negociación entre empresas y Estado, o regulado y regulador, la racionalidad económica en la formación de precios tiene un mayor peso. Para el cálculo de precios prevalecen argumentos financieros que se plasman en la priorización de costos históricos, en lugar del principio de costos marginales a largo plazo.

La introducción del mecanismo de coordinación por el mercado en el subsector eléctrico trae consigo nuevos conceptos de formación de precios: la libre contratación mediante contratos a plazo entre generador y gran cliente (consumidor, distribuidor o comercializador) y el mercado *spot*.

En la mayoría de los países están sujetos a regulación los servicio de transportistas y distribuidores, con la excepción de Chile en el caso de la transmisión.

En Argentina, se regulan los precios de los servicios de transportistas y las tarifas percibidas por los distribuidores, siendo los valores específicos iniciales establecidos en los contratos de concesión.

En Bolivia se regulan los precios entre generadores y entre contratistas y distribuidores ya que, cuando no existe un contrato de abastecimiento, se utiliza como referencia el costo marginal determinado por el Comité Nacional de Despacho de Carga; se regulan también: los precios en los nudos de entrega para las empresas



de distribución, el precio a los clientes corrientes y los precios de los sistemas autónomos que mantienen su integración.

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

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

Como orientación general se busca que los precios regulados cubran los costos operativos, promuevan la eficiencia y reflejen una tasa de rentabilidad atractiva tendiéndose a garantizar una tasa de descuento que varía entre 10% y 12%, para los inversionistas privados.

2.5.1. Precios para el consumidor

En la formación de precios al consumidor, estos conceptos se combinan con mecanismos de fijación de precios para los eslabones regulados. El precio pagado por el consumidor final, se constituye de las remuneraciones a la generación (que a su vez puede presentar varios componentes), la transmisión y la distribución.

En los sistemas de Mercado Abierto, el gran consumidor tiene las opciones de abastecerse en base a un contrato de plazo o a través del mercado instantáneo, que se organiza en forma de un mercado *de precios spot* (como en Argentina) o de otra manera (por ejemplo en Chile relacionados con costos marginales de corto plazo). Adicionalmente debe pagar por el servicio de transporte una tarifa regulada o, en caso excepcional, un peaje pactado con el transportista.

El pequeño consumidor, generalmente sigue siendo cliente cautivo de una distribuidora, la misma que puede abastecerse de forma igual o parecida que el gran consumidor, pero no puede cargar al consumidor los eventuales mayores costos que surjan como producto de la forma en que ha comprado en el mercado mayorista.



2.5.2. Precios al generador

El generador tiene las opciones de vender la electricidad en los dos mercados, bajo un contrato a mediano o largo plazo (respetando un mínimo de duración) o en el mercado a corto plazo, es decir el mercado instantáneo. En el segundo caso, el precio que recibe el generador consiste normalmente de una remuneración para la energía, la capacidad y la disponibilidad.

En un mercado *spot* el precio para la energía es igual al precio *spot* por hora o cada media hora fijado por la institución competente en base de las ofertas despachadas (en Argentina el precio de la última oferta despachada) corregido por eventuales pérdidas de transporte debido a cambios en el flujo de carga al nudo referencial. El precio por capacidad se paga para la puesta a disposición de cada MW de capacidad en horas de punta, y el precio de disponibilidad se paga en función de la reserva disponible. Si la reserva es suficiente, el premio es nulo.

La novedad del mercado *spot* es que tanto las tarifas (variables en el tiempo) de los compradores en el mercado como la remuneración para el generador se rigen por los costos marginales del sistema y no por los costos promedios. De esta manera, el generador gana (pierde) siempre y cuando sus costos variables sean inferiores (superiores) de estos costos marginales. Con estos diferenciales debe cubrir sus costos no variables.

En el caso de Chile, las empresas generadoras pueden contratar libremente ventas de electricidad hasta por el monto de su potencia y energía firmes. Para ventas mayores deben comprar la diferencia a precios libres, que se valorizan en función de los costos marginales instantáneos calculados por el Centro de Despacho Económico de Cargas.

En algunos países se establece cierta correspondencia entre los precios pactados en el abastecimiento a "clientes no regulados o libres" y los costos marginales de largo plazo del sistema. Así por ejemplo, en los casos de Chile y Perú se dispone que tales precios no pueden ser ni menores ni mayores del 10% del valor resultante de las transacciones entre los generadores y los clientes no regulados.

2.5.3. Regulación de las tarifas de transmisión

Los sistemas principales de transmisión deben permitir a los generadores comercializar potencia y energía en cualquiera de las barras o nudos del sistema mien-



tras que los sistemas secundarios deben permitir conectarse al sistema principal y también, comerciar energía en cualquiera de sus barras. El criterio extendido en la región es que las tarifas de transmisión deben ser reguladas, tratándose de una actividad que se ejerce en condiciones de "monopolio natural".

Estas tarifas son fijadas por los entes reguladores, y deberían corresponder al costo anualizado de inversión, de operación y mantenimiento de un sistema de transmisión que tenga una dimensión que permita un equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad (denominado p.e. "Sistema Económico Adaptado" en el marco regulatorio de Bolivia). Se consideran además de los cargos de conexión, tarifas que tienen un componente fijo y otro variable.

Chile representa una cierta excepción, puesto que los valores se dejaron librados a la negociación entre las partes. Cualquier generador puede hacer uso de los sistemas de transmisión pagando el correspondiente peaje, a manera de compensación, al propietario de la red, que rige por un período no inferior a cinco años. La autoridad regulatoria se excluye de esta negociación no interviniendo de ninguna forma. En caso de controversia insoluble se acude a un tribunal arbitral. Este ha sido un tema sumamente conflictivo en Chile, especialmente en el caso del sistema interconectado central ya que existe, en los hechos, un esquema de integración vertical.

2.5.4. Regulación de las tarifas de distribución

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

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

En algunos países, la determinación del nivel de dicho margen de distribución se realiza en base al costo resultante de una empresa modelo (Colombia, Chile, Perú). Para su determinación se incluyen los costos fijos vinculados a la atención del usuario (independientemente del consumo que registre), las pérdidas medias de distribución en potencia y energía y costos estándar de inversión (valor nue-



vo de reemplazo, vida útil de 25 años y una tasa de actualización que varía entre 10% y 12%) y de operación y mantenimiento (para un conjunto de áreas típicas de distribución, definidas por la autoridad regulatoria).

En este aspecto, la normativa regulatoria pretende evitar que se trasladen al consumidor final las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas eléctricas, efecto que podría resultar de un sistema de regulación basado en costos históricos contabilizados por las empresas.

La aprobación de tarifas es muchas veces conflictivo y puede terminar en un arbitraje. Cuando se produzcan controversias en el caso de Chile, se aplican promedios ponderados entre las tarifas determinadas por la empresa distribuidora (un tercio) y las definidas por el ente regulador (dos tercios).

En los casos de Colombia y Venezuela se destaca la diferenciación de las actividades de comercialización de las de distribución propiamente dicha, con lo que se abre la posibilidad de incrementar la cantidad y variedad de participantes en el negocio eléctrico, haciendo de este modo aun más compleja la coordinación y el control del sistema.

2.5.5. Consideración de efectos redistributivos

Finalmente, se ha incorporado en algunos mecanismos de fijación de precios para el consumidor, un manejo tarifario con criterio de redistribución del ingreso:

- * En Colombia, el marco regulatorio establece que los pliegos tarifarios deben considerar criterios para que los sectores de menores ingresos puedan acceder a la cobertura de sus requerimientos energéticos básicos. Para ello se prevé la creación de fondos para el otorgamiento de subsidios a esos estratos de la población y se faculta a la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas de fijar los aportes correspondientes. Como pauta general se establece que los estratos residenciales de altos ingresos y los usuarios no residenciales deben aportar recursos para la constitución de los mencionados fondos hasta un monto equivalente al 20% del costo de su abastecimiento.²² El saldo que quede por financiar es cubierto con recursos del presupuesto nacional.
- * En Honduras el marco regulatorio establece que las tarifas deben ser estructuradas de manera que promuevan un uso equitativo de la energía eléctrica. Con tal finalidad, a todos los consumidores no residenciales debe cobrárse-



les entre 100% y 120% del costo total del suministro. En el caso residencial, los consumos que superen los 500 kWh-mes deberán ser cobrados al 110%; entre 301 y 500 kWh-mes a no menos del 100%; entre 101 y 300 kWh-mes al 80%; y entre 0 y 100 kWh-mes a no menos del 45% del costo total del suministro.

- * En Brasil, la ley 8.987 establece que se deberá abastecer al mercado residencial sin exclusión de las poblaciones de bajos ingresos. Se precisa además que en la compensación financiera por la utilización de recursos hídricos no deben afectarse las cuentas por consumos equivalentes a 30 kWh.
- * Si bien no se especifica el régimen tarifario, ya que será propuesto por el reglamento de la nueva ley sobre el régimen eléctrico, en Venezuela aparentemente se tendría la intención de considerar la posibilidad de que existan subsidios. En efecto, en el art.158 de esa ley se expresa que, "Hasta tanto se establezcan mecanismos para el pago de subsidios directos a los clientes residenciales de bajos ingresos, la Superintendencia del Servicio Eléctrico determinará el rango de consumo mínimo indispensable para cada región del país y las tarifas que se aplicarán a cada rango."

3. Algunas observaciones sobre el proceso de la modernización en el subsector eléctrico

Observando el panorama de las reformas en el subsector electricidad, en que se distinguen las dos formas de modernización, la apertura limitada y la apertura completa, se impone reflexionar por qué se escogieron solamente estas dos formas, y si hay razones de que algunos países escogieran tal forma y otros países otra. Es solo casualidad o tienen los dos grupos y el tercero, que no produjo cambios manteniendo la coordinación centralizada, algo en común? Además, observando las diferencias en el proceso dentro de cada grupo, interesa la cuestión de por qué unos procedieron de una manera gradual, otros de manera más compulsiva y otros no logran realizar un proceso organizado.

Adicionalmente a estas razones pueden existir condiciones distintas dentro y fuera del sector, relacionadas con la dotación de recursos energéticos o recursos humanos, tradiciones sectoriales diferentes. También pueden obedecer a aspectos culturales en general o específicos en la determinación de políticas y en la capa-



cidad del sistema político de resolver problemas que, finalmente, tiene que ver con la oportunidad de entrar en el juego de intereses de grupos o individuos.

Llama la atención, que la inicial concentración de la apertura completa ocurre en el sur de la región para extenderse hacia el norte. Otro aspecto interesante radica en que las primeras reformas hacia la apertura completa se hicieron sobre la base de una fuerte concentración del poder político, sea o no democrático, pero electo y con amplia mayoría legislativa. Las siguientes reformas de este tipo en otros países se hicieron de manera más gradual.

En lo capítulos V y VI, se retomarán algunas observaciones con el fin de desarrollarlas con más profundidad y buscar respuestas a los interrogantes.



B. Las reformas en el subsector petrolero

Las reformas en el ámbito de la industria petrolera se llevaron a cabo dentro de un complejo contexto de cambios en la estructura del mercado mundial, en la tecnología y en las transacciones, las cuales se descubren a continuación:

- Un nuevo orden imperante, a partir de los años 80, en los cuales se observa una preponderancia de los grandes países consumidores sobre los países productores y una sustancial reducción del poder de la OPEP, especialmente en lo relacionado con la fijación del precio internacional del petróleo;
- El surgimiento de nuevos productores independientes y la diversificación geográfica de la oferta;
- Un ambiente de importantes innovaciones tecnológicas que incrementan la productividad y la eficiencia de las operaciones en toda la cadena de la industria;
- La consolidación de nuevos esquemas de contratación para la compra/venta internacional del petróleo, el auge de los precios spot y de los mercados a futuro; y,
- El cambio de conceptualización desde la óptica del petróleo como «bien estratégico» a la de petróleo como «bien transable» (*commodity*).

Los procesos de reestructuración del subsector petrolero en los países de ALyC se producen bajo un contexto en que se aprecian dos situaciones relevantes. La primera de ellas se relaciona con el nuevo orden imperante en la industria petrolera mundial desde mediados de la década del 80, donde la ruptura del predominio de la OPEP se tradujo en una mayor preponderancia de los grandes países consumidores.

En este nuevo escenario, el origen de la oferta se diversifica y las diferentes regiones productoras de petróleo entran en una competencia sin tregua por la captación de inversiones.

Por otra parte, la incorporación de importantes innovaciones tecnológicas ha permitido una significativa reducción de los costos de producción, así como la incorporación de nuevas áreas para su explotación. En contraposición en el *ups* - *tream* los rendimientos se vuelven decrecientes, en la medida en que las empre-



sas operan en yacimientos menos accesibles o de menor escala, aumentando costos unitarios. También en las actividades del *downstream* se pueden distinguir fuerzas que empujan hacia arriba los costos, tales como: la necesidad de producir combustibles más limpios que sean más compatibles con el entorno, la de ajustar la oferta a las cambiantes condiciones de la demanda y la de procesar crudos más pesados y con mayor contenido de impurezas.

El desarrollo de los mercados *spot*, de futuros y opciones en el sector petrolero puede inducir a pensar que, dentro del nuevo orden, el funcionamiento del mercado y la formación de los precios reflejan plenamente las condiciones económicas que actúan sobre la oferta y la demanda, dando por tanto al petróleo las características de "*commodity*". Algunos autores difieren de esta caracterización, indicando que dicho energético mantiene características de bien estratégico y que estos mercados distan de estar exentos de influencias determinantes.²³ De cualquier modo, la primera concepción fue la que dominó en los procesos de reforma petrolera en los países de la región.

La segunda situación que aprecia en la reestructuración del subsector petróleo en ALC, se refiere a los procesos de modernización económica, cuyas características fueron ya destacadas en el Capítulo I. Al igual que en el caso de los otros subsectores energéticos, las primeras acciones de reforma consistieron aún en el saneamiento financiero y en ajustes al marco jurídico y/o en la gestión de las empresas. Las siguientes etapas implican cambios más profundos, vinculados al funcionamiento de los mercados, la apertura de ciertas actividades a la inversión privada y, en algunos casos, la desincorporación parcial o total de activos públicos.

1. Principales características de las reformas petroleras²⁴

Es necesario conceptualizar la modernización del subsector petrolero como un proceso adaptativo, secuencial y continuo adoptado con sujeción a una racionalidad de carácter técnico, económico y político, que busca alcanzar objetivos de largo plazo, en un entorno acotado

- a) por el conjunto de las relaciones internacionales y
- b) por la capacidad de maniobra como consecuencia de su disponibilidad de recursos tecnológicos, financieros, naturales, etc..



De esto se desprende que no necesariamente «modernizar» es sinónimo de «privatizar». En efecto, las estrategias adoptadas por los países no responden exclusivamente a factores de carácter estrictamente ideológico o político sino también a un conjunto de condiciones de distinta índole.

Entre las medidas que inicialmente adoptan los países, en el proceso de modernización del subsector petrolero, pueden anotarse, las siguientes:

- Racionalización de subsidios;
- Reducción de transferencias a empresas estatales;
- Ajustes a los precios de los combustibles con el fin de cubrir costos, o con el propósito de nivelarlos con sus costos de oportunidad: así se adoptan mecanismos como los de precios de paridad de importación y precios de paridad de exportación);
- Reformas organizacionales consistentes en racionalización de gastos, identificación de unidades de negocios, *downsizing*, *outsourcing*, concentración en el *core business*, creación de *holdings* y otras.

Más adelante, se producirán transformaciones estructurales, mucho más profundas: tales como:

- Cambios en los regímenes de contratación para la exploración y la explotación de los hidrocarburos (*upstream*);
- Liberalización de las barreras de entrada al transporte, refinación y comercialización (*downstream*);
- Modernización de las empresas públicas; y,
- Privatizaciones de empresas estatales.

El origen de las diferencias en la elección de «estrategias deseables» se encuentra en la «factibilidad» de éstas, como opciones alcanzables por los gobiernos, tomando en cuenta:

- Los equilibrios del poder propios de las democracias contemporáneas;
- Las opciones viables en el ámbito de la macroeconomía;
- La dotación de las reservas y, por ende, la capacidad de producción petrolera;
- El tamaño de los mercados internos; y,
- El desarrollo alcanzado por las empresas estatales, su experiencia en la industria y su nivel tecnológico.

En la década del 90 se llevaron a cabo importantes reformas a las leyes de petróleo de la mayoría de los países de América Latina. Destacan los casos de siete



países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia Ecuador, Perú y Venezuela. Chile puso en marcha su reforma a partir de mediados de los setenta liberalizando el mercado pero sin considerar la privatización de ENAP, que controla el *upstream* y todas las refinerías.

México es el único país que ha dejado intacto el ordenamiento fundamental que rige ele sector petróleo, donde continúa vigente lo establecido en la Constitución de 1917, que reserva para el Estado la explotación de los hidrocarburos. No obstante, se han realizado modificaciones a leyes reglamentarias dando oportunidad a la participación privada en algunas actividades *downstream*.

Las motivaciones de las reformas son más o menos similares, aunque existen algunas diferencias derivadas de la dotación de reservas; relación reservas/producción; producción/consumo; tamaño del mercado interno; desarrollo empresarial público; nivel tecnológico y experiencia en la industria petrolera, entre otros.

Los aspectos comunes tienen relación con el paradigma del libre mercado y, como se ha dicho antes, con condicionantes del ajuste macroeconómico como la reducción de presiones fiscales, saneamiento financiero de empresas públicas, ajustes de precios y eliminación de subsidios.

Los ajustes de precios tuvieron, en un primer momento, motivaciones casi exclusivamente de carácter fiscal observándose un mayor o menor gradualismo según los casos. De cualquier modo, las empresas fueron incrementando progresivamente su participación en los precios finales de los combustibles. En una segunda instancia, se planteó una política de acercamiento de los precios internos a los precios internacionales, tomados como parámetros de referencia; aunque ese patrón no se haya seguido en todos los países, si se considera a estos últimos precios como indicadores básicos de los costos de oportunidad.

Además de los ajustes de precios, se utilizaron, aunque no en forma generalizada, otros instrumentos tales como la reducción de las transferencias de recursos de las empresas al fisco, la reestructuración de pasivos y la refinanciación de la deuda externa. También se realizaron ajustes a la organización empresarial, tendientes a lograr mejoras en la eficiencia productiva especialmente en el plano operacional, mediante la separación de unidades de negocio y la racionalización de los gastos. En algunos casos, se cerraron ciertas unidades de bajo rendimiento o se recurrió a esquemas de descentralización, para hacer más transparente el funcionamiento de las citadas unidades de negocios.



1.1 La eliminación de barreras de entrada a las actividades petroleras e incentivos a la inversión

En términos generales, las reformas petroleras implicaron, en la gran mayoría de los países, la eliminación de las barreras artificiales de tipo normativo a la entrada de nuevos actores al sector. Además, ser respuesta a las corrientes predominantes de liberalización y desregulación de los mercados, este aspecto de las reformas obedeció a la necesidad de contar con recursos no estatales para realizar las inversiones de expansión requeridas en las diferentes etapas de la cadena, así como la incorporación de nuevas tecnologías a las mencionadas actividades.

1.1.1. Los cambios en el upstream

En el ámbito del *upstream*, el objetivo primordial de la eliminación de barreras fue el de atraer capital de riesgo para aumentar reservas, elevar la producción nacional e incrementar el saldo neto de divisas. El marco en que se realiza este propósito es el de una cerrada competencia con otras regiones en el mundo, con una filiación petrolera significativa como Rusia y países del Medio Oriente, con claros intereses en la inversión extranjera.

a) Los países que ampliaron los incentivos ya existentes

Los países de la región que han incentivado en mayor medida la inversión extranjera han sido Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Estos países, en mayor o en menor grado, adoptaron en parte o totalmente las siguientes medidas:

- Ampliación de los plazos para la exploración petrolera;
- Eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios;
- Incremento de la participación de las contratistas en la renta minera neta;
- Permiso para la libre disponibilidad del petróleo producido;
- Reducción de la carga tributaria;
- Establecimiento de un régimen de libre convertibilidad de moneda nacional a divisas duras, así como de libre disponibilidad y libre repatriación de las ganancias;
- Flexibilización política en lo relacionado al abastecimiento interno y vinculación de precios internos a precios internacionales;
- Permiso para operar bajo condiciones operativas más flexibles;
- Libertad para transferir o ceder los contratos a terceros; y,
- Permiso para arbitraje internacional en la solución de conflictos.



RECUADRO III.2.1. OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS, PROPIEDAD, CESIÓN Y DISPONIBILIDAD DEL PETRÓLEO

I. Obligaciones del contratista

- 1) En la exploración se exige un programa de trabajo que puede incluir obligación de perforar pozos exploratorios o la "opción sísmica" y se exigen garantías para su cumplimiento (fian-
- a) Obligación de perforar (Ecuador y Guatemala)
- b) Opción sísmica (Bolivia y Perú)
- c) Opción sísmica o perforación (Colombia)
- d) Opción sísmica o perforación (Argentina)
 - En Colombia los contratistas son reembolsados por el 50% del costo de los pozos de exploración no exitosos si se encuentra petróleo.
- 2) En la exploración se exigen programas de desarrollo y compromisos de inversión con las correspondientes garantías.

II. Disponibilidad del petróleo

- Propiedad del Estado (Guatemala)
- Propiedad del contratista (Argentina, Bolivia, Perú).
- Libre disponibilidad por participación o asociación (Colombia y Ecuador)
- Libre disponibilidad por remuneración (Bolivia, Guatemala, Perú)
- Retención de petróleo por recuperación de costos (Guatemala)

III. Abastecimiento del mercado interno

- 1) Existe obligación de abastecer el mercado interno a precios internacionales
- En contratos de participación en la producción (Bolivia, Ecuador y Guatemala).
- En contratos de asociación (Colombia)
- En caso de emergencia nacional (Perú)
- 2) No existe obligación
- En contratos de concesión (Argentina) y de licencia (Perú)

IV. Posibilidad de cesión o transferencia

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

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



En términos generales, estos incentivos se concentran en una mayor participación en la producción de petróleo (Bolivia, Colombia. Chile, Ecuador), en la libre disponibilidad del petróleo (Argentina, Perú), en una disminución de las alícuotas del impuesto a la renta y de los gravámenes a las remesas de utilidades en todos los países y en condiciones de operación más flexibles, traducidos contractualmente en ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios en el marco de la opción sísmica, entre otros. En los Recuadros III.2.1 y III.2.2 se especifican algunos de estos aspectos con referencia a los países.

RECUADRO III.2.2. RETRIBUCION A LOS CONTRATISTAS Y DISPONIBILIDAD DE DIVISAS

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

I. Contratos de concesión y licencia

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

II. Contratos de participación

- 1) Caso a caso, en especie o en efectivo (Bolivia y Chile).
- 2) Los contratistas ganan la licitación en función de la proporción de distribución ofrecida. Se establece un "Factor R" que determina que a mayor cantidad de petróleo, menor participación del contratista, considerándose la calidad del crudo extraído (Ecuador).
- En Guatemala, la retribución corresponde a un volumen de producción que se fija en cada contrato.

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

III. Contratos de asociación

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

IV. Contratos de operaciones y prestación de servicios

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

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

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

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



b) Los países que recién iniciaron la apertura

Los países que empezaron recientemente una apertura a la inversión privada que no existía anteriormente son Brasil, Cuba y Venezuela.

En Brasil, Las enmiendas constitucionales de 1995, que modificaron la Constitución de 1988, permiten la inversión privada en exploración y producción de petróleo, mediante la suscripción de contratos, que aún están pendientes de reglamentación por el Congreso.

El modelo que adoptaría Brasil durante su proceso de modernización busca:

- Preservar el monopolio constitucional sobre los hidrocarburos;
- Garantizar el control del Estado sobre PETROBRAS;
- Permitir el acceso no discriminatorio de empresas privadas, en las diferentes actividades de la industria; y,
- Asegurar que las actividades se lleven a cabo en un ambiente más competitivo. La nueva política brasileña posibilitaría (en el *upstream*) la participación
 de inversionistas privados en las actividades de exploración y explotación de
 hidrocarburos, mediante contratos de concesión;

Por lo tanto, una vez concluida la transición fijada por la ley, PETROBRAS eventualmente ejercería sus actividades bajo condiciones de libre competencia con otras empresas en los diferentes eslabones de la cadena.

En Venezuela, en el transcurso de 1992, el Congreso interpretó la legislación vigente permitiendo la suscripción de contratos de operación en campos marginales y la concertación de "asociaciones estratégicas" entre PDVSA y operadores privados en la explotación de crudo pesado de la Faja del Orinoco. En 1995 el Congreso autorizó la suscripción de convenios de "ganancias compartidas" para la exploración y explotación de nuevas reservas. Ninguna de las nuevas modalidades supone la privatización de los campos que actualmente opera PDVSA.

En Cuba, CUPET ha puesto en marcha incentivos de negocios con compañías extranjeras relacionadas con la producción compartida en exploración a riesgo. A julio de 1997 sobre la mayor parte del territorio nacional se han contratado este tipo de actividades de exploración, tanto terrestre como marítima, permitiéndose la reactivación de pozos con producción declinante.



c) Países con participación exclusiva del sector público en la actividades ups - tream

Solo México se ha abstenido de realizar algún tipo de apertura en las actividades de exploración, desarrollo y producción, manteniendo por lo tanto la exclusividad del sector público en las actividades *upstream*.

Sin embargo, PEMEX está facultada para suscribir «contratos de servicio» en el *upstream*, con empresas privadas especializadas.

1.1.2. Los cambios en el downstream

En el dowsntream se pueden observar las siguientes tendencias básicas:

- Desregulación de los mercados;
- Eliminación de subsidios;
- Reducción de los controles de precios; y,
- Libre importación de crudo y derivados.

La mayoría de los países de la región han abatido las barreras de entrada a las operaciones propias del *downstream* que anteriormente estaban reservadas para empresas del Estado: transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Se indican a continuación las principales modificaciones en lo que se refiere a las actividades de transporte y refinación, dejando los aspectos relativos a la comercialización para la próxima sección.

a) Las actividades de transporte

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

En Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú no hubo mayores cambios ya que antes de las reformas las empresas privadas podía incursionar en el transporte. En Bolivia, se acaba de capitalizar el transporte. Shell y Enron son dueñas de la recién creada TRANSREDES SA que manejará 2,663 Km de tuberías de gas natural y de 2,314 Km de tuberías para crudo y líquidos, además del proyecto de interconexión Bolivia-Brasil que considera una inversión de 263 millones de dólares.



En Brasil, la reforma constitucional de 1995 autorizó la inversión privada en el transporte de crudo y derivados, lo que estaba prohibido por la Constitución de 1988. La política brasileña posibilitará la participación del capital y la tecnología privados en las actividades de transporte de petróleo, gas natural y derivados para abastecer el mercado interno o para exportar o importar estos energéticos mediante la propuesta de construcción y operación de oleoductos, poliductos, gasoductos y facilidades de almacenamiento.

En México y Venezuela, el transporte de hidrocarburos y sus derivados sólo puede ser realizado por empresas estatales. México permite la participación privada en la parte *downstream* del gas natural (ver siguiente acápite) al igual que en la petroquímia secundaria. Venezuela está en proceso de aprobación de una ley que libera el mercado interno de derivados.

b) Las actividades de refinación

Se distinguen cuatro tipos de situaciones:

- Las refinerías de propiedad estatal, donde el Estado ejerce monopolio (México, Venezuela, Brasil²⁵, Bolivia, Colombia, Ecuador, Costa Rica, Cuba, Chile, Jamaica, Paraguay, Trinidad&Tobago y Uruguay);
- Las refinerías que eran del sector privado aún antes del proceso de apertura (Argentina, Barbados, Panamá, El Salvador, Nicaragua);
- Empresas mixtas de refinación (República Dominicana)
- Refinerías que se han privatizado (Argentina y Perú).

La mayoría de los países permiten la participación privada en la refinación. Con ello se busca estimular la libre competencia, lo que a su vez dependerá de las condiciones de entrada y del tamaño de los mercados.

Venezuela permite la participación de la empresa privada en actividades de industrialización especializada, que demanda tecnología de punta.

En Argentina, Colombia y Chile no hubo mayores cambios a la legislación anterior a la reforma pero sólo en Argentina existían refinerías privadas. En Colombia y Chile todas las refinerías son propiedad de ECOPETROL y ENAP.

Las reformas en Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú permiten ahora la participación de la inversión privada. Anteriormente, esta actividad estaba reservada a las empresas estatales. En 1996 se privatizó la refinería de La Pampilla en el Perú que



atiende cerca de más del 70% del mercado interno. En Ecuador, aún cuando se elaboraron planes para permitir la participación privada en la refinería de La Libertad, ello no se ha concretado. En Bolivia, el plan de capitalización de YPFB contemplaba la venta de las refinerías, pero aparentemente esta opción habría sido detenida por el momento.

En Brasil con la excepción citada antes, Colombia y Chile todas las refinerías existentes son de propiedad estatal. No está prevista su privatización aunque se ha anunciado recientemente que ENAP de Chile se abriría hacia la búsqueda de un socio estratégico que podría comprar alrededor del 30% del capital social.

Brasil, dentro de su nueva política energética, permitiría la participación de inversionistas privados en las actividades de refinación, mediante la propuesta para la construcción, ampliación y operación de refinerías y unidades de procesamiento y almacenamiento de gas natural.

En caso de PEMEX, se ha dado viabilidad también a otro tipo de esquemas, como el de los convenios de «suministro de crudo a cambio de producto refinado». Con el fin de garantizar la colocación del crudo pesado Maya, en el mercado internacional y asegurar el aprovisionamiento de gasolina sin plomo, PEMEX mantiene un contrato con la refinería Deer Park, localizada en Estados Unidos, propiedad de Shell. De esta manera, México exporta petróleo e importa gasolina.

Cuba abrió el camino para empresas mixtas en el tratamiento de gas asociado de petróleo, el desarrollo acelerado y la comercialización de GLP y para la producción y comercialización de lubricantes de alta tecnología.

1.2 Libre comercio y liberación de precios de petróleo crudo y derivados

En lo que se refiere al funcionamiento de los mercados de combustibles, la tendencia general que se observa en los procesos de reforma es hacia la creciente desregulación de los mercados internos mediante eliminación de subsidios y controles de precios y la libre importación de petróleo y sus derivados.

1.2.1. La libre importación de crudo y derivados

En la mayoría de los países de la región se permite la libre importación de petróleo y derivados para el consumo interno. Esto induce a que los precios en dicho



mercado se fijen de acuerdo a los precios internacionales. Para que el esquema funcione debe existir disponibilidad portuaria y tanques de almacenamiento que, en muchos países está en manos de las empresas estatales. Este hecho implica sin duda limitaciones a la disputabilidad de los mercados. En Argentina la mencionada infraestructura está privatizada y en Perú está en vías de privatización todo el almacenamiento.

En Chile, el libre comercio data de mediados de la década del 70. Sólo en los noventa Argentina, Ecuador y Perú lo adoptaron. En cambio, En Bolivia y Colombia está permitida la libre importación pero los precios internos son fijados por el Estado.

En Brasil, las recientes reformas a la Constitución permiten la libre importación de petróleo. En la ley recientemente aprobada, se faculta la importación o exportación de petróleo, derivados, gas natural y condensados, a cualquier empresa o consorcio que hubiere obtenido la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo.

En México y Venezuela no se ha dispuesto la libre importación de petróleo. Aunque el tema energético no forma parte del paquete, es importante señalar, en el caso de México, que el acuerdo suscrito con Estados Unidos y Canadá (NAFTA) contempla la apertura gradual de las compras gubernamentales.

A pesar de que los países centroamericanos han liberalizado la importación de derivados de petróleo y han adoptado «sistemas de precios de paridad de importación», a fin de garantizar competitividad, transparencia y reducción de los costos del suministro, no han podido beneficiarse íntegramente de esta política como consecuencia de la práctica anticompetitiva de algunas de las grandes transnacionales que utilizan como precios internacionales de referencia los posting del Caribe. Pero ésta no es la única razón. Los altos costos de transporte, originados en las adquisiciones realizadas en volúmenes pequeños es otro factor importante, que solamente pudiera superarse en la medida en que se adopte un sistema amplio y coordinado de importaciones. Es necesario señalar, además, que en Centro América, la propiedad privada de los activos necesarios para la importación de derivados constituye una barrera a la competencia, por no haberse impuesto una política generalizada que permita el «acceso libre a terceros».



1.2.3. Liberalización de precios de los combustibles

Tal como se ha expresado, existe una creciente aceptación del principio según el cual los precios internos sean fijados de acuerdo a los precios internacionales. La implantación de una política de este tipo ha ayudado a mejorar de modo significativo los ingresos de las empresas estatales y ha contribuido a su saneamiento financiero.

En Chile este criterio data de mediados de los 70. Actualmente existe el Fondo de Estabilización Petrolera llamado a operar solo si se produjera una abrupta elevación de los precios internacionales. El esquema funciona bien ya que los grandes consumidores pueden importar libremente y, si no lo hacen, es debido a que ENAP no abusa de su carácter monopólico.

Aquella política también se adoptó durante los noventa en Argentina, Brasil, Ecuador, Perú y México. Cabe señalar que en Brasil, Ecuador y México el precio de venta mayorista de los derivados es fijado por órganos gubernamentales, tomando en cuenta los precios internacionales. En Bolivia, la alineación de los precios internos con los internacionales se hará cuando culmine la capitalización de YPFB. Mientras tanto los precios siguen siendo fijados por el gobierno.

En Brasil, la ley establece un período transitorio máximo de tres años, durante el cual los precios básicos del petróleo y del gas natural son reajustados y revisados por las refinerías y las unidades de procesamiento, siguiendo las directrices y parámetros establecidos, de manera conjunta, por los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía. Sin embargo, le compete a la Agencia Nacional del Petróleo establecer (en el período transitorio) los criterios de desregulación de los precios.

Colombia y Venezuela han adoptado un proceso de alinear los precios internos con los internacionales, que es más avanzado en el caso de Colombia.

2. Tendencias en las reformas empresariales y las estructuras de mercado: predominio estatal vs privatización

Durante el proceso de modernización de la industria petrolera se pueden evidenciar las siguientes tendencias:

• La apertura



- La separación de funciones
- Las nuevas formas orgánicas
- · La flexibilización contractual
- La adopción de esquemas y modelos diferentes

2.1 La apertura

Tal como se evidencia a partir de la descripción realizada en la sección anterior, los procesos de reforma en el subsector petrolero muestran en términos generales una tendencia hacia una apertura de las actividades del downstream y/o del *upstream* materializada en la eliminación de barreras normativas así como en una mayor liberalización de los mercados.

2.2. La separación de funciones

Al igual que en el subsector eléctrico se observa una tendencia hacia la separación de las funciones:

- Las que corresponden a la planificación energética;
- Las de otorgamiento de concesiones, licencias y contratos para ejercer actividades en cualquier eslabón de la cadena industrial;
- Aquellas relacionadas con la regulación y la fijación de estándares, normas y procedimientos;
- Las específicas del control y la fiscalización;
- Las empresariales y operativas.

Así, por ejemplo, en el Perú se diferencian claramente las funciones y atribuciones de PETROPERU, que sigue efectuando las funciones empresariales y operativas, y de PERUPETRO, que se encargó del otorgamiento de concesiones y otras funciones públicas.

También en el Brasil, de acuerdo con la nueva política energética, se deben distinguir

- El Consejo Nacional de Política Energética;
- La Agencia Nacional del Petróleo; y,
- PETROBRAS, con funciones exclusivamente empresariales.



2.3 Las nuevas formas orgánicas

Las reformas también han introducido cambios en el plano de la organización y en la formulación de las estrategias empresariales, que abarcan el conjunto de las actividades ligadas a los hidrocarburos (Ver capítulo IV)

En lo que se refiere al grado de control estatal sobre las actividades del sector, las opciones adoptadas por los países de la región van desde el mantenimiento de exclusividad para el sector público con asociaciones estratégicas en Brasil, México, Venezuela y Chile, pasando por el mantenimiento de la preponderancia pública pero con una más intensa promoción de la inversión privada en Ecuador y Colombia, hasta la privatización de la industria que ocurre en Argentina, Bolivia y Perú.

Se ensayan, por otro lado, nuevos modelos financieros para la constitución de los capitales de las empresas. Así, para mantener el control estatal sobre PETROBRAS, se plantea en la nueva política energética, una variante del *golden share*:

- El capital de la empresa es dividido en acciones ordinarias, con derecho a voto y acciones preferenciales, sin derecho a voto;
- El Estado mantiene el control accionario de la empresa, con la propiedad y posesión de no menos del 50% de las acciones, más una acción de capital ordinario con derecho a voto.

Como se puede advertir, el esquema, garantiza de manera práctica el control estatal sobre las decisiones estratégicas sin necesidad de mantener una posición hegemónica sobre la propiedad de los activos.

Respecto de las modalidades organizativas (ver Cuadro III.3), se observa un predominio del esquema de *holding*, separando unidades de negocios. Este es el caso de empresas estatales como PETROBRAS, ECOPETROL, ENAP, PETROECUADOR, PEMEX y PDVSA mientras que YPF mantendría este esquema dentro de las empresas privatizadas. En Bolivia y Perú las unidades de negocios privatizadas se incorporan a las estructuras corporativas de las empresas que las compraron. Los grandes operadores petroleros internacionales operan también, como un holding. Este esquema se considera que es la mejor forma de organización para compañías verticalmente integradas en la industria petrolera.



Cuadro III.3 Estructuras Empresariales en el subsector petróleo

TIPOS DE ORGANIZACION	EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES	
OPERACIONES EN EL MERCADO INTERNO		
EMPRESA CENTRALIZADA	RECOPE, PETROJAM, PETRONIC, TRINTOC, ANCAP	
HOLDING (MATRIZ Y FILIALES)	PDVSA, PEMEX, PETROBRAS, PETROECUADOR, ENAP, YPF	
DESCENTRALIZACION E IDENTIFICACION DE UNIDADES DE NEGOCIOS, PRIVATIZABLES	BOLIVIA, PERU	
ASOCIACIONES CON EMPRESAS PRIVADAS PARA OPERAR EN EL MERCADO INTERNO	OPCION QUE AUN NO HA SIDO UTILIZADA	
OPERACIONES EN MERCADOS INTERNACIONALES		
ASOCIACIONES ESTRATEGICAS PARA APROVECHAR LAS VENTAJAS DEL MERCADO INTERNACIONAL	PDVSA (REFINACION Y DISTRIBUCION DE DERIVADOS) BRASPETRO (EXPLORACION Y PRODUCCION DE CRUDO)	

La gigantesca estructura de PEMEX constituía un obstáculo para la administración y la toma de decisiones gerenciales. En 1991 la revista *Fortune* clasificó a la empresa como la tercera más grande del mundo. Sus ventas anuales superaban los US\$20 mil millones, sus activos llegaban a US\$45 mil millones y empleaba a 120 mil trabajadores. La modernización de PEMEX se llevó a cabo mediante un proceso de reestructuración, orientado hacia la búsqueda de eficiencia y competitividad. Reordenar las finanzas fue prioritario para la empresa desde la crisis económica de 1982. A finales de la década de los ochenta, la estrategia empresarial se centró en la reducción de la deuda y su servicio, por un lado, y en la disminución del presupuesto de inversiones, por otro. Entre 1983 y 1991, la escasez de recursos para la industria petrolera, obligó a mantener casi los mismos volúmenes de producción y exportación y prácticamente a suspender las tareas de búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. El control de costos se sustentó en la creación de *centros de costos* y la utilización de *precios de transferencia* entre dichos centros.

Los últimos planes de desarrollo sectorial, de 1990, han enfatizado la necesidad de:

- La descentralización de funciones:
- La delimitación de responsabilidades; y,
- La reestructuración organizacional por líneas de negocios.

El 17 de julio de 1992 se expidió la nueva Ley Orgánica de PEMEX, mediante la cual se convirtió a la empresa estatal en un consorcio. Continúan urgentes en la política petrolera mexicana los siguientes principios:



- Mantener la propiedad y el control del Estado sobre los hidrocarburos;
- Conservar la conducción central de PEMEX:
- Mantener la integración vertical de la industria, como condición fundamental para elevar su competitividad interna e internacional.

De este modo, salvo por lo que se refiere a la comercialización minorista de los derivados, donde puede existir un importante grado de competencia, los mercados petroleros incluyendo crudo y comercialización mayorista de derivados continúan manteniendo estructuras predominantemente monopólicas u oligopólicas, debido precisamente a las importantes economías de escala y de secuencia que caracterizan a la cadena petrolera.

2.4. La flexibilización contractual

Tal como se desprende del Cuadro III.4, en los países que han implantado algún tipo de apertura, el acceso de nuevos actores al *upstream* está condicionado bajo diversas modalidades de contratación:

- Contratos con libre disponibilidad del petróleo extraído que operan como una concesión normal: Están vigentes en Argentina, Bolivia, Perú, Colombia. Sin embargo, en Colombia, las antiguas modalidades de concesión tienen una significación muy reducida, mientras que en la Argentina esas formas de contratación han vuelto a tener preeminencia con los actuales procesos de transformación. De este modo, en esos países, con la excepción de Colombia, el control privado de los mercados upstream de los hidrocarburos, es total en Argentina o claramente predominante en Perú y Bolivia.
- Contratos de operación, sin libre disponibilidad del petróleo. Existen en los países en que hay un fuerte predominio estatal como Colombia, Ecuador y Venezuela. Sin embargo, Venezuela continúa manteniendo un control prácticamente monopólico sobre la comercialización del crudo, mientras que en Colombia y Ecuador la participación de las multinacionales privadas sobre la disponibilidad del petróleo crudo es muy significativa. Tal como se verá en la sección III.3, en Colombia esa situación será también aplicable al gas natural a partir del 2005, con la desregulación total del mercado mayorista.
- Contratos sujetos a asociación obligatoria con la empresa estatal. Sólo existen en Colombia.



- Contratos sujetos a un esquema de "ganancias compartidas": Sólo existen en Venezuela.
- Sólo en México el acceso al upstream está cerrado.

En el Brasil, los «contratos de concesión» tendrán las siguientes características básicas:

Excepto en el caso de PETROBRAS, durante el primer año de vigencia de la ley, se otorgarán por licitación, siempre que se trate de campos que se hallan en producción, se hubieren efectuado inversiones de exploración o se hubieren descubierto hidrocarburos);

Cuadro III.4: Sistemas de organización y grado de apertura en elupstream y el downstream

Control predomi- minante Grado de Apertura	Sistema estatal predominante	Sistema mixto con predominio estatal	Sistema mixto con predominio privado	Sistema privado predominante
UPSTREAM		•	•	•
Contratos, Concesiones, Licencias	Brasil ⁴		Argentina ⁴ Perú ^{3,4}	
Contratos de Participación		Ecuador ¹ Guatemala ^{2,3}	Bolivia 3,4	
Contratos de Asociación Obligatoria	Chile, Cuba	Colombia 1		
Contratos de Ganancias Com	npartidas Venezuela			
upstream cerrado	México			
DOWNSTREAM				
Actividades de transporte	México Venezuela Brasil Chile	Colombia	Argentina Perú Bolivia	
Refinación	México Venezuela Brasil Chile Colombia Costa Rica Bolivia	Argentina Perú Resto de América Centro América República Dominicana		
Comercio mayorista	México Venezuela Brasil		Argentina, Ecuador, Perú	
Comercialización minorista de derivados	posión (Foundar) a par possinsión(C	alambia		La mayor parte de los países

de certivados

1 Libre disponibilidad del crudo por la participación (Ecuador) o por asociación(Colombia).

2 Libre disponibilidad del crudo por recuperación de costos.

3 Libre disponibilidad del crudo por remuneración.

4 Crudo de propiedad del contratista, licenciatario o concesionario



- La concesionaria tendrá la obligación de explorar, por su cuenta y riesgo, y en caso de éxito, producir el petróleo o el gas natural en un determinado bloque, confiriéndosele la propiedad de estos bienes, luego de que fueren extraídos a la superficie;
- Se permitirá la transferencia de los contratos de concesión, previa la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo; y,
- Se prevé la solución de conflictos por conciliación o arbitraje internacional.

En el ámbito del *downstream*, salvo por lo que se refiere a la comercialización minorista de derivados, la concentración en las actividades es muy marcada:

- Transporte: Son monopolios naturales en todos los países. Hay libre acceso a las redes de transporte de acuerdo a las necesidades del propietario o concesionario y según la capacidad disponible. Se supone que las tarifas deberían ser reguladas cuando se trate del uso por terceros.
- Refinación: tiene una estructura monopólica en la mayoría de los países de la región y oligopólica en Argentina. Salvo por la desincorporación de activos en algunos países, particularmente en Argentina, y a pesar de la eliminación de las barreras normativas a la entrada en otros, las reformas no han introducido modificaciones sustantivas en las estructuras del mercado mayorista de derivados. Sin embargo, los precios internos a nivel del productor han sido vinculados más estrechamente con los internacionales.
 En el área de Centroamérica, las refinerías eran ya manejadas por monopolios privados salvo en el caso de Costa Rica donde la estatal RECOPE realiza esa actividad con exclusividad.
- Comercialización minorista de derivados: en este ámbito, la tendencia generalizada ha sido, tal como se ha dicho, la desregulación, dando un espacio más efectivo al libre juego de los mecanismos de mercado.

2.5 La adopción de esquemas y modelos diferentes

De este modo, y tal como se esquematiza en el Cuadro III.5, las principales opciones que se escogieron en los procesos de reforma petrolera son:

El modelo estatal



- Apertura restringida y las "alianzas estratégicas"
- Predominio estatal y promoción de la inversión privada
- · La privatización

2.5.1. La opción por el monopolio estatal

La política de preservación del monopolio estatal en todas las fases de la industria, esto es exploración, producción, refinación, transporte y comercialización de petróleo crudo sólo se mantiene en México. Se establece así por precepto constitucional y leyes reglamentarias.

2.5.2. Apertura restringida y la opción por las "alianzas estratégicas"

Esta opción admite una variada gama de alternativas que van desde la incursión de las empresas estatales en el extranjero, para obtener las disponibilidades de crudo que cubren el abastecimiento interno como en Brasil y Chile, o bien para ampliar la participación de mercado en el "downstream", pasando por contratos de operación o participación y hasta la concertación de diversos tipos de "asociaciones estratégicas, destinadas a ampliar y fortalecer tecnológicamente las actividades de exploración y explotación.

Venezuela utilizó esta opción para abrir la industria a la inversión privada, pero sólo en el upstream. En el downstream han concertado alianzas estratégicas en el mercado norteamericano.

Tal como se verá más adelante, este esquema de alianzas estratégicas fue adoptado también por ENAP de Chile, PETROBRAS y PEMEX para sus operaciones en el extranjero. Se ha anunciado que ENAP busca un socio estratégico que adquiriría un 30% de las acciones pero esta opción aún se encuentra bajo consideración.

En estos países existe la clara intención de mantener un fuerte predominio de las empresas estatales. En Brasil, a pesar de haber establecido la posibilidad de que los operadores privados intervengan en todas las fases de la industria, se descarta totalmente la privatización de la empresa en virtud de su importante influencia dentro de la economía nacional.²⁶

Los contratos colombianos de asociación obligatoria podrían considerarse incluidos como parte de esta opción. Sin embargo, dentro de esa modalidad de contra-



tación, la mayor parte de las actividades exploratorias y el manejo de los yacimientos está a cargo de las transnacionales privadas.

2.5.3. Predominio estatal y promoción de la inversión privada

En Colombia y Ecuador, los gobiernos han reafirmado que no privatizarán sus empresas pero buscan ampliar la participación privada bajo diversas formas de contratación, predominando los de asociación obligatoria en el primero y los de participación en el segundo. En ambos casos se utiliza el factor R como mecanismo de asignación de la producción o de retribución a los contratistas.

Chile, que importa más del 90% del petróleo que consume, no se plantea la venta de las refinerías propiedad de ENAP. Cabe señalar que se ha creado SIPETROL, filial de ENAP, para llevar a cabo actividades de exploración y explotación de petróleo en terceros países.

2.5.4. La opción por la privatización

Sólo en Argentina, Bolivia y Perú se consideró agotado el estilo de desarrollo de la industria petrolera basado en la actividad empresarial del Estado:

- En Argentina, el esquema de privatización de YPF, realizada en 1993, determinó que el Estado controle todavía alrededor de un 20% del paquete de acciones de la empresa que funcionaría como un "golden share" ya que puede vetar ciertas decisiones que comprometan la marcha de la industria.²⁷ Este es el único país donde existía un importante desarrollo de empresas petroleras privadas de origen local antes del actual proceso de transformación. Tales empresas incrementaron de manera significativa su participación en todas las actividades de la industria petrolera y gasífera nacionales; algunas de ellas tomaron posiciones estratégicas en las diferentes etapas de la industria eléctrica, formando parte de los consorcios adquirentes y/o adjudicatarios (Ver Sección III.2). Estas empresas, del mismo modo que YPF, han optado ahora por una estrategia de transnacionalización, tal como se verá más adelante.
- En cambio, en Bolivia, los requisitos exigidos a las compañías petroleras que
 postulan a la privatización de YPFB (cantidad mínima de reservas y de producción de petróleo) son tan altos que determinan que ninguna empresa nacional pueda calificar para la compra de los activos. Se han capitalizado las
 etapas de la producción y el transporte y, próximamente, se procederá del



mismo modo con la infraestructura de comercialización. Parece que hasta el momento las refinerías no serán objeto de capitalización.

• En Perú, las diferentes unidades de negocios de PETROPERU están siendo vendidas a empresas privadas bajo la modalidad de licitación internacional. Los principales lotes de producción (Pluspetrol de Argentina compró el más importante, Lote 8) ya fueron privatizados y se han suscrito contratos de licencia que otorgan libre disponibilidad del petróleo extraído. Se ha privatizado el 60% de la propiedad de la mayor refinería del país, La Pampilla, que fue comprada por un consorcio formado por Mobil Oil, REPSOL e YPF. La planta de lubricantes fue adquirida por MOBIL OIL lo que le da el control del 60% del mercado interno aproximadamente.²⁸

3. Algunas conclusiones sobre los procesos de reforma petrolera dentro de la región

En resumen, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los cambios producidos en la industria petrolera a nivel mundial, han condicionado las transformaciones que se han venido dando en la subregión;
- En el diseño y en los procesos de modernización de la industria petroléra, el paradigma neoliberal ha sido un factor entre varios. Solo en pocos casos ha sido un factor determinante;
- Los países con menores reservas o volúmenes limitados de producción han flexibilizado más rápidamente sus leyes, han tornado más atractivos sus regímenes de contratación, han reducido el nivel de los gravámenes y han acelerado sus procesos de reforma mediante esquemas de apertura y liberalización de la industria;
- Los países con mayores reservas y/o sin mayores problemas macroeconómicos han mantenido sus estructuras y políticas y han adelantado cambios menos radicales, de manera paulatina;
- Solamente los países productores y exportadores de petróleo que poseen grandes reservas y sólidas empresas estatales están capacitados para expandir sus



actividades hacia otros países, consolidar sus posiciones y aprovechar las ventajas de su estrategia de integración vertical.

Es probable que los procesos de transformación de los subsectores petroleros de la región hayan sido influidos más por el cambio en el orden petrolero mundial que por la modernización económica en los países de la región. Es indudable que el paradigma neoliberal de la desregulación de los mercados y de las actividades petroleras ha tenido una influencia significativa. Sin embargo, en los países de mayores reservas subsisten serias dudas sobre la validez de la concepción en boga y reafirman la importancia que el petróleo tiene para sus economías y para sus relaciones internacionales.

Dentro del debilitamiento del poder que han sufrido los países productores en el marco del nuevo orden petrolero mundial, sólo los países que poseen una amplia y probada filiación petrolera pueden obtener mejores condiciones de negociación, manteniendo el esquema de una empresa estatal fuerte y, expandiendo sus actividades al plano internacional para fortalecer aun más su integración vertical.

En cambio, en los países que registraron una disminución de sus reservas y donde se mantiene el sistema de predominio estatal y/o enfrentan altos riesgos exploratorios, se han inclinado hacia una mayor apertura a la participación privada, mediante regímenes de contratación más flexibles y atractivos para los inversores transnacionales. Sin embargo, la desincorporación masiva de activos solo tuvo lugar en Argentina y Perú, con circunstancias y objetivos marcadamente diferentes y respondiendo mucho más a condiciones locales que a las de orden internacional.

No obstante, lo importante en que los países de la región puedan conciliar en el marco de las reformas, los objetivos de: autoabastecimiento o de ampliación de su participación en el mercado mundial según los casos; atraer mayores flujos de inversión y retener una proporción creciente del valor de producción (compras internas, salarios, impuestos, regalías, etc.). A este respecto, debe señalarse que la cuestión petrolera no debe examinarse sólo en función de la porción de la renta que es captada por el Estado, sino tomando también en cuenta el impacto integral de las correspondientes actividades sobre las economías nacionales.

El tema de la renta es sin duda un aspecto de extremada importancia. En el caso de los países exportadores interesa montar mecanismos regulatorios y tributarios que permitan que los precios declarados por los operadores correspondan efectivamente a las mejores opciones de colocación en el mercado internacional, evitando po-



sibles estrategias que conlleven a la fijación de "precios de referencia" que perjudiquen el valor de las eventuales exportaciones y, por ende, los ingresos tributarios.

Por su lado, los países importadores requieren de controles tendientes a facilitar su acceso a las mejores condiciones de precio, evitando que las posiciones dominantes en el mercado resulten en perjuicio para el abastecimiento interno.

En los países que han abierto el "downstream" a la participación privada, debe tenerse presente que el mercado mayorista de derivados no es fácilmente disputable, debido a la presencia de costos hundidos bajo la forma de instalaciones de infraestructura portuaria y de almacenamiento, así como a la existencia de canales de distribución establecidos. Dada la estructura predominantemente oligopólica o monopólica de estos mercados, se hace necesaria la institucionalización de ciertos mecanismos regulatorios para evitar la posible existencia de prácticas abusivas en perjuicio de los consumidores.

C. Las reformas en el subsector de gas natural

En la presente década se inicia la transición hacia un nuevo contexto energético en el que el gas adquiere particular importancia y al que concurren una serie de factores que afectan a los países de la región con distinta intensidad. Esos factores son los detonadores de un proceso de cambios con base en objetivos a veces explícitos y en otras implícitos.

Entre esos factores y objetivos destacan: el retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento, los adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad respecto a los sistemas térmicos convencionales y que además ponen en evidencia la potencial competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad. Se incluye también la necesidad de asegurar el abastecimiento energético interno a largo plazo mediante una estrategia de diversificación. Todos estos factores, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, influyen en la ampliación de los mercados de gas dentro de la región.

Debido a los requerimientos propios de la modernización en el plano económico global y/o, a la necesidad de adecuación del rol de la industria del gas natural a las condiciones planteadas por las reformas en los subsectores petróleo y electricidad, en el caso de esta industria se introdujeron también cambios significativos,



tanto por lo que se refiere a su organización interna como al funcionamiento de los mercados o por la apertura a nuevos actores privados.

1. Principales características de las reformas en el subsector de gas natural

Al igual que en los otros subsectores, los primeros pasos de la transformación de la industria del gas natural dentro de la región, estuvieron relacionados con el saneamiento financiero de las empresas del subsector. Las características de esta etapa ya han sido abordadas al analizar las reformas eléctricas y petroleras. No obstante, es importante prestar atención a los aspectos vinculados a los cambios en la reorganización empresaria del subsector puesto que ellos están relacionados con transformaciones de carácter estructural.

Estas transformaciones incluyen: la apertura, en mayor o menor grado, a los actores privados, en algunos casos mediante la desincorporación masiva de activos; la desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena gasífera como parte de un proceso de reorganización o para facilitar espacios a los nuevos actores; la segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes y en algunos casos la introducción de mecanismos de libre comercio; finalmente, la instalación de marcos regulatorios como consecuencia tanto de separar las áreas administrativas del Estado de las actividades empresariales, como por la incorporación de nuevos actores en actividades con características de monopolio natural, o por la existencia de mercados emergentes donde es necesario limitar las posiciones dominantes.

2. Apertura, reorganización estructural y funcionamiento del subsector gas natural a partir de la modernización

2.1. La apertura de las actividades de la cadena gasífera

Una primera aproximación a la clasificación de los países, teniendo como referencia las etapas en la cadena del gas natural y las tendencias de su política respecto al grado de apertura a los actores privados, pone de relieve ciertas preferencias.



rencias de los países respecto al rol que deben jugar sus empresas en la retención y control de la renta gasífera.

Mientras que algunos países asignan particular importancia al rol de las empresas públicas para retener rentas y expandir el suministro, en otros se ha optado por una participación estatal minoritaria y por el funcionamiento de las fuerzas del mercado para mejorar el desempeño de la industria. En estos últimos casos suele plantearse que la captación de las rentas puede realizarse a través del sistema fiscal y con un monitoreo eficaz que evite la evasión. Esos enfoques sobre el régimen de propiedad del gas natural y de los activos estatales configuran tipologías que van desde países con sistemas predominantemente estatales hasta países con sistemas mayoritariamente privados.

Los diferentes enfoques sobre la propiedad y las circunstancias propias de cada país han llevado a un proceso de apertura que origina cambios en la estructura del subsector. Las modalidades de apertura que se advierten dentro de cada sistema pueden sintetizarse como sigue:

- Sistemas predominantemente estatales
 - * con apertura limitada a la inversión privada concediendo a esta un papel complementario en aquellas áreas no prioritarias o limitadas a la expansión de la actividad;
 - * con apertura total al uso de instalaciones estatales y libre importación de producto.
- Sistemas mixtos: por capitalización mediante participación accionaria privada en la empresas estatales o por participación privada y estatal en el sector.
- Sistemas predominantemente privados: por venta de activos estatales, con o sin inversiones obligatorias.

A su vez, el cruce de las categorías mencionadas con cada etapa de la cadena gasífera pone de relieve ejemplos de países que han optado por encuadrarse en alguna de las categorías o que están en transición entre sistemas o entre modalidades dentro del mismo sistema.

2.1.1. Apertura en el upstream

En la exploración y producción del gas natural se observa una preferencia por los sistemas predominantemente estatales con apertura limitada:



- a) Sistemas predominantemente estatales sin apertura.
- México convirtió mediante la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos de 1992 a la PEMEX en un consorcio. Desde entonces, la empresa ha transitado hacia la estructura actual de cuatro subsidiarias constituidas por PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica. La oferta de gas y la propiedad de los activos de exploración y producción está bajo el dominio de la primera de las subsidiarias.
- b). Sistemas predominantemente estatales con apertura limitada
- Venezuela, a partir de un importante programa de ajustes estructurales, lanzado en 1989, ha buscado propiciar la participación de actores privados. El programa se relaciona con la desregulación, al incentivar en mayor medida la participación del sector privado en todas las actividades que estaban reservadas al Estado. Dicho programa avanzó considerablemente, aún cuando se vio perturbado por dos crisis, primero política a fines de 1993 y luego financiera a principios de 1994, que desaceleraron el proceso.

En 1995 el sector realizó una alianza estratégica con Mitsubishi y Shell para explotar el gas natural del oriente del país. Esto representa un hito en la interpretación jurídica de la ley que nacionalizó el petróleo, al posibilitar la participación mayoritaria extranjera. Esta opción de alianzas estratégicas es común a lo ya expresado para el ámbito petrolero (Ver sección 2 de este capítulo y el capítulo IV). La intención del gobierno es avanzar en la profundización de ese proceso de apertura y en el desarrollo de un marco regulatorio que sea seguro y atractivo para la inversión extranjera.

- En Colombia, la mayor producción de gas natural se obtiene de yacimientos de gas libre. Los campos más importantes se encuentran en la Guajira y fueron descubiertos por la empresa Texas en 1973. Su desarrollo se ha realizado mediante contrato de asociación con Ecopetrol. Entre los demás campos que pueden alcanzar niveles importantes de producción, y que permiten consolidar el abastecimiento a más largo plazo, algunos son de gas seco (Opón) y otros son de condensados (Cusiana, Cupiagua, Volcanera). Estos yacimientos también se encuentran bajo contratos de asociación. Solo los yacimientos más antiguos y pequeños son explotados directamente por Ecopetrol.
- En Brasil, la enmienda constitucional de noviembre de 1995 y la sanción de



la Ley sobre hidrocarburos, ya aprobada por el Ejecutivo en agosto de 1997, posibilitará que Petróleos de Brasil (PETROBRAS) opere en paridad de condiciones con las empresas privadas que se adjudiquen contratos de concesión.

- En Chile, el control de la actividad lo ejerce la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP).No obstante, la legislación admite contratos de exploración y desarrollo con el sector privado.
- En Trinidad y Tobago se están impulsando inversiones privadas de envergadura para la exportación de gas natural licuado (GNL).
- c) Sistemas mixtos con apertura total.
- En Bolivia, en 1995 inició el proceso para incorporar a la actividad privada. En diciembre de 1996, Bolivia traspasó a grupos internacionales el 50% de las acciones en exploración y producción de hidrocarburos, mediante el proceso de capitalización ya comentado en la parte de petróleo. Además, YPFB dividió las actividades en dos unidades de negocios de exploración y producción (Andina y Chaco). Cada unidad de negocios constituye una sociedad mixta con igual participación accionaria entre el Estado boliviano y los consorcios privados que quedaron, en este último caso, a cargo de la operación. A través de estas acciones sobre el "upstream" hidrocarburífero se ha dado paso, por lo que se refiere específicamente al gas natural, a un sistema de propiedad mixta.
- d) Sistemas predominantemente privados con apertura total.
- En Argentina, se encuentran operando en paridad de condiciones legales YPF SA²⁹ y otras empresas concesionarias. El proceso de privatización de YPF SE, que tenía el control de las actividades de gas natural en el "upstream", comenzó por su transformación en sociedad anónima, luego fueron vendidos sus activos de baja rentabilidad hasta alcanzar una dimensión estimada razonable y rentable. Finalmente se ofreció parte del paquete accionario en las bolsas de valores.
- En Perú, el proceso de privatización se desarrolla a un ritmo sostenido. La estrategia de privatización ha tenido en consideración las siguientes acciones: maximizar el número de participantes para fomentar competencia en el sector; reestructurar PetroperU en unidades de negocios operativa y económica-



mente independientes; promover en esas unidades la participación de inversionistas operadores; facilitar la integración vertical de los postores; restringir ciertas combinaciones de integración horizontal; utilizar modalidades de privatización adecuadas de acuerdo al tipo de operación petrolera. Como unidades de negocios a privatizar en 1996 se habían seleccionado varios bloques de PetroperU que cede el 100% de los contratos de licencia y transfiere los activos de la operación. El inversionista operador asume los compromisos de inversión. Respecto a los principales yacimientos de gas natural se han seguido las siguientes acciones: En marzo de 1994 PERUPETRO S.A. firmó un contrato con la compañía Maple Gas Corporation para desarrollar el yacimiento de Aguaytía. En mayo de 1996 PERUPETRO S.A. y Shell Prospecting and Development B.V. y su socio minoritario, Mobil Exploration and Producing Perú Inc., firmaron un contrato de concesión con la finalidad de realizar perforación exploratoria de Camisea y analizar las alternativas para el desarrollo de las reservas. De resultar satisfactoria la evaluación del yacimiento, se construirán instalaciones de reinyección, tratamiento y fraccionamiento.

2.1.2. Apertura en el transporte

En las partes *downstream* del gas natural se observan comportamientos distintos según se trate del transporte o distribución.

En la actividad de transporte no se registra la modalidad de apertura limitada, observándose el paso directo, sin transición, a la modalidad de apertura total:

- a) Sistemas predominantemente estatales sin apertura
- En Venezuela, el transporte ha sido transferido de Maraven, Lagoven y Corpoven, que operarán en el upstream a una nueva subsidiaria de PDVSA, Deltaven. Esa empresa recibirá los activos y asumirá las funciones que antes realizaban las empresas mencionadas.
- b) Sistemas predominantemente estatales con apertura total
- En México, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, gracias a la legislación que surge de las reformas de la Ley Reglamentaria del artículo 27 de la Constitución Nacional, coexiste con los inversionistas privados y al igual que otros permisionarios están sujetos a las normas regulatorias. La inversión privada



podrá destinarse a la construcción de nuevos gasoductos, con la condición que respondan a las normas técnicas. La red troncal de PEMEX no se privatizará. No obstante, PEMEX podrá participar con inversiones en nuevos ductos previo otorgamiento del permiso correspondiente por parte del ente regulador CRE . También, existe libre acceso a los ductos existentes o por construirse.

- En Brasil, cualquier empresa o consorcio, 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 también faculta el libre acceso a los ductos mediante una adecuada remuneración. Por su parte, Petrobrás deberá constituir una subsidiaria para operar y construir sus ductos de gas natural pudiendo la misma asociarse mayoritaria o minoritariamente con otras empresas.
- c) Sistemas mixtos con apertura total.
- En Bolivia, en diciembre de 1996, se traspasó a grupos internacionales el 50% de las acciones en transporte de hidrocarburos, mediante el proceso de capitalización ya comentado anteriormente. El transporte es una unidad de negocios que constituye una sociedad mixta con igual participación accionaria entre el Estado boliviano y el consorcio privado que quedó a cargo de la operación. A través de estas acciones sobre el transporte de hidrocarburos se ha dado paso a un sistema de propiedad mixta.
- En Colombia, salvo por lo que se refiere a los gasoductos de la costa norte, el sistema troncal de transporte ha sido desarrollado recientemente. ECOPETROLha enajenado su participación en el sistema de transporte de la costa y, si bien coordinó el desarrollo del sistema de gasoductos de la parte central del país, lo hizo mediante contratos BOT o de concesión con el sector privado. Sin embargo, para el manejo coordinado de ese sistema se plantea la creación de una unidad empresarial de carácter público, independiente de ECOPETROL, a la que se le transferirá la gestión de aquellos contratos, así como algunos activos de esta última empresa tales como algunos oleoductos reconvertidos para el transporte de gas natural.
- d) Sistemas predominantemente privados con apertura total
- En Argentina, se encuentran operando dos empresas transportadoras de gas



como resultado de la privatización de los medios de transporte de Gas del Estado (GdE), que concentraba la totalidad de las actividades de transporte y distribución en todo el ámbito nacional. Esta empresa, fue desintegrada verticalmente en dos unidades de negocios para luego transferirlas mediante licitaciones públicas en las que participaron como oferentes consorcios conformados por actores privados nacionales y empresas transnacionales. ³⁰

- En Perú, dentro de la estrategia de privatización mencionada, la ley de hidrocarburos faculta a los inversionistas privados para construir, operar y mantener ductos, instalaciones de almacenamiento, y plantas de procesamiento de gas. Se espera que el desarrollo de esas actividades se inicie una vez que se hayan realizado las evaluaciones de los yacimientos de Aguaytía y Camisea y concretado las plantas de generación.
- En Chile, el desarrollo de los gasoductos de interconexión con Argentina es realizado por consorcios privados encontrándose obras en operación, construcción y en proyecto, en distintos puntos del país.
- En Uruguay, el Gobierno ha recurrido a la modalidad de concesión de obra pública para la construcción del gasoducto Buenos Aires-Montevideo cuyo objetivo es abastecer los sectores residencial, industrial y centrales térmicas. Se prevé que las obras entrarán en operación en 1998 así como otras interconexiones que atenderán la demanda de ciudades del litoral.

2.1.3. Apertura en la distribución

En la actividad de distribución tampoco se registra la modalidad de apertura limitada, observándose también el paso directo y sin transición a los sistemas predominantemente privados bajo la modalidad de apertura total.

- a) Sistemas predominantemente estatales sin apertura
- En Venezuela, la distribución es realizada por Cevegas, una filial de Corpoven
- b) Sistemas mixtos con apertura total
- En Brasil, a partir de la Constitución de 1988 la distribución pasó a ser monopolio de los Estados de la Federación. No obstante, esas reglas se han fle-



xibilizado otorgándose mayor injerencia a los municipios y a los actores privados, algunos de los cuales se encuentran operando empresas estaduales bajo la modalidad de concesión³¹. En julio de 1997 se realizaron las primeras privatizaciones (Riogas y CEG).

- c) Países con sistemas predominantemente privados con apertura total:
- En Colombia, la distribución está prácticamente descentralizada aunque Ecopetrol posea acciones en algunas de las compañías distribuidoras. Sin embargo, recientemente dicha empresa ha comenzado a desprenderse de tales activos mediante la venta de sus paquetes accionarios, tal es el caso de Gas Natural SA. De este modo, tanto los mercados de distribución de la costa, como el desarrollo de los mercados del interior, estarán preponderantemente en manos de actores privados o de empresas públicas regionales de las que el caso más notable es el de Medellín.
- En Argentina, en junio de 1992, la Ley de Gas Natural dispuso la privatización de GdE otorgando licencias por 35 años. Desde entonces se encuentran operando ocho empresas distribuidoras, que pasaron simultáneamente por un proceso similar al mencionado con la privatización de los medios de transporte.
- En México, el sistema de distribución es predominantemente privado. En 1997, se registraban 12 empresas de las cuales tres son públicas y el resto privadas. Si bien, el sistema de distribución es aún reducido y muy concentrado³², el Gobierno a través de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), sigue estimulando la participación de los inversionistas privados mediante licitación de permisos de distribución, que gozan de un período de exclusividad de 12 años, en gran cantidad de ciudades del país. La reclasificación de los ductos de PEMEX implicará que aquellos que se determinen como de distribución podrían ser enajenados al sector privado.
- En Chile, la distribución está en proceso de desarrollo por la actividad privada y comenzará a operar una importante red de distribución en la Ciudad de Santiago con proyección hacia otras ciudades del país y a nuevas centrales térmicas.



2.1.4 Resumen intermedio

En resumen, mientras que a principios de la década del 90 casi todos los países mostraban un predominio estatal en la propiedad de los activos del subsector, hacia 1997 la situación se había modificado presentando las modalidades descritas antes y resumidos en el Cuadro III.5. El cuadro pretende reflejar la situación alcanzada luego del proceso de desincorporación de activos.

Sin embargo, el Cuadro es una representación estática de la situación observada a la fecha y por lo tanto, no refleja la dinámica del proceso en la cual casi todos los países están en transición, sea porque relativizan o cambian su enfoque y enajenan activos abriendo espacio en distintas actividades al sector privado regulándolo, o porque aún dentro del mismo enfoque introducen cambios en la estructura de la actividad, realizando el saneamiento financiero, identificando unidades de negocios, corporatizando y separando la función empresarial de las del Estado, que asume sus nuevas funciones de regulación, fiscalización y control.

Cuadro III.5: Grado de apertura por desincorporación de activos en el subsector gas natural (julio 1997)

J			
	Sistemas predominantemente Estatales	Sistemas mixtos	Sistemas predominantemente privados
Exploración Producción	Brasil, Colombia, Chile, México, Venezu	el & olivia	Argentina, Perú
Transporte	Brasil , México, Venezuela,	Bolivia, Colombia	Argentina, Chile, Perú, Uruguay
Distribución	Venezuela	Brasil	Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Perú, México, Uruguay
Autoridad Reguladora	Ministerio de energía	Ministerio de energía (upstream) Entes Reguladores (downstream)	Ministerio de energía (upstream) Entes Reguladores (downstream)

En el cuadro se advierte que, desde principios de los años noventa, son pocos los países de la región en que los activos del upstream de la actividad gasífera se hayan privatizado (Argentina, Perú, Bolivia). En cambio en el downstream se advierte una tendencia creciente a la privatización.

Algunos países como Brasil se encuentran en transición en la totalidad o en parte de la actividad subsectoral. En otros, como en Colombia se ha concedido a empresas privadas contratos BOT, por medio de los que la actividad privada ha construido grandes gasoductos y donde la participación de los actores privados es importante. Finalmente, un tercer grupo ha decidido mantener bajo la esfera estatal los activos existentes pero con una mejor estructura operativa a partir de



la creación de subsidiarias, a las que se transfieren los activos; o abrir a la inversión privada la posibilidad de incorporar activos que complementen, en igualdad de condiciones, la actividad estatal (México, Trinidad y Tobago, Venezuela). El resto de los países, importadores potenciales de gas natural como Chile y probablemente Paraguay al igual que Uruguay se abrirán a la posibilidad de incorporar actores privados en almacenamiento, transporte y distribución.

2.2. Reorganización estructural de la cadena gasífera

En el *upstream*, la actividad de exploración y desarrollo del gas natural, al igual que en la petrolera, se caracteriza por elevados riesgos para los inversionistas. La actividad agota los yacimientos y el costo de reposición y de expansión de los nuevos descubrimientos normalmente es creciente. La reducción de costos y riesgos se apoya, entre otros, en la incorporación de tecnología, que permite una mejor asignación de inversiones y una mejor distribución del riesgo entre cuencas.

Dadas esas características, la oferta de gas natural puede organizarse dentro de formas más competitivas al:

- distribuir adecuadamente los campos para reducir la posibilidad de posiciones dominantes;
- liberar la disponibilidad del producto;
- eliminar barreras discriminatorias a la evacuación de las cantidades vendidas, desde los yacimientos.

En el *downstream*, las actividades relacionadas con el transporte y distribución del gas natural tienen normalmente bajo riesgo de inversión. Las actividades generan economías de escala (costos marginales decrecientes) y de secuencia y alcance (coordinación vertical y horizontal en la actividad) que son características de los monopolios naturales.

Esas características favorecen la concentración del capital. Como respuesta, la reducción de posibles prácticas de dominación del mercado por parte de empresas, se busca a partir de:

 la desintegración vertical obligatoria: partición empresarial de la cadena producción, transporte, distribución y eventualmente comercialización con prohibición de que se establezcan relaciones vinculantes entre los actores de cada etapa.



- la desintegración horizontal: partición de una misma etapa entre diversos actores a partir de la asignación por licencias de zonas de influencia.
- acceso abierto y no discriminatorio a los ductos cuando existe capacidad disponible.
- bypass para la entrega del gas natural en el sistema de transporte y distribución cuando el distribuidor no satisface los compromisos con un consumidor mayorista o grupos organizados de consumidores minoristas.

Tal como se ha explicado en el análisis de las reformas eléctricas, la opción de organizar el funcionamiento de los mercados, con algún grado de competencia, en presencia de importantes costos hundidos en infraestructura de transporte y distribución, requiere necesariamente de la desintegración horizontal y vertical de las etapas de la cadena gasífera y la adopción del principio de libre acceso de terceros a las redes.

Sin embargo, la dimensión del mercado determina, dada una capacidad instalada, el caudal mínimo a transportar o distribuir en condiciones que permitan una rentabilidad razonable. En consecuencia, no puede desintegrarse esa actividad en menos o más allá de una capacidad que configure una unidad mínima de negocios. A este tipo de actividades se recomienda que operen bajo condiciones de monopolio regulado con un monitoreo que permita evaluar sistemáticamente la actividad de las empresas.

Las relaciones señaladas, entre o al interior de cada fase de la actividad gasífera en los países de la región y el régimen de propiedad han llevado a configurar sistemas con distinto grado de integración vertical y horizontal con acceso abierto o cerrado. La situación expuesta no es uniforme entre países aunque tienen en común que no se advierten sistemas vertical y horizontalmente integrados de propiedad privada.

En la exploración y producción se observan:

- Sistemas sin libre disponibilidad del producto para los productores independientes.
- Sistemas con libre disponibilidad del producto para los productores independientes.



en el downstream (transporte y distribución):

- Sistemas vertical y horizontalmente desintegrados con acceso cerrado
- Sistemas vertical y horizontalmente desintegrados con acceso abierto

Las reformas en el subsector gas de los países que se encuentran dentro de los sistemas que se describen a continuación, están en muchos casos en transición por lo que la clasificación que sigue no tiene carácter definitivo.

2.2.1. Reorganización de la cadena gasífera en el upstream

En el *upstream*, la libre disponibilidad del producto favorece la constitución de mercados por el lado de la oferta dependiendo, para que se den condiciones de competencia, de las otras condiciones mencionadas, esto es, atomización de oferentes, transparencia y libre acceso al mercado. Sin embargo, si el monopolio estatal se presenta como una forma legal para el control de las rentas, produciendo con eficiencia y sin restricción de suministro ni discriminación de precios, la oferta puede presentar resultados de similar característica. Al respecto, existen en la región:

- a) Sistemas sin libre disponibilidad del producto para los productores independientes
- En México, no existen productores independientes por lo que el gas producido localmente es comercializado en forma exclusiva por PEMEX Gas y Petroquímica Básica, mientras que en Colombia y Venezuela los productores independientes, operadores de áreas bajo contrato, entregan el producto a ECO-PETROL o a las filiales de PDVSA que también tienen exclusividad sobre el producto. Esta es una de las características de la apertura limitada mencionada precedentemente.
- b) Sistemas con libre disponibilidad del producto para los productores independientes

Este es el caso de Argentina, Bolivia, Brasil y Perú. Es una característica de la apertura total a partir de la introducción del libre comercio. El caso de Brasil es el más reciente, donde se le otorgaría al productor la posibilidad de operar en condiciones equivalentes a PETROBRAS.



2.2.2. Reorganización de la cadena gasífera en el downstream

En el downstream, el grado de integración también parece asociado al régimen de propiedad adoptado por los países pero con un concepto más flexible dado que se trata de actividades vinculadas a servicios (transporte y distribución). En este caso las características de monopolio natural de los mismos requieren en cualquier caso de monopolios legales, regulados cuando son privados o fiscalizados cuando son estatales. La finalidad con el control de esos monopolios es lograr que el producto llegue a su destino sin trabas de ninguna naturaleza y en las condiciones de calidad, seguridad y cantidad requeridas por oferentes y demandantes del producto. Sin embargo, los procesos de reforma han prestado un interés singular a esta parte de la actividad dejando muchas veces en segundo plano el objetivo de abastecimiento del subsector. A este respecto se observan en la región:

- a). Sistemas vertical y horizontalmente desintegrados con acceso cerrado
- En Colombia, la nueva normativa (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y las disposiciones regulatorias emitidas por la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas-CREG-) prevé una total separación entre las funciones de producción, transporte y distribución, así como el libre acceso a las redes de transporte y distribución. Sin embargo, este sistema no se encuentra todavía totalmente plasmado en lo concreto, debido a que el Plan de Masificación del Gas se encuentra aún en los primeros pasos de su desarrollo.

La producción de gas, debido a los contratos de asociación preexistentes a 1995, es manejada todavía casi exclusivamente por ECOPETROL. Sin embargo, se prevé una progresiva liberación de la oferta mayorista de gas natural hasta el año 2005. A partir de ese año la desregulación será total.

Dentro de la etapa de transporte existen dos subsistemas: el de la Costa Norte y el del Centro. Durante un cierto período, el sistema de la Costa estará abastecido casi exclusivamente por el yacimiento de La Guajira y, por tanto, la competencia estará allí muy restringida a pesar de que el transporte y la distribución será totalmente privada. En cambio, en el sistema del Centro se prevé la existencia de una empresa pública (ECOGAS) encargada únicamente del transporte y la coordinación de la operación. Para ello, ECOPETROL le transferirá el manejo de los contratos BOT y de las concesiones, firmadas con actores privados para la construcción de los gasoductos así como ciertos activos tales como oleoductos recon-



vertidos para el transporte de gas. Los cargos de transporte son regulados por la CREG.

En la distribución operan empresas que tienen un carácter municipal o a lo sumo regional y son tanto de carácter público como privado (todas sociedades de derecho privado), aunque predominan las de este último tipo. ECOPETROL se está desprendiendo de su participación en este segmento de la cadena gasífera. Las áreas de distribución son cedidas por concesión o por medio de licitación de "áreas exclusivas". Los componentes del precio del gas a nivel de los usuarios cautivos están sujetos a la regulación de la CREG y la fiscalización de los servicios de distribución están a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos.

- En Venezuela, la oferta de gas está controlada por empresas estatales a lo largo de toda la cadena gasífera. La producción es realizada por subsidiarias de PDVSA(Maraven, Lagoven y Corpoven), el transporte por Deltaven y la distribución por Cevegas que a su vez son empresas subsidiarias de las anteriores. El acceso a los gasoductos es cerrado a otros eventuales productores. Es intención gubernamental introducir un marco regulatorio con la finalidad de separar la función empresarial de la función estatal de regulación de la actividad energética.
- b) Sistemas vertical y horizontalmente desintegrados con acceso abierto:
- En Chile, en el sur del país, la producción, transporte y distribución son realizados por la Empresa Nacional Petrolera (ENAP). Las dificultades geográficas para el transporte hacia el norte del país han impedido la expansión de la producción doméstica que ha quedado confinada a esa región. La primera interconexión con Argentina se ha producido en esa región a fines de 1996 para abastecer la planta de metanol que se encuentra próxima a la ciudad de Punta Arenas. En la próxima interconexión, que comenzará a operar a mediados de 1997 para abastecer a la ciudad de Santiago con extensión a otras ciudades, el transporte lo realizará la empresa GasAndes perteneciente a un consorcio privado y la distribución a Santiago será realizada por la empresa Metrogas también privada. En consecuencia, en Chile se está configurando con estas obras y las que están en proyecto un sistema desintegrado con acceso abierto a nivel internacional (protocolo binacional). La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el ente regulador.



- En México, primero con la Ley Orgánica de PEMEX de 1992 se desintegra verticalmente la actividad de producción y transporte existiendo ya una actividad de distribución separada. Luego en 1995, fueron abiertas las actividades a la libre importación de gas y a la inversión privada en las etapas de transporte y distribución con lo que PEMEX Gas y Petroquímica Básica pasará a competir en igualdad de condiciones con las empresas privadas favoreciéndose de ese modo la desintegración horizontal. No obstante, se permite la interconexión comercial y física pero no está permitida la integración vertical de permisionarios con sistemas interconectados. Los permisionarios tienen que proveer un acceso abierto no indebidamente discriminatorio. Las actividades que se realizan en las etapas de transporte y distribución están reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- En Brasil, la Ley sobre el Nuevo Estatuto del Sector Petróleo, establece que Petrobrás deberá constituir una subsidiaria para operar y construir sus ductos de gas natural, pudiendo la misma asociarse mayoritaria o minoritariamente con otras empresas. Con la disposición se completa la desintegración vertical de la cadena ya que en 1988 se había transferido a los Estados Federales la distribución. La Ley también faculta el libre acceso a los ductos mediante una adecuada remuneración y crea la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que tendrá como misión actuar como órgano regulador de la industria del petróleo y gas natural.

En Argentina, con la Ley de Gas Natural de 1992 se desintegra vertical y horizontalmente la actividad, se introduce el libre acceso y se crea el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). La producción de gas natural está constituida por una cantidad relativamente importante de productores privados. Tales actores son en su mayor parte anteriores contratistas de YPF SE empresa que ejerció el monopolio estatal hasta fines de la década pasada y que actualmente, como empresa privada, controla una parte importante de la oferta. El transporte y distribución es realizado por empresas privadas, dos transportadoras y 8 distribuidoras (ver Gráfico III.3.1).



Gráfico III.3.1



2.3. Organización y funcionamiento de los mercados del gas natural

Tal como se ha expresado, la creación de condiciones de disputabilidad, esto es competencia efectiva o potencial, en particular, en los mercados de gas natural requiere, además de la desintegración vertical y horizontal en las actividades de producción, transporte, distribución y eventualmente comercialización, de la adopción del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

Aún en el caso en que tales condiciones estén dadas, la disputabilidad solo podrá tener vigencia con relación al mercado mayorista (productores) y al segmento liberado del mercado minorista (grandes usuarios). Los mercados de servicios de transporte y distribución son monopolios naturales no disputables, debido a la presencia de importantes costos hundidos. En estos casos solo se puede introducir mecanismos de competencia entre oferentes mediante procesos licitatorios, hasta el momento de otorgar las concesiones o licencias correspondientes.

Por otra parte, el grado de competencia que puede establecerse en los mercados gasíferos mayoristas depende fuertemente del nivel de concentración de la oferta y de la mayor o menor interconexión de las redes de transporte. De este modo, solo en mercados muy amplios, con un gran número de productores y con un alto grado de interconexión de las redes de transporte puede efectivizarse una competencia atomizada que tenga propiedades semejantes a las que se observan en los mercados maduros. El mercado de los EE UU se aproxima razonablemente a este paradigma de mercados gasíferos competitivos.

Los mercados gasíferos de los países de ALC son aún de tamaño pequeño o a lo sumo mediano (México, Venezuela, Argentina) que se encuentran aún en proceso de desarrollo. La cantidad de productores es usualmente reducida y los sistemas de transporte escasamente interconectados. Consecuentemente, los mercados gasíferos de los países de la región estarán caracterizados inicialmente por estructuras oligopólicas que sin embargo no tendrán mucho margen para ejercer posiciones dominantes toda vez que el gas natural deberá competir, en los mercados finales, con otros energéticos que lo pueden sustituir en los diferentes usos. Por otra parte, la competencia gas versus gas es probable que comience una vez que se hayan consolidado las interconexiones entre países vecinos, donde el caso de México sea tal vez la primera demostración de que es posible la existencia de un mercado gasífero competitivo en la región.



2.3.1. Los mercados mayoristas en la situación actual

A continuación se describen las principales situaciones típicas de los mercados mayoristas de gas natural en los países de la región y sus tendencias teniendo como referencia el tipo de coordinación. En el primer caso, se explicitan las características de estos mercados en países con formas de coordinación centralizada en los que los precios del gas natural son fijados en función de algún criterio de racionalidad económica tratando de emular a los precios libremente concertados o determinando aquellos que posibilitan la autosuficiencia financiera, la expansión de capacidad y la penetración del gas en los distintos usos (valor del costo marginal de largo plazo, valor de oportunidad). En el segundo caso, se señalan las características de países que han adoptado la forma de coordinación por el mercado donde los precios se forman por libre contratación entre oferentes y demandantes (precios de mercado, precios de frontera).

a) Sistemas de coordinación centralizada (CC)

Estas serían las características de mercados como el de Venezuela y, aún por unos años, el de Colombia.

- En Venezuela, en la etapa actual se ha diseñado un esquema de precios de transición que permite elevar los precios desde el nivel actual hasta precios que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema actual de gas. Con este primer ajuste las empresas operadoras de gas tendrían el tiempo necesario para tomar las acciones encaminadas a minimizar el impacto de los nuevos precios del gas para colocarlos en su nivel de oportunidad. Para los nuevos consumidores, las ampliaciones de capacidad de las empresas existentes y para las actividades no reguladas por el Estado, el gas se venderá de acuerdo a su valor de oportunidad.
- En Colombia, a partir de la reforma reguladora introducida por la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios se plantean modificaciones importantes en los mecanismos de determinación de los precios dentro de la cadena gasífera. Por lo que se refiere al nivel mayorista, se plantea como meta que el precio resulte de la libre contratación entre productores y comercializadores, debiendo afrontar los cargos que pudieran corresponderle en concepto de transporte y uso de las redes de distribución. Hasta tanto se implemente el nuevo sistema los precios se fijan entre el valor del costo marginal de largo plazo y el valor de oportunidad.



b) Sistemas de coordinación por el mercado (MA)

- En México, los precios del gas seco son equiparados con los existentes en el mercado del sur de Texas, dada la posibilidad de acceso al mismo, adicionándole los costos de transporte, los de servicio y el impuesto al valor agregado. La importación y exportación de gas natural se puede llevar a cabo sin licencia y los permisionarios tienen que proveer un acceso abierto no indebidamente discriminatorio.
- En Argentina, el precio del gas en boca de pozo resulta de la libre negociación entre productores, distribuidores y demás actores sujetos de la ley. Los precios de importación son libres. Existe el denominado acceso libre a las redes de transporte y distribución, no pudiendo los concesionarios negarse a realizar el transporte de gas en caso que tengan capacidad en los ductos. La tarifa de transporte está regulada por ENARGAS. Se observa que con posterioridad a la desregulación, el precio quedó sujeto a la libre contratación de las partes y, el nivel promedio del mismo en boca de pozo registró un incremento que busca un nivel de equilibrio

c) Las tendencias

Relacionando los sistemas de coordinación (centralizada CC y por el mercado MA) con el régimen de propiedad (predominantemente estatal PE o privada PP) se advierten tres tipos o modalidades referentes al funcionamiento de los mercados mayoristas (ver Gráfico III.3.2).

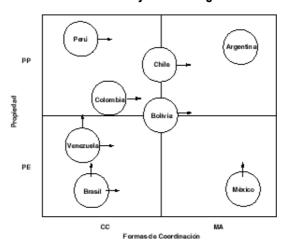


Gráfico III.3.2: Mercados mayoristas del gas natural: tendencias



- Sistema con coordinación centralizada con régimen de propiedad predominantemente privado: El caso más típico es el de Perú que opta por una desincorporación de activos pero aún sin el desarrollo del mercado.
- Sistema de coordinación por el mercado con régimen de propiedad predominantemente estatal: El caso más típico es el de México que, sin desincorporación de activos, abre el mercado a potenciales formas competitivas con el exterior.
- Sistema de coordinación por el mercado con régimen de propiedad predominantemente privado. El caso más típico es el de Argentina que opta por una desincorporación de activos con un mercado interno bastante desarrollado de características cuasicompetitivas.

El resto de los países presentan modalidades intermedias con mayor o menor énfasis en una u otra dimensión, pero dentro de una tendencia a equilibrar las alternativas. En estos casos los desplazamientos tienden a ser más graduales en función de objetivos que favorecen una racionalidad económica a través de precios que simultáneamente posibiliten la autosuficiencia financiera, la expansión y la penetración del gas en los distintos usos. El caso de Bolivia parece haber alcanzado un destino final respecto a la apertura mientras que las posibilidades de funcionamiento de un mercado mayorista competitivo están en desarrollo.

Las características mencionadas sugieren la necesidad de distinguir intereses a partir de la separación de las funciones empresariales de las administrativas del Estado (regulación, fiscalización y control). La separación de funciones favorece objetivos de eficiencia en general y de equidad cuando los usuarios encuentran representación de sus intereses. Esta última función debería responder, como está ocurriendo con mayor o menor énfasis en Colombia (CREG), México (CRE), Argentina (ENARGAS), Chile (CNE), y Bolivia (SIRESE). Pero también, a los objetivos energéticos del Estado coordinando, orientando y corrigiendo los aspectos no conducentes a los mismos, dado que el mercado por si mismo responde al interés de las partes que no necesariamente asegura una convergencia en la dirección de los objetivos mencionados.

Los marcos regulatorios acordes a cada situación parecen necesarios en primera instancia para equilibrar fuerzas en el mercado y, en segunda instancia como instrumento de la política energética para facilitar la convergencia hacia los objetivos. Cuando los mercados alcancen madurez y funcionen de acuerdo a las expec-



tativas será necesario limitar las normas que puedan obstaculizar su funcionamiento. El área de regulación (ver Gráfico III.4.3), bajo las condiciones señaladas, abarca todas las dimensiones, mientras que la operatividad de una ley antimonopolio parecería tener especial relevancia a medida que se profundiza la privatización.

2.3.2. Los mercados minoristas de gas natural

En el caso de los mercados minoristas de usuarios cautivos, la diversidad entre países se da fundamentalmente con relación a la existencia de entes reguladores que establezcan criterios para la formación de precios que deben afrontar los mencionados usuarios.

a) Sistemas no regulados

En Venezuela, Brasil y Perú no existen aún entes reguladores que representen el interés general de los consumidores frente al poder monopólico de las empresas proveedoras. En el caso de Venezuela y Brasil las empresas proveedoras son de propiedad pública, factor que concilia en parte esa carencia. No obstante, en ambos países existen expectativas gubernamentales para la constitución de entes reguladores.

b) Sistemas regulados

En México, Colombia, Argentina, Bolivia y Chile, los precios que deben pagar los usuarios cautivos son fijados de acuerdo con los criterios establecidos por los entes reguladores, que tienden con mayor o menor énfasis a resguardar el interés de los mismos frente al poder monopólico de las empresas.

• En México, la ley otorga a la CRE la facultad de definir la metodología para calcular precios y tarifas. Los precios de venta de primera mano del gas natural se determinan de conformidad con la metodología expedida por la CRE. Las tarifas de almacenamiento no relacionado con la explotación, de transporte y de distribución son aprobadas con base en las propuestas de los permisionarios, basadas en la metodología también expedida por la CRE. En el futuro el precio del gas natural se establecerá a través del precio máximo de venta de primera mano, las tarifas de transporte, compuestas de los cargos por uso y por capacidad, distribución, que se compone de los cargos por uso, por capacidad y servicio. A dicho precio final se pueden agregar otros cargos, por



ejemplo por conexión. La CRE tiene como objetivo establecer precios flexibles que permitan una rentabilidad apropiada sobre los activos del gas a efectos de favorecer el desarrollo del mercado.

• En Colombia, la regulación de precios y calidad de la electricidad, el gas natural y el GLPes facultad de la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG). Para los usuarios del segmento regulado, la CREG elaboró una resolución que trata de reglamentar los principios establecidos en la mencionada ley.³³ Las fórmulas tarifarias aplicadas a los usuarios del segmento regulado estarán contenidas en las ofertas que las empresas presentan al proceso licitatorio correspondiente a las concesiones. En las resoluciones de la CREG se establecen procedimientos para su revisión cada cinco años a contar de la fecha del contrato de concesión. Entre otros objetivos esas revisiones tienen por objeto incentivar la eficiencia productiva de la empresa por medio de la disminución progresiva del cargo máximo correspondiente al servicio de comercialización.

En el caso de los usuarios residenciales establece un bloque básico de 20 m³ que estará sujeto a subsidio para los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 (50, 40 y 15% respectivamente). Tales subsidios serán cubiertos con las contribuciones aplicadas a los consumos de los estratos 5 y 6 del sector residencial y de los usuarios comerciales e industriales.

 En Argentina, ENARGAS, que depende del Ministerio de Economía, tiene como objetivos proteger a los consumidores, promover la competencia, alentar inversiones a largo plazo que mejoren los estándares del servicio y la expansión del sistema y asegurar a los clientes tarifas justas y no discriminatorias.³⁴

Los componentes de la tarifa varían de acuerdo a patrones de distancia y consumo (firme e interrumpible) y tienen un máximo que está en función del costo marginal de largo plazo (riesgo de by pass incluido). Existen además subsidios explícitos que están previstos en el presupuesto nacional. Las tarifas se revisan cada cinco años. No obstante, existe un ajuste automático de las tarifas cada 6 meses para los servicios de distribución y transporte de acuerdo al Índice de Productores Industriales (PI) de los Estados Unidos.



2.3.3. Los precios al consumidor final

En los Gráficos III.4.4 y III.4.5 se observa la posición relativa y evolución de los precios del gas natural al consumidor final (residencial, industrial) con impuestos en algunos países de la región.

Los precios al consumidor residencial (Gráfico III.3.3) reflejan cambios de significación en la posición relativa a partir de 1991. Desde ese año Argentina, Bolivia, México y Colombia producen un quiebre de la tendencia aumentando los precios de una banda de 1 a 3 US\$/Mbtu en 1990 a una banda que se amplía de 3.0 a 6.0 US\$/Mbtu en 1996, mientras que Venezuela y Chile mantienen los precios en torno a 1 US\$/Mbtu.

Esos cambios se relacionan con la introducción de una nueva racionalidad económica que busca la autosuficiencia financiera y/o rentabilidad en el subsector. Los cambios más radicales hacia 1996 se operan en Argentina y Bolivia seguidos por México y Colombia.

Por su parte, los precios al consumidor industrial (Gráfico III.3.4) no muestran cambios significativos aún cuando se advierten ajustes transitorios que luego retoman la tendencia, excepto en el caso de Brasil que, a partir de 1992, muestra un cambio de política con una tendencia creciente más acelerada que en los otros países.

También se observa que la política de ajuste ha sido absorbida, en los países con cambios más radicales, por el sector residencial. No obstante, cabe señalar que en esos casos los precios de los sustitutos (en equivalente calórico) se han mantenido por encima del precio del gas natural. La circunstancia muestra que la racionalidad de la política en el proceso de formación de precios ha buscado satisfacer los objetivos mencionados, autosuficiencia financiera o rentabilidad, necesarios tanto para sanear las empresas como para facilitar el proceso de apertura mediante la privatización.

Sin embargo, por el lado de los usuarios del sector residencial, esos ajustes han significado mayores costos en el presupuesto familiar que, en los casos en los que se ha logrado mejorar la eficiencia en la operación, no han revertido en economías para aquellos. De todos modos, la mejora en la prestación del servicio y menor costo que el de los sustitutos favorece a una mayor penetración del gas en los usos domésticos como de hecho se ha observado en Argentina y probablemente



ocurra en el resto de los países. En Colombia, para los sectores de menores ingresos, los incrementos de precios se atenúan mediante subsidios cruzados entre estratos mientras que en Argentina los subsidios se han desvinculado totalmente de la tarifa y forman parte de un fondo en el presupuesto nacional.

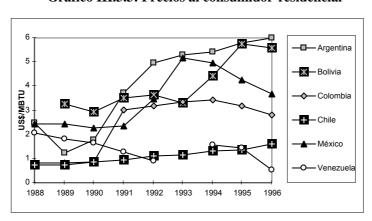
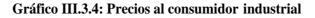
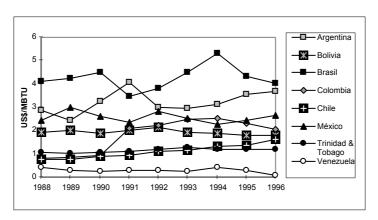


Gráfico III.3.3: Precios al consumidor residencial





2.3.4. Mercados de servicios de gas natural

En Argentina, las empresas de transporte no pueden comprar ni vender gas. Según la ley ningún sujeto podrá tener una posición de control en las empresas o



entes que realicen las actividades de los demás sujetos ni en las empresas productoras. Por el servicio cobran una tarifa a las empresas distribuidoras. Compiten con los productores y distribuidores, quienes pueden construir sus propios gasoductos. La expansión es a riesgo. A su vez, las empresas distribuidoras tienen el monopolio sobre su área de influencia cobrando por el servicio una tarifa regulada por ENARGAS. No tienen exclusividad en la prestación del servicio pudiendo los subdistribuidores proveer los mismos. Existe el denominado acceso libre o "abierto" a las redes de transporte, no pudiendo los concesionarios negarse a realizar el transporte de gas en caso que tengan capacidad en los ductos. Está permitido el by-pass comercial y físico en la distribución.

En México, la diferenciación de mercados realizada por la CRE ha permitido restringir su participación a la regulación de monopolios y a eliminar barreras de entrada a los mercados competitivos. Entre las decisiones administrativas de la Comisión se registran: los permisos de transportación son otorgados a todos los proyectos que sean técnicamente viables, sin exclusividad; se permite la interconexión comercial y física; la integración vertical de permisionarios con sistemas interconectados no está permitida; los permisionarios tienen que proveer un acceso abierto no discriminatorio; los permisionarios tendrán que separar sus servicios y no podrán hacer subsidios cruzados entre estos; los usuarios del sistema de transporte pueden asignar sus derechos de capacidad de forma directa o por medio del transportista (mercado de capacidad secundaria).

En Colombia, en general, la política está orientada a garantizar el libre acceso a las redes de transporte con el fin de crear un mercado mayorista competitivo entre productores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores. A las empresas que transporten gas combustible no se les permite que realicen actividades de producción, comercialización o distribución, ni que tengan vínculos económicos con empresas que contemplen en su objeto la realización de dichas actividades. Los productores y distribuidores pueden realizar la actividad de comercialización. La regulación de la distribución de gas combustible por red es similar a la del transporte en cuanto a su estructura: libre acceso, cargos por uso, planeamiento a cargo de los distribuidores, prohibición de prácticas restrictivas a la competencia. Sin embargo, existe una diferencia importante en el establecimiento de los cargos por el uso de los sistemas de distribución, ya que se otorga la facultad a los distribuidores para que los adopten, previa aprobación de la CREG, siguiendo la metodología definida por esta.



3. Mercados internacionales del gas natural

La modernización en el subsector de gas natural han tenido un impacto dinamizador sobre el intercambio de gas natural dentro de la región, que se multiplicará en pocos años.

Actualmente las interconexiones gasíferas en operación o en construcción en la región son las que unen Argentina-Bolivia, Argentina-Chile, Bolivia-Brasil, México-Estados Unidos y próximamente Argentina-Uruguay. La primera tiene más de veinte años mientras que las de México y Estados Unidos están operando desde hace algunos años, el resto son interconexiones nuevas. Existen más gasoductos en perspectiva entre Argentina-Chile y Argentina-Brasil con alta probabilidad de realización.

Recuadro III.3.1: Características de los Contratos concertados en el Cono Sur

- El contrato entre Bolivia y Argentina tiene previsto un suministro de 6,1 Mmcd durante un plazo de 20 meses, renovable por un año o múltiplos de un año hasta 4 años. El precio para el gas residual, durante los primeros 20 meses es de US\$ 1.00 por MBtu. El precio del gas licuado incluido es de US\$ 96.34 por tonelada. Por la gasolina incluida se ha calculado un precio variable, estimándose en promedio US\$ 0.30 por galón US. En consecuencia, se ha estimado que el valor del gas natural inyectado será de US\$ 1.24 por mil pies cúbicos. A partir de 1994 el precio se ha determinado por el que fije el mercado argentino.
- El contrato entre Argentina y Chile (Methanex), que inició sus operaciones en diciembre de 1996, tiene previsto un suministro inicial de 2 Mmcd en un plazo de 20 años.
- El contrato entre Argentina y Chile (Santiago) tiene previsto un suministro inicial de 3.0 Mmcd a fines de 1997, aunque iniciará operaciones en agosto de ese año, hasta alcanzar un volumen de 19 Mmcd en el año 2013.
- El contrato entre Brasil y Bolivia tiene previsto un suministro de unos 8 Mmcd al iniciar las operaciones en 1998 volumen que se aumentará a partir del año 2005 a 16 Mmcd. El plazo del contrato es a 20 años. El precio inicial será de US\$ 0.98 MBtu y se incrementará progresivamente hasta US\$ 1.06.
- El contrato de suministro entre Argentina y Brasil a la central termoeléctrica de Uruguaiana tiene un precio de US\$ 2.20 per MBtu



Un nuevo vínculo de integración gasífera entre el G3 y el Mercosur, dadas las dificultades geográficas que presenta la selva, podría darse a través de Venezuela y Brasil, aspecto que se facilitará a partir de la carta de intención suscrita recientemente entre PDVSA y Petrobrás. Entre estos países existen proyectos de interconexión eléctrica y eventualmente de suministro de gas natural sobre la misma traza (Guri-Manaos) dado que existen potenciales gasíferos en esta última región, con proyectos que podrían unir Manaos con San Pablo.

Los grandes mercados de gas natural estarán concentrados en el G3 y Mercosur dentro de los cuales existen proyectos de singular importancia. La demanda en estos mercados ha sido estimada en forma muy primaria y con distintas variantes en diversas publicaciones en las que se pone de relieve el auge que puede tomar el gas natural. Además, dan una idea de un enorme mercado con potenciales beneficios para el sector público y privado.

3.1. Mercosur y países vecinos

La interconexión gasífera en la Cuenca del Plata y de Argentina con Chile posibilitará el desarrollo de un mercado subregional que integre Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y eventualmente Perú a través de una importante red de gasoductos.

Sin embargo, se estima que, en particular en los países potenciales proveedores del Mercosur, se requerirán inversiones de significación en exploración y desarrollo para garantizar el suministro a largo plazo. El gas de Camisea en Perú y de Venezuela se encuentra entre esos potenciales suministros.

3.2. Grupo de los Tres y países vecinos

El Istmo Centroamericano podría beneficiarse por la riqueza de reservas de gas natural de los países del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela). Mientras tanto los proyectos tienen un alcance más limitado vinculado a los países vecinos. Al respecto cabe mencionar el estudio que están realizando OLADE, CEPAL y GTZ sobre una potencial interconexión entre México y Centroamérica.



4. Algunas conclusiones sobre las transformaciones en la industria de gas natural

Desde los inicios de la década del 90, y especialmente con los procesos de transformación que vienen siendo implementados en los sistemas energéticos de la región, el gas natural ha ido cobrando una importancia creciente dentro de las perspectivas de desarrollo de los mercados de energía.

Los factores que han concurrido para dar esta nueva imagen al gas natural son de naturaleza variada. Sin embargo, tal como se ha señalado, uno de los más importantes entre tales factores se vincula con la generación de electricidad. En ello, la disponibilidad de nuevas tecnologías de generación térmica, actuó como factor coadyuvante para nuevas formas de organización institucional en los sistemas eléctricos. Las dificultades financieras de los Estados de la región para afrontar las inversiones de expansión, en el marco de las transformaciones económicas globales y, la consecuente apertura a la participación privada en las industrias energéticas, agregaron las condiciones adicionales para ese renovado rol del gas natural en la generación de electricidad.

La comparativamente más baja intensidad de capital y los más cortos períodos de recuperación de la inversión que suponen tales tecnologías, resultan especialmente compatibles con la rentabilidad y la toma de riesgos que buscan los actores privados. Es por estas características de racionalidad económica que puede afirmarse que la participación de nuevos actores y el aumento del grado de competencia en la generación de electricidad se encuentra muy ligada con la disponibilidad del gas natural.

Por otra parte debe tenerse en cuenta que el desarrollo de los mercados residenciales, y aún los de uso productivo, de gas natural, en los países que todavía presentan una escasa penetración de ese energético, depende generalmente de que exista una abundante demanda de gas para generación eléctrica.

Es claro que la desincorporación de activos en una industria gasífera que ha alcanzado ya un alto grado de madurez constituye un proceso más viable. La experiencia de reforma de dicha industria en Argentina es una muestra fehaciente de ello.

Al igual que en el caso eléctrico, la organización de la competencia en la cadena productiva del gas natural requiere de la desintegración vertical y horizontal de



las actividades de producción (o de la oferta mayorista), transporte y distribución, así como el principio de libre acceso a las redes. Sin embargo, hay dos aspectos que diferencian las situaciones de ambos subsectores a este respecto. El primero de ellos es que el grado de interconexión de las redes de gas es menor que el correspondiente a las redes de transmisión eléctrica. Por otra parte, en el ámbito de la producción de gas no puede optarse por particiones semejantes a las que permite la generación eléctrica térmica en función de las nuevas tecnologías disponibles.

En consecuencia, aun en los países con mayor madurez de la industria gasífera, habrá de existir muy probablemente una marcada concentración en la oferta mayorista en los diferentes subespacios, dando lugar a la posibilidad de comportamientos de tipo oligopólico.

De este modo, la total desregulación de los mercados mayoristas de gas natural, en aquellos países que hayan optado por la modalidad de coordinación por el mercado (MA), puede tener efectos negativos para el desarrollo de tales mercados, en la medida que las economías por mayor eficiencia no se trasladen a los usuarios. Hay que recordar que en los casos en que se eligió por esa opción, la regulación de las tarifas finales toman al precio mayorista del gas como un dato del mercado.

El último tema importante para señalar se vincula con el uso del gas. Se han mencionado los importantes proyectos en marcha para viabilizar exportaciones de gas en ámbitos subregionales. También se ha destacado la necesidad de coordinación de tales esfuerzos en función de una adecuada asignación de recursos y una sustentabilidad de los mismos. Parece, entonces, perentorio que existan políticas publicas a nivel nacional y regional tendientes a facilitar esa coordinación.

D. El carbón mineral en las transformaciones energéticas en ALC³⁵

El carbón mineral fue hasta 1966 la principal fuente energética mundial. Lo sigue siendo en China y tiene gran importancia en Estados Unidos, Alemania, y en ciertos países de Europa del Este. En cambio, en América Latina y Caribe, apenas representa el 5% del consumo final de energía con un máximo de participación de casi el 15% en Chile.



La abundancia de recursos hidroeléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos explica la baja incidencia del carbón mineral en el abastecimiento energético de la región en su conjunto. Esta particularidad motivó que en este siglo en los sectores de economía de mercado se pasará de los combustibles vegetales directamente a los hidrocarburos, en particular al petróleo, sin pasar por el carbón mineral, como ocurrió en Europa y en parte en USA.

Si bien se conocen manifestaciones de carbón mineral de distintas calidades en la mayoría de los países de América Latina y Caribe, solamente se verifica la existencia de producción comercial (en orden de importancia decreciente) en Colombia, México, Venezuela, Brasil, Chile, Argentina y Perú

1. Los mercados del carbón mineral

En general, la generación de energía eléctrica y la industria siderúrgica son los dos mercados, particularmente el primero, en los que se ha especializado el carbón mineral en la región sin desconocer también la importancia para este energético en algunos países de la industria cementera.

1.1. El mercado de la generación eléctrica en América Latina

En los Países Productores de Carbón Mineral (PPCM) de la región es muy baja la participación de este energético en la generación de electricidad. Para el conjunto apenas llega al 4% con un máximo del 19% en Chile y valores nulos en Perú y Venezuela.

De los no productores República Dominicana es el que más se destaca, con una planta de 250 MW operada con este combustible. Es que los PPCM han desarrollado buena parte de su generación de electricidad con recursos hidráulicos, con petróleo y/o con gas natural que poseen en abundancia.

En este mercado, y para la generación térmica, el carbón mineral debe entonces competir con el fuel oil y/o con el gas natural. En los países que poseen importantes reservas de gas natural comprobadas o en proceso de evaluación, (como Venezuela, México, Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Argentina) o en aquellos otros donde existen decisiones tomadas para importar gas natural de sus vecinos,



como es el caso de Brasil, Chile y Uruguay las probabilidades del carbón mineral se hacen menores.

Las razones para que esto ocurra son varias y adicionales a la disponibilidad del recurso energético competidor. Por una parte, los cambios institucionales en el sector eléctrico, en marcha en casi todos los países de la región convierten a la prestación de este servicio en una actividad donde la apreciación de la relación riesgo-rentabilidad de las inversiones del sector privado pasa a ser un elemento decisivo para seleccionar alternativas (ver la sección de conclusiones sobre el gas natural). Adicionalmente, los nuevos esquemas regulatorios tienden a favorecer el despacho a los sistemas eléctricos de los equipamientos con menor costo a corto plazo.

Siendo esto así, aquellas tecnologías para generar electricidad que presenten ventajas en cuanto al costo del combustible y/o menores inversiones iniciales y/o menores plazos en la ejecución de las obras contarán con mayores oportunidades de concretarse en un mercado abierto a oferentes múltiples. Las altas inversiones iniciales requeridas en caso de centrales de carbón ponen este energético en situación de desventaja en este mercado.

Por otra parte, las disposiciones ambientales, cada día más rigurosas son otro elemento a favor de aquellos combustibles que para cumplir las normas exigen menores costos de control y mitigación de los impactos ambientales.

El conjunto de estas razones habrá que dificultar fuertemente la penetración del carbón mineral en el mercado eléctrico de buena parte de los países de América Latina y Caribe.

Lo dicho no ignora los avances que en la tecnología de utilización del carbón mineral se han realizado. Pero, es innegable que la empresa privada ante la alternativa de generar con gas natural o con carbón mineral, es muy probable que se incline hacia la primera, salvo que las condiciones que se le otorguen para optar por la alternativa carbón mineral sean muy favorables. Esto último puede depender de políticas explícitas de los gobiernos para fomentar el uso del carbón mineral y/o de estrategias empresariales particulares por ejemplo la vinculación entre la empresa minera y la empresa eléctrica.

Mencionados estos aspectos generales, resulta necesario destacar algunas particularidades que se presentan en algunos países.



• En el caso de Chile, país con un mercado abierto a la participación privada, pero con amplio predominio de ENDESA e importante presencia de autoproductores (generan el 24% de la electricidad), las centrales a carbón mineral producen el 19% de la electricidad del país. En el servicio público, predomina la hidroelectricidad y en la autoproducción la generación a carbón mineral que representa casi el 60% de la misma. Entre los autoproductores se destaca la Corporación Nacional del Cobre (CODELCO) de propiedad estatal pero con la división de generación eléctrica privatizada. Es decir que la actividad minera que es una importante consumidora de electricidad lo es a su vez de carbón mineral para generarlo.

Si bien entre 1994 y 1996 para las nuevas plantas de generación termoeléctrica se pensaba fundamentalmente en el carbón mineral, la concreción de los gasoductos desde Argentina, en especial los previstos para el norte de Chile, colocaban al gas natural como un serio competidor. Por otra parte, una buena parte de las nuevas centrales utilizaría carbón importado proveniente de Colombia, USA, Canadá y Australia.

Asimismo la legislación ambiental provocará el decomiso de la centrales a carbón mineral cercanas a Santiago por el alto contenido de azufre del carbón nacional.

De todas maneras, Chile, dentro de los PPCM, es el país con mayores perspectivas futuras para la utilización del carbón mineral en generación térmica sin olvidar la competencia que supondrá el gas natural de Argentina.

• En el caso de Colombia, que es el mayor productor de carbón mineral de América Latina, este energético tiene asegurada una parte de la futura expansión de la generación eléctrica. Si bien la participación del carbón mineral ha disminuido en la década de los 80, los problemas de bajos caudales fluviales de los ríos en Colombia en 1992 y el predominio de este tipo de generación, impulsaron la idea de conformar un sistema de abastecimiento más equilibrado donde al carbón mineral y al gas natural les correspondiera, en conjunto, entre un 50 y 60% de participación.

Así existen contratos firmes y estudios que permitirían incrementar la capacidad térmica a carbón entre 850 MW y 2000 MW en los próximos diez a quince años.



Las grandes reservas de carbón mineral, una importante infraestructura minera desarrollada, la promoción de su uso por parte de Ecocarbón, empresas y organismos estatales, la necesidad de equilibrar la composición del abastecimiento eléctrico fuertemente dependiente de caudales fluviales los ríos, los alicientes fiscales existentes, los planes de privatización de la generación eléctrica y las propuestas de Carbocol para conseguir financiamiento privado para la construcción y operación de centrales a carbón, son elementos que podrían contribuir a la expansión de la generación térmica a carbón en Colombia.

Pero por otra parte, las normas ambientales más estrictas que suponen que en el año 2006 el contenido de azufre en los gases de combustión debería bajar a menos del 1% desde el 1,5% actual, además de los planes de difusión del uso del gas natural, también abundante y barato y las reformas introducidas en el subsector de electricidad, seguramente atemperarán las previsiones de penetración del carbón mineral en la generación eléctrica.

 En el caso de Brasil, casi el 96% de la generación eléctrica es de origen hidráulico por los importantes recursos de este tipo que el país posee y que desarrolló para compulsar entre otras cosas el impacto de la fuerte importación de petróleo.

Hacia el futuro, la desregulación de la industria eléctrica, en especial en la etapa de generación puede impulsar la instalación de centrales térmicas. El carbón nacional se localiza en los estados del sur de Brasil, en la cercanía relativa de la zona de mayor desarrollo económico y por ende mayor demanda eléctrica. Si bien la capacidad instalada de centrales a carbón mineral es relativamente reducida (menos del 1,5% de la total del país) en valores absolutos (1200 MW) no es despreciable y por la magnitud del mercado eléctrico de Brasil, cualquier pequeño aumento puede significar importantes requerimientos de capacidades adicionales. Es por eso que se citan potencias a instalar de casi 2300 MW para los próximos quince años.

A estas cifras optimistas, se deben confrontar las alternativas de equipamiento o abastecimiento quizá más competitivas que complementarias. Esto es la oferta de gas natural, también al sur de Brasil, proveniente de Bolivia y Argentina, que en buena medida se destinaría a la generación eléctrica; parte de la energía hidroeléctrica de Yacyretá, nuevos emprendimientos hidroeléctricos como Garabí y los problemas de calidad del carbón nacional, con muchas cenizas que exige



técnicas de utilización costosas (lecho fluidizado por ejemplo) y de control de impacto ambiental.

 En el caso de México la dependencia de la generación térmica a derivados de petróleo es muy grande como consecuencia de la abundancia de ese recurso en el país. La capacidad térmica de carbón mineral, cercana a los 2600 MW, representa el 8% de la generación eléctrica de México.

El futuro del carbón para este mercado está fuertemente condicionado por la política estatal para el sector eléctrico que mantiene la preeminencia de la Comisión Federal de Electricidad como prestataria del servicio y la apertura al sector privado de la industria del gas natural que absorbería buena parte de la demanda futura de capacidad de generación.

- En el caso de Perú la futura participación del carbón mineral en generación eléctrica, parecería estar supeditada a la evaluación de los recursos del yacimiento de Alto Chicana, a los incentivos gubernamentales y a la competencia del gas natural. De esta manera no parecen alentadoras las perspectivas.
- De otros países de América Latina y Caribe, cabe mencionar en primer lugar a República Dominicana, luego a Jamaica y por último a Costa Rica.

La resistencia a la desarticulación y privatización de la Corporación Dominicana de Electricidad, la vigencia del Pacto de San José que posibilita la importación de petróleo en aceptables condiciones de financiamiento desde México y Venezuela, parecen ser elementos que no contribuyen a la penetración del carbón mineral en la generación eléctrica en República Dominicana.

En Jamaica con el aporte de inversionistas privados a través de sistemas de financiamiento de la construcción de las centrales y su operación posterior se intenta incorporar generación térmica a carbón mineral.

En Costa Rica se mantiene el control estatal de la transmisión y distribución eléctricas y se intenta abrir la generación futura a inversores privados entre ellas para construir centrales a carbón mineral importado.



1.2. El mercado siderúrgico en América Latina

La demanda de carbón mineral en el sector siderúrgico de América Latina está vinculada con varios aspectos, como por ejemplo:

Con el desarrollo de la industria latinoamericana de bienes, provenientes de la siderurgia local o de los fabricados con insumos siderúrgicos importados. Esto a su vez está vinculado con el desarrollo industrial integrado de los países.

Con la instalación de factorías de capitales extranjeros destinados a la producción de materias primas siderúrgicas y productos semi elaborados.

Con la tecnología utilizada para producir arrabio y/o acero.

En general, a excepción de Brasil, en los restantes países de América Latina, la industria siderúrgica no tiene una importancia relevante y ha sufrido altibajos. Es decir regresión en la década de los 80 y alguna recuperación en la de los 90.

También, en general, los carbones latinoamericanos, a excepción de algunos de Colombia no son los más aptos para la elaboración de coque siderúrgico y en consecuencia el utilizado en la industria del hierro y del acero es en su mayor parte importado.

En algunos países, fundamentalmente en México y Argentina se ha desarrollado la tecnología de reducción directa del mineral de hierro que permite utilizar el gas natural como reductor y esto ha afectado el consumo de carbón que en la mayor parte de los casos es importado.

Los cambios en los procesos adoptados por la industria siderúrgica intensificando el uso de hornos eléctricos de arco, en lugar de los hornos básicos de oxígeno ha disminuido el empleo de carbón.

La inyección de carbón granular en sustitución de la inyección de carbón pulverizado para la producción de coque y acero ha disminuido los costos de capital y de preparación del carbón de carga y mejorado la eficiencia



Pero, el sector siderúrgico no es el mismo en todos los países y esto amerita el análisis particular del alguno de ellos.

En Brasil, el uso del carbón mineral en la industria del hierro y del acero, absorbe cerca del 80% del consumo total de carbón del país. Adicionalmente casi todo ese carbón es importado. Esto convierte a Brasil en el principal consumidor de carbón mineral de la región con casi el 50% de participación. El carbón importado proviene especialmente de USA.

Otra característica de la industria siderúrgica de Brasil es su concentración, ya que las cinco mayores empresas producen el 70% del acero y el 30% lo aportan 21 compañías pequeñas. Además, estas grandes empresas están importando directamente el coque en lugar de utilizar carbón importado. En Brasil ha sido tradicionalmente importante la siderurgia integrada a partir de carbón vegetal, que si bien ha disminuido la importación de carbón y/o de coque ha generado serios problemas de deforestación. Medidas ambientales que exigen la reforestación para autorizar el uso de masa forestal para fabricar carbón vegetal han incrementado los costos de esta industria y beneficiado a la dependiente del carbón o coque mineral.

Por otra parte el uso de inyecciones de carbón pulverizado ha disminuido la demanda de carbón coquizable y permitido el uso de carbones de menor calidad.

Como Brasil es el principal exportador de acero del mundo y la demanda siderúrgica de su mercado interno es creciente, se estima que el consumo futuro de carbón coquizable se incrementará también y convertirá a Brasil en el principal demandante de este energético en América Latina. Esta circunstancia debería ser tomada especialmente en cuenta dentro de las políticas de integración energética.

• En México la industria del hierro y del acero consume menos carbón que la generación eléctrica, pese a lo cual su importancia no es despreciable. Pese a que la producción de acero crudo se ha ido incrementando con el tiempo, el consumo de carbón para esta industria ha ido cayendo por las modificaciones en el tipo de procesos adoptados y por la importancia de la reducción directa del mineral con gas natural. Por estas razones, pese a la expansión esperada en la industria siderúrgica para los próximos años, el consumo de carbón, en su mayor parte nacional, no se incrementará a igual ritmo.



- En Colombia la industria del acero está poco desarrollada y sólo consume el 11% del carbón destinado al mercado interno.
- En Chile la industria del acero se ha expandido relativamente poco en la última década y la demanda de carbón es relativamente pequeña.
- En Argentina, de manera similar a Brasil, la mayor parte del consumo de carbón (y de origen importado) está destinado a la industria siderúrgica para la fabricación de coque. La disponibilidad de gas natural nacional probablemente intensifique los procesos de reducción directa y la oferta eléctrica el de los hornos a arco.

1.3. Otros mercados del carbón mineral en la región

Entre los restantes mercados para el carbón vapor se destaca la industria cementera. En algunos países como Perú, Colombia y Venezuela esta industria tiene mayor relevancia que la siderúrgica como demandante de carbón mineral. Pero como aquí el carbón mineral compite con otros combustibles es fundamental el precio de la caloría para decidir su utilización.

En Colombia, particularmente el carbón mineral es un combustible difundido en prácticamente todos los sectores de consumo y aquellos diferentes a la generación de electricidad y la industria siderúrgica absorben el 70% de las ventas en el mercado interno.

La difusión masiva del gas natural prevista para el futuro inmediato seguramente sustituirá el consumo de carbón mineral en estos otros mercados.

1.4. Los mercados externos

Los países importadores de carbón mineral de la región, lo son esencialmente de carbón coquizable, a excepción de Chile y República Dominicana que también importa carbón para sus generadores de electricidad, y entre ellos prevalece Brasil.



En este sentido las dificultades de producción y transporte que presenta el carbón coquizable colombiano no favorecerán las transacciones intraregionales, que continuarían proviniendo de fuera de la región.

En cambio las importaciones de carbón vapor destinadas a la generación eléctrica o la industria cementera, en especial de Chile, países centroamericanos y del Caribe, podría provenir de Colombia y/o Venezuela.

Pero para que esto ocurra deberán establecerse acuerdos regionales específicos con tarifas que favorezcan a los países productores-exportadores de la región. De todas maneras la magnitud de este mercado intraregional no parece muy importante frente al que pueden generar las transacciones de petróleo, gas natural y electricidad.

2. La oferta del carbón mineral

En la mayor parte de los países productores y en varios de los importadores se presentan problemas relacionados con la oferta de carbón mineral:

- A excepción de Colombia y no en todas las minas, las exportaciones al no ser de escala importante y al no haberse realizado inversiones en adecuación y modernización tecnológica, producen costos que no resultan competitivos con los de combustibles alternativos o carbones extraregionales.
- En varios países, por ejemplo Argentina, Brasil y Chile, la producción e incluso las ventas son subsidiadas por el Estado para mantener las fuentes de trabajo y evitar problemas sociales adicionales a las existentes en las zonas mineras.
- También existen problemas relacionados con la infraestructura de transporte y con las facilidades portuarias que dificultan cargas y/o descargas a escala.
- En las condiciones anteriores y por la relativamente baja calidad de los carbones, a excepción de Colombia y Venezuela, resulta difícil atraer capitales privados para reactivar las exportaciones salvo mediante el otorgamiento de subsidios y facilidades que en definitiva también deben ser soportadas por el Estado.



3. Algunas conclusiones sobre las transformaciones en los mercados de carbón

Las circunstancias han hecho que se preste al subsector de carbón mineral una atención menor dentro de los procesos de reforma energética. Las transformaciones en dicho subsector han tenido una importancia comparativamente marginal.

La atención se dirige más al futuro de este energético como tal dentro de la región. A pesar de la abundante dotación de reservas de carbón mineral en algunos países de la región, las perspectivas para el desarrollo de los mercados para ese energético parecen poco halagüeñas. Ello resulta tanto por factores ligados con la demanda, como con aspectos vinculados con la oferta. Para mejorar las opciones del uso de este energético disponible dentro de la región, se requiere un esfuerzo en la aplicación de tecnologías limpias y en la creación de condiciones competitivas.

El principal mercado interno para el carbón mineral en los países de América Latina es el de generación eléctrica. En estos y otros mercados internos aptos para las ventas de carbón mineral vapor, este combustible debe competir con el gas natural que resulta mucho más atractivo por razones de facilidad de uso, menores costos de inversión de los equipos para la utilización. Las reformas implementadas en los sistemas eléctricos de la región, han acentuado aun más la importancia de esos factores. La racionalidad de los actores privados lleva a que en situaciones de riesgo se otorga preferencia a tecnologías con reducido costo de inversión. Con una reducción de los riesgos políticos y comerciales en el sector eléctrico y la revisión de los esquemas regulatorios, las oportunitades del carbón en este mercado mejorarían.

A los problemas mencionados se agregan además los costos derivados de la mitigación de los impactos ambientales, cuya consideración ha adquirido una importancia creciente. Los países productores de carbón y de la tecnología de su uso han puesto esfuerzos específicos en el desarrollo de tecnologías limpias para su empleo, esfuerzos en que algunos países de la región participan con mayor interés.³⁷

En algunos países el mercado siderúrgico es importante. El mercado de la industria del hierro y el acero sigue siendo más específico para el carbón mineral con características coquizantes. Pero las nuevas tecnologías siderúrgicas han aumen-



tado la eficiencia en el uso del combustible y amortiguado el efecto del crecimiento de la demanda del mismo.

NOTAS

- 1 CEPAL, División de Desarrollo Económico. "Reformas económicas en América Latina: una síntesis de la experiencia en once países". LC/R. 1606, Santiago, diciembre 1995.
- Véase por ejemplo, Maarten J. Arentsen and Rolf W. Kunneke. "Economic organization and liberalization of the electricity industry: in search of conceptualization". Energy Policy, Vol 24. No. 6. Páginas 542-556. 1996
- 3 Se entiende por liberalización al proceso de cambio de un sistema de coordinación estatal a otro donde haya un mayor predominio de los mecanismos de mercado. Dadas las características específicas de los sistemas eléctricos (presencia de redes fijas en el transporte y la distribución, no almacenabilidad y tecnologías complementarias en la generación), los ámbitos de mercado deben ser organizados mediante cambios en la organización de las actividades y el establecimiento de principios regulatorios. (Ver Cap. II)
- 4 Atendiendo a lo expresado en la nota anterior, en el caso eléctrico el concepto de desregulación indica en realidad la eliminación de las barreras artificiales a la entrada a cierta actividades (esencialmente la generación) y la re-regulación tendiente a organizar la competencia en los ámbitos donde ella es posible y a controlar eficazmente aquellas actividades que deban quedar como monopolios naturales (esencialmente la transmisión y parte de los mercados de distribución). Por supuesto la "desregulación" puede tener diferentes alcances según el caso.
- 5 Banco Mundial "Reforms and private participation in the power sector of selected Latin American and Caribbean and industrialized countries". Report No 33. Washington, marzo 1994.
- 6 OLADE "El papel del Estado en el sector de la energía", Quito, nov. 1992
- 7 Ver OLADE/CEPAL/GTZ, "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe: Enfoques para la Política Energética". Capítulo 2. Quito, Mayo 1997.
- 8 Esto se realizó mediante la partición de ISAen dos empresas: ISAGEN, que retuvo las actividades de generación, e ISA Transmisión, que tiene a su cargo las redes de interconexión y la función de coordinar el despacho.
- 9 Solo recientemente se realizó la enajenación de algunos activos de generación, como consecuencia de desequilibrios fiscales de carácter coyuntural. Sin embargo se está planteando también la venta de acciones de la principal empresa pública regional (Empresa Eléctrica de Bogotá)



10 Se entiende por productor independiente a todo generador que solamente puede suministrar energía y/o potencia a la red nacional de transmisión. No puede establecer contratos con consumidores finales.

....

- 11 Generalmente la entidad que se encarga del despacho es responsable de mantener la integridad del sistema interconectado y de la supervisión del despacho económico de la energía contratada. Esta entidad determina el precio a término de la potencia generada en bloques (usualmente para períodos de 30 a 60 minutos) y pone a disposición esta información a los futuros compradores de energía.
- 12 CEPAL, Tohá, Jaime "Estudio sobre la Reforma del Sector Energético en Chile" documento LC/R 1493. Santiago, enero 1994 y Lorenzini Sergio, "Análisis de la Competitividad en la Generación Eléctrica en el caso de Chile", documento LC/R.1498, Santiago, febrero 1995.
- 13 Sin embargo, algunos de los actores empresarios que participan del consorcio que conforma a TRANSENER, participan también en las actividades de generación y distribución a través de otros consorcios. Incluso, en ciertos casos tal participación se extiende también a todas las actividades de las cadenas productivas de petróleo y gas natural (Ver G. Díaz de Hasson, "Análisis de las privatizaciones eléctricas", Desarrollo y Energía, Vol.3 No 5, IDEE, marzo 1994)
- 14 Colbún suscribió recientemente un acuerdo estratégico con el consorcio Inversora Andina, integrado por Powerfin -filial de Tactebel de Bélgica- (62,5%); Iberdrola de España (25%) y el grupo chileno Enagas (12.5%). Inversora Andina compró el 37.5% de las acciones de Colbún y podrá acceder a otro 12.5% durante los siguientes tres años, para tener la mayoría del directorio.
- 15 Ver Rosella Cominetti "La Privatización y el Marco Regulatorio en Bolivia y Nicaragua: un análisis comparativo". CEPAL, Serie Reformas de Políticas Públicas, No. 43. LC/L.973. Agosto 1996.1
 - Fernando Cuevas "Análisis de las reformas de la industria eléctrica en Bolivia y Nicaragua". CEPAL, Serie Reformas de Políticas Públicas, No. 49. LC/L.961. Agosto 1996.
- 16 Se vendió el 33% a un consorcio internacional formado por AES Co. y Southern Co. ambas empresas de Estados Unidos, y el banco brasileño Opportunity S.A. El Estado de Minas Gerais conservará el control operativo de Cemig, considerada una de las empresas de servicios públicos mejores administradas del país. El nuevo consorcio pagó 1080 millones de dólares y tendrá derecho a nombrar a tres de los ocho directores que conforman la junta directiva de la empresa.
- 17 La planta vendería electricidad a CEEE de acuerdo a un contrato con un plazo de 20 años, e YPF le abastecería de gas argentino por un nuevo gasoducto (Mesopotamia), que entraría en operaciones comerciales en 1999. Ver Tecnoil, abril 1997, año 18, No. 185, página 68.
- 18 Se usa en este trabajo el término "marco regulatorio" en un sentido amplio, es decir no solamente relacionado a la función propia de regulación o de la actividad del ente regulador, sino abarcando el marco legal, los reglamentos y todas sus implicaciones. Ver sobre lo siguiente



también F. Sánchez .Albavera y H. Altomonte "Las Reformas en el Sector Energético de América Latina y El Caribe". CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, mayo 1997. Páginas 39-45.

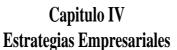
- 19 Ver CEPAL. "Reforma de las industrias de energía eléctrica y gas natural". México, Julio de 1997. Versión en edición
- 20 Este organismo ha recibido las siguientes denominaciones: Despacho Nacional de Cargas (Argentina); Comité Nacional de Despacho de Carga (Bolivia); Centro de Despacho Económico de Carga (CHILE) y Comité de Operación Económica del Sistema (PERU). En Colombia se ha constituido el Consejo Nacional de Operación que integra a los actores del sistema, existiendo además, un Centro Nacional de Despacho como una dependencia interna de la empresa encargada del servicio de interconexión nacional. En Argentina, la Companía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. CAMMESA, sociedad anónima en propiedad de los participantes en el mercado reúne las dos funciones.
- 21 El Comité Nacional de Despacho de Carga de Colombia incluye a un representante de la Superintendencia de Electricidad mientras que la Argentina tuvo, en su origen como cabeza a la Secretaría de Energía.
- 22 Por razones de transparencia, tanto los subsidios a los consumidores residenciales más pobres, como los cargos que se aplican a los estratos de mayores ingresos y a los usuarios no residenciales, deben ser consignados de manera separada dentro de las facturas respectivas.
- 23 Ver, por ejemplo, J.W. Baddur, "The international petroleum industry. Competition, structural change and allocation of oil surplus", Energy Policy, vol. 25, No 2, 1997.
- 24 Este acápite se basa en las paginas 51-69 de la publicación F. Sánchez .Albavera y H. Altomonte "Las Reformas en el Sector Energético de América Latina y El Caribe". CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, mayo 1997'; ver también Fernando Sanchez Albavera, Reforma Petrolera: Las opciones en juego" en Revista de la CEPAL, Agosto 1997.
- 25 Con excepción de la refinería de Manguinhos de 10.000 Bls/d y de Ipiranga, de 9.000 Bls/d.
- 26 Las operaciones de PETROBRAS originan cerca del 2% del PIB. Si se agregan sus operaciones como *holding* y las actividades que induce a través de sus compras de bienes y servicios, dicha participación podría alcanzar al 25%. El *holding* genera alrededor de 50000 puestos de trabajo y se estima que por efecto de operaciones se originan 1,5 millones de empleos. Se estima que el patrimonio de PETROBRAS supera los 50000 millones de dólares.
- 27 Para un análisis detallado del proceso de transformación del subsector petrolero argentino, véase R. Kozulj, V. Bravo y N. Disbroiavaca, "La política de desregulación petrolera en Argentina y sus impactos", Revista Brasilera de Energía, Vol. 3, Nº 1, 1993.
- 28 Para mayor detalle, véase F. Sánchez Albavera y H. Altomonte, "Las reformas energéticas en América Latina", CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, Santiago de Chile, 1997.



- 29 YPF SA sigue siendo de todos modos una empresa integrada verticalmente con aproximadamente el 50% del mercado de crudo y derivados y sobre la que el Estado tiene una participación accionaria directa del 39% (20% el Estado Nacional, 10% las Provincias y 9% del Fondo Jubilatorio Nacional) y 10% del Programa de Propiedad Participada (trabajadores).
- 30 Gas del Estado fue segmentada entre empresas transportistas y distribuidoras y posteriormente privatizada. El Estado participa en las transportistas con el 25% y el Programa de Propiedad Participada 5%. En las distribuidoras la situación varía en cuanto a la participación del Estado entre 0 y 30% mientras que el Programa de Propiedad Participada mantiene en todos los casos el 10%.
- 31 En 1995, se registraban 16 empresas distribuidoras de las cuales tres se encontraban operando bajo el régimen de concesión y cinco no operaban. La composición accionaria básica era predominantemente estatal. A mediados de 1997 las empresas que no operaban se habían reducido a dos.
- 32 En base a datos de CEPAL
- 33 En tales resoluciones se está planteando que para cualquier año la tarifa promedio por unidad de gas suministrada sea igual al cargo promedio máximo que resulte de la siguiente expresión: $M_{st} = G_t + T_t + D_t + S_t + K_{st} \ donde \ G_t \ es \ el \ costo \ promedio \ máximo por \ concepto de gas \ en \ campo (promedio ponderado del costo medio de compra del propio distribuidor y del costo medio pagado por los demás distribuidores; la ponderación de este último costo se incrementa progresivamente hasta alcanzar el valor máximo de 25% en el año 2000); <math>T_t$ representa un costo medio máximo de transporte (costo total neto de transporte pagado por el distribuidor dividido por las cantidades efectivamente transportadas); D_t es el costo medio máximo por concepto de distribución en redes locales; S_t es el cargo máximo por el servicio de comercialización y K_{st} es un factor de corrección que permite ajustar las diferencias entre la tarifa media y el cargo total máximo permitido ocurridas en el año anterior.
- 34 Actualmente, bajo la regulación del ENARGAS, se fijan las tarifas al usuario (tu) según la siguiente composición: el precio del gas (pg), más la tarifa de transporte (tt), más la tarifa de distribución (td). Es decir: tu = pg+tt+ td.
- 35 Paul S.Baruya y Lee B. Clarke, Coal Prospects in Latin America to 2010: Perspectives: IEA coal research, March 1996 y OLADE: SIEE, Versión N° 8 de julio de 1996.
- 36 Como ejemplo se puede mencionar la concesión del yacimiento carbonífero de Río Turbio en Argentina a una empresa privada, Yacimientos Carboníferos de Río Turbio SA(YCRT SA) en las siguientes condiciones:
 - El estado argentino otorga un subsidio anual de 23.106 U\$S y 37 U\$S/tn de carbón vendido a un generador eléctrico a la empresa YCRTSA.
 - La provincia de Santa Cruz descuenta el 70% del importe de los aportes patronales a la mencionada empresa.



37 OLADE, por su parte, está conduciendo un estudio con apoyo de la Unión Europea, que permitirá conocer si existe factibilidad técnico-económico para instalar centrales de generación termoeléctrica a carbón empleando tecnología limpia.



El presente capítulo aborda el tema de las nuevas estrategias empresariales adoptadas como consecuencia de la modernización en el sector energía. Como se ha visto en los capítulos anteriores, la modernización significó, entre otras cosas, una nueva articulación de los ámbitos de decisión, como resultado de la participación en una graduación que va desde la apertura limitada hasta la coordinación por el. Esta nueva situación y el uso que hacen los actores de su capacidad de decisión, justifican que las estrategias empresariales en el sector energía constituyan un foco de atención de los responsables del diseño de la política energética en los países de la región. Este capítulo es un primer paso hacia un tratamiento específico de este novedoso tema.

En seguida (en capítulo V) se centra la atención en el papel del Estado, impulsor del proceso y contraparte de los nuevos actores en la implementación de los proceso de transformación y en las etapas post-reforma

1. Rasgos salientes de la nueva situación

1.1. Apertura y ampliación de espacios

Los procesos de modernización en los sistemas energéticos de los países de la región, presentados en los capítulos anteriores, han abierto espacios no solo para la incorporación de nuevos actores sino que han ampliado también el margen de acción de las entidades que tradicionalmente han operado en el sector.

La ampliación de los espacios de acción tanto para los nuevos como para los tradicionales actores productivos fue principalmente consecuencia de:

- las reformas sectoriales, y la apertura limitada o total en actividades previamente caracterizadas por fuertes barreras de entrada;
- la desincorporación de activos estatales en favor de capitales privados, permitiendo generalmente la participación del capital extranjero (desestatización y desnacionalización); y,



las reformas estructurales que afectaron al conjunto de la economía: la liberación comercial y financiera y la integración subregional.

Asimismo se ampliaron las oportunidades de negocios en el sector, tanto hacia el interior como hacia el exterior.

El carácter de los nuevos actores

Aun cuando los procesos de reforma implicaron la incorporación masiva de nuevos actores productivos en buena parte de los sistemas energéticos de la región, solo en muy pocos casos se trata de grupos económicos o empresas enteramente nuevas en tales sistemas. Las empresas llamadas nuevas fueron efectivamente algunas que operaban ya fuera del país o actores extrasectoriales, muchas veces bajo forma de filiales o consorcios, que se crearon para cada nuevo negocio. También asomaron empresas que surgieron como transformaciones de las anteriormente existentes. Con preferencia se crearon consorcios o alianzas entre empresas locales con experiencia de operación en el país y empresas extranjeras que aportaron tecnología y/o capital.

En la gran mayoría se trata, entonces, de actores con una trayectoria dentro o en actividades relacionada al sector. En algunos casos lograron entrar en el sistema también empresas con un enfoque especulativo aprovechando situaciones de urgencia y/o procesos de decisión poco transparentes y racionales.

Entre los actores externos, además de la presencia ampliada de las transnacionales habitualmente presentes en el subsector de petróleo, entraron en el escenario latinoamericano otras empresas norteamericanas y europeas, que en sus propios países se habían desempeñado como empresas públicas o privadas en los subsectores electricidad o gas natural.

Las empresas privadas de la región, que antes desarrollaban actividades en áreas más restringidas como la explotación de campos marginales o servicios de petróleo o bien se desempeñaron en el campo de la construcción y de producción de equipos, incursionaron en el núcleo del negocio energético. Otros han sido "nuevos actores" nacionales los que se han convertido en sucesores de empresas estatales luego de su desincorporación parcial o total.

Estos nuevos actores tienen un comportamiento significativamente diferente del correspondiente a las empresas tradicionales del sector. Pero, esa nueva raciona-



lidad no es sólo característica de tales actores. Ocurre que las propias empresas estatales también han modificado su comportamiento luego de ser sometidas a transformaciones importantes (saneamiento, reorganización interna, cambios en las modalidades de gestión comercial, desincorporación parcial de activos, etc.). Luego de tales cambios, dichas empresas obedecen a un conjunto diferente de objetivos, de oportunidades, de condiciones marco, y tienen a su disposición otras herramientas.

1.3. Relación entre el Estado, las empresas y otros actores

Las transformaciones introdujeron cambios en las relaciones entre el Estado y las empresas del sector energía. Esas relaciones cambiaron drásticamente en aquellos países y subsectores donde se adoptó la modalidad de coordinación por el mercado. Si antes las empresas colaboraron estrechamente con el gobierno, en el nuevo esquema los actores productivos del sector se desenvuelven con un margen mucho mayor de autonomía, focalizando fundamentalmente su atención en la búsqueda de negocios. El Estado, en lugar de conducir, crea ahora los marcos en que se mueven las empresas y fomenta la evolución deseada utilizando otras herramientas. Si antes, el conjunto Estado-Empresa trataba de definir y ejecutar lo que se consideraba conveniente para el país, la misión del Estado en el nuevo esquema es asegurar que las actividades de las empresas no se aparten de los intereses del país.

Por otra parte, también se transformaron las relaciones del gobierno con otros actores, como por ejemplo en el caso de los consumidores. En lugar de ser proveedor directo de un servicio público, y por tanto en responsable de los problemas de prestación, el Estado asume ahora el papel de supervisar el cumplimiento de las obligaciones de las empresas en la calidad y cobertura del abastecimiento, tratando al mismo tiempo de establecer un equilibrio entre los intereses de la empresa, sus accionistas y sus clientes. Es claro que también es responsable de que la evolución del sistema energético sea compatible con la sustentabilidad del desarrollo en sus dimensiones económica, social y ambiental.

Los gobiernos no solo tuvieron que crear nuevos marcos regulatorios sino también velar por su cumplimiento. Ambas tareas han representado y constituyen hacia el futuro importantes desafíos, especialmente por la falta de tradición dentro de la región y la todavía escasa experiencia a nivel mundial. Muestra de esto son los reiterados cambios y ajustes que debieron introducirse en los nuevos marcos



regulatorios en los años posteriores a las reformas, a fin de evitar efectos perversos. En varias ocasiones los gobiernos se vieron sorprendidos por iniciativas privadas no esperadas, que los obligaron a la inmediata definición de nuevos instrumentos regulatorios.

En los países donde las reformas han tomado un peso más cauto o se encuentran en un estado incipiente, las relaciones entre las empresas y el Estado también han cambiado. La desincorporación jurídica y de gestión de las empresas estatales requiere una redefinición de los procedimientos entre ambas partes. En los casos de apertura limitada surgieron nuevos temas. Entre ellos, la garantía gubernamental para los contratos de la empresa estatal con terceros es uno de los más espinosos.

2. Las estrategias empresariales

2.1. Algunos aspectos generales

Una "estrategia empresarial" puede ser definida como el conjunto de acciones explícitas que llevan a la consecución de los objetivos de largo plazo.

Entre los objetivos de largo plazo que se fijan las empresas, se incluyen por ejemplo:

- la penetración en los mercados hasta ubicaciones óptimas y/o la consolidación de su posicionamiento en los mismos;
- la consolidación y mantenimiento de ventajas competitivas;
- la reducción de riesgos para su sustentabilidad en el largo plazo; y,
- el alineamiento con y apoyo a las políticas nacionales.

Los objetivos de las empresas no coinciden necesariamente con las finalidades de sus accionistas o propietarios. Sin embargo, deben tomar en cuenta los intereses de los distintos grupos entre los que se destacan los accionistas, el directorio, los empleados y el Estado.



Atendiendo a sus objetivos y a su misión específica y tomando en cuenta aquellos intereses, las empresas definen sus estrategias en función de los recursos que controla, de las opciones de mercado disponibles y de las eventuales reacciones de sus competidores.

Los elementos que integran las estrategias se vinculan con:

- la estructura y funcionamiento orgánico-administrativo (*outsourcing*, *rightsi zing*, *profit centers*, *holding*);
- el mercado (posicionamiento, concentración en el *core business*);
- el carácter territorial de sus actividades (expansión dentro del territorio nacional, internacionalización con enfoque regional - regionalización - o supraregional, transnacionalización);
- las relaciones con otros actores (cooperación, alianza estratégica, consorcio, fusión, integración vertical, integración horizontal, integración intersectorial, diversificación extrasectorial).

2.2. Una mirada a las tendencias mundiales

En el mundo se observa una gran variedad de nuevas estrategias por parte de empresas energéticas. Además de las transnacionales petroleras que siempre desarrollaron sus actividades en muchos países y en diferentes eslabones de las cadenas energéticas, en los últimos años, también las empresas tradicionalmente confinadas a un subsector o ciertos eslabones de las cadenas energéticas dentro de un país, han adoptado estrategias de diversificación y transnacionalización.

El primer paso, en el marco de esas nuevas estrategias, es la transnacionalización dentro del mismo ámbito sectorial. En este sentido apuntan las iniciativas de empresas eléctricas estadounidenses, que han aprovechado los procesos de reestructuración de los sectores eléctricos en países de Europa, Asia y América Latina para ampliar su campo de acción mediante compras de empresas, proyectos de inversión en generación independiente, etc.. A su vez, algunas empresas públicas europeas han respondido a esta ofensiva mediante una participación creciente en empresas eléctricas de Asia y América Latina. La diversificación hacia otras actividades energéticas parece ser el paso siguiente.



Otro tipo de estrategias se vinculan con la integración vertical hacia otras actividades de las cadenas del sector energético, por ejemplo:

- La integración hacia adelante de las empresas de construcción de centrales y productoras de equipos, que pasan a desempeñarse como project developers, financiadores de proyectos y se proponen como operadores de la infraestructura que construyen. Normalmente estas iniciativas se desenvuelven en el marco de proyectos tipo BOOT, extendiéndose incluso al abastecimiento de energía en base de la adjudicación de concesiones. Actualmente, incluso los productores de equipamiento más tradicionales como GE, ABB y Siemens han adoptado estrategias de ese tipo.
- La integración hacia adelante de empresas de tecnología y transporte de gas natural, abarcando progresivamente la generación de electricidad.
- La integración hacia adelante de las empresas abastecedoras de energía, extendiendo sus actividades hacia la prestación de servicios (compañías de servicios) o hacia la comercialización.
- La integración intrasectorial y diversificación extrasectorial. Por ejemplo: empresas de petróleo y de gas natural que incorporen actividades de generación, transporte y distribución eléctrica; empresas distribuidoras de electricidad o gas natural que incursionan en otros servicios por redes, como abastecimiento de agua y telecomunicaciones o sin redes como la recolección de residuos sólidos, etc.

2.3. Las estrategias más usuales de las empresas energéticas de América Latina y el Caribe

Como ya se ha dicho, las empresas energéticas de la región ajustaron sus estrategias a la nueva situación, ya sea utilizando la nueva orientación comercial como empresa estatal o como empresa privada, aprovechando la apertura de los mercados energéticos y la liberalización de los intercambios comerciales y financieros con el exterior.

En Capítulo II se han identificado como pasos más frecuentes del proceso de modernización, al margen del grado de profundidad del mismo, el saneamiento financiero de las empresas y su reestructuración institucional-administrativa. En el



caso de las empresas de servicio público, esa reorganización estuvo asociada principalmente con una reorientación comercial.

En términos del presente capítulo, se describen las estrategias empresariales que dan forma a esos procesos. Las estrategias específicas con respecto a la organización institucional-administrativa forman parte de un primer grupo, aplicado con mucha frecuencia en ALC, puesto que los nuevos dueños de empresas desincorporadas han utilizado elementos de ese tipo como concentración en el *co-re business, outsourcing, profit centers, rightsizing, holdings.*

La formación de consorcios, con preferencia entre empresas locales y extranjeras, ha sido la forma casi habitual de incursionar en nuevos proyectos y de participar en la adquisición de las empresas que son desincorporadas en los subsectores electricidad y gas natural. En el subsector petróleo la cooperación y las alianzas parecen ser las formas más frecuentes, en particular en los países productores. Estas acciones constituyen un segundo grupo de estrategias. Algunas de ellas, en particular las articulaciones tendientes a la integración de actividades, merecen mayor atención por parte de los gobiernos. Algunos casos de ese tipo se analizan en el siguiente acápite con mayor detalle.

El tercer conjunto de estrategias que caracterizan al nuevo desempeño de las empresas energéticas de la región es la expansión de sus actividades fuera de su país de origen. Algunas de las grandes empresas petroleras de la región realizan desde tiempo atras operaciones importantes fuera de la región. Lo nuevo es la expansión de actividades a otros países por parte de empresas tradicionalmente confinadas al territorio nacional y la adopción de estas estrategias por parte de empresas eléctricas.

3. Algunas estrategias de las empresas eléctricas y potenciales conflictos

En el caso de las empresas eléctricas, el segundo grupo de estrategias representa el mayor interés. En efecto, la conformación de alianzas y consorcios así como las diferentes formas de integración, y el posicionamiento de esas empresas en diferentes mercados energéticos es asunto prioritario debido a su potencial interferencia con los lineamientos establecidos por los responsables de la política energética.



Tratándose de una primera aproximación al tema, en este capítulo se abordan algunas de tales estrategias, que parecen tener mayor transcendencia y que deberían recibir más atención por parte de los responsables de la política energética. A este respecto, la mayor antigüedad relativa dentro del nuevo modelo de coordinación por el mercado hace que los ejemplos se refieran con mayor frecuencia al Cono Sur de la región.

3.1. La integración vertical

Como se ha visto en el capítulo III, los cambios en las formas de integración vertical y horizontal constituyen elementos centrales de la reestructuración del sector eléctrico. En la modalidad de Mercado Abierto (MA) la desintegración vertical resulta indispensable para promover la disputablidad de los mercados. El control de los eslabones transporte y/o distribución por parte de un generador puede darle ventajas para consolidar una posición dominante en el mercado, obstruyendo las posibilidades de competencia, e incrementando así la captación de cuasirentas de monopolio. Por el contrario, las modalidades Integración Regulada (IR) y Control Central (CC) admiten y hasta suponen la integración vertical.

Recuadro IV.2.1: La problemática de la integración vertical de las empresas eléctricas en Chile

- En Chile existe actualmente un fuerte debate sobre el problema que plantea el holding ENER-SIS. Vía la relación de sus empresas el holding controla dentro del Sistema Interconectado Central 60% de la generación (ENDESA), el 100% de la transmisión (TRANSELEC) y la distribución de la región metropolitana (CHILECTRA).
- Un requerimiento presentado por el Fiscal Nacional Económico ante la Comisión Antimonopolio en contra de ese grupo de empresas, con el propósito de promover la desintegración
 vertical, ha motivado una serie de debates políticos y económicos. Se plantea que en su posición actual, el holding podría atentar contra el desempeño competitivo del sistema en su
 conjunto.
- De este modo, la estrategia empresarial de mantener la integración vertical se ha vuelto un tema muy conflictivo con el Estado. El holding ENERSIS defiende su estrategia con argumentos económicos: el sistema ha crecido rápidamente sin requerir incrementos de precios; la integración vertical aumenta la seguridad de abastecimiento, sin eliminar la competencia; la situación cuestionada no ha impedido que otras empresas, ajenas al grupo, hayan extendido su participación en la generación y en el mercado de grandes clientes; debido a la comprobación de secuencia y alcance, la desintegración habría de provocar un substancial incremento en los costos de abastecimiento

Estas afirmaciones ponen en duda las ventajas de la desintegración vertical obligatoria, a la que se atribuye un rol esencial en la creación y promoción de la competencia dentro del subsector eléctrico. En consecuencia, esas argumentaciones parecen cuestionar la conveniencia misma de una competencia extrema en los sistemas eléctricos, especialmente desde una perspectiva de largo plazo.



La presencia de economías de escala y de secuencia constituyen los argumentos centrales en contra de la desintegración y, en consecuencia, contra la adopción de la modalidad de Mercado Abierto en sistemas eléctricos de tamaño reducido.

No es fácil transformar un sistema total o parcialmente integrado en un sistema totalmente segmentado, en particular si existen varias empresas verticalmente integradas de patrimonio estatal, federal y/o provincial. En la realidad, los casos de desintegración total son poco frecuentes. Incluso en situaciones en las que existió la voluntad de hacerlo no siempre se ha logrado concretarla. Un caso que ilustra bien lo anterior es el de Chile (ver Recuadro IV.2.1).

Este debate sobre el caso de Chile puede tener, por las razones expuestas, mayores consecuencias para la concepción y la apreciación del modelo de mercado abierto en el sector eléctrico dentro y fuera de la región.

3.2. La integración intersectorial de las empresas

La integración intersectorial aparece para las empresas eléctricas como una opción estratégica interesante. Como ocurre a nivel mundial, algunas empresas de la región después de consolidarse en el subsector de su propio país, han empezado a diversificar sus actividades hacia el subsector gas natural, proyectándose al mismo tiempo al plano internacional. La integración intersectorial confronta a los gobiernos con la necesidad de tomar posición en el momento en que aquella puede interferir con sus propias estrategias y con la formación de mercados competitivos. Como casos ilustrativos se discuten en los recuadros IV.2.2. y VI.2. 3, los ejemplos de Chile y Argentina.

Los fenómenos observados llevan a esperar aún una mayor reintegración después de la etapa de la desintegración. Continúa el debate entre quienes sostienen la conveniencia y/o necesidad de una nueva integración y quienes ponderan las ventajas de la competencia de corto plazo. Este debate es sin duda relevante para diseñar la reorganización de los sistemas eléctricos. Sin embargo, es claro que los procesos de reforma no deberían desembocar en una nueva integración de los negocios energéticos con ventajas para un conjunto limitado de intereses privados.



Recuadro IV.2.2: La integración intersectorial de las empresas en Chile

Dentro de los acuerdos de integración económica de Chile en el ámbito del Mercosur destaca el gran avance logrado en uno de los objetivos más relevante de la política energética chilena de los últimos dos gobiernos: la integración energética bilateral con los países vecinos. Se están realizando varios proyectos ligados con los gasoductos para abastecer la Zona Central, y con aquellos ligados a la provisión de gas a la Zona Norte. Respecto de la zona central, en agosto de 1997 entrará en operación el gasoducto GasAndes, que abastecerá en la primera etapa a la Región Metropolitana, toma el gas del gasoducto centro-oeste en La Mora (Mendoza-Argentina), entra por el Cajón del Maipo, con destino Santiago. Tiene una extensión de 465 km y una capacidad total de 10⁶ m³/dRa. La estructura empresaria está compuesta por la argentina Compañía General de Combustibles (13.5%); la canadiense Novacorp (56.5%) y las chilenas Metrogas (15%) y Chilgener (15%), esta última es una de las principales generadoras del Sistema Interconectado Central.

Dos proyectos se están considerando para abastecer el gran consumo de plantas termoeléctricas originado por la creciente demanda de energía eléctrica de la industria minera:

Gasoducto Atacama. Tendría una extensión de 640 km de longitud partiendo desde Ramos (Salta, Argentina),hasta Antofagasta, Mejillones y Tocopilla en Chile. Consorcio está conformado por ENDESA (Chile) 50% y CMS (EEUU) 50%, y la posibilidad de incorporar un productor argentino (YPF u otro) hasta un 20%.

<u>Gasoducto NORGAS</u>: Sus principales accionistas son ELECTROANDINA¹ (Chile 33%), Techint (Argentina 33%), Edelnor (Chile 33%) y posibilidad de incorporación de Norgener

Uno de los principales efectos positivos que esperó el gobierno de Chile de la incorporación del gas natural proveniente de los países vecinos, fue la posibilidad de introducir nuevos generadores en los sistemas eléctricos, en particular en el Sistema Interconectado Central. Sin embargo, el logro de ese objetivo está siendo obstaculizado por la estrategia de las principales empresas eléctricas de participar en los proyectos gasíferos, esto es, una suerte de integración hacia el Endesa y Chilgener aprovecharon la oportunidad de asegurar su participación en el abastecimiento de esta nueva fuente energética, a fin de mejorar sus posiciones competitivas y, en consecuencia, bloquearon el camino a nuevos actores. Se frustró por el momento la estrategia del gobierno chileno de aumentar el número de competidores en la generación eléctrica.



Recuadro IV.2.3: La integración intersectorial de las empresas en Argentina

La estrategia planteada dentro del proceso de reforma del sistema eléctrico argentino, implicó una fuerte segmentación de las unidades empresariales, especialmente en el ámbito de la generación y en menor medida en el plano de la distribución (área del Gran Buenos Aires), donde el número de actores participantes era ya numeroso. Otro tanto ocurrió con la etapa de distribución en la cadena de gas natural, donde también se realizó una desintegración vertical.

Sin embargo, la modalidad utilizada para implementar el proceso de privatización facilitó la posibilidad de que ciertos grupos económicos locales o inversionistas transnacionales tomaran posiciones estratégicas, no solo en las diferentes etapas de la cadena eléctrica, sino sobre el conjunto de actividades energéticas, a través de la participación accionaria en los consorcios adquirentes o concesionarios.

De este modo, algunos de dichos grupos han logrado tener una presencia simultánea y significativa en el *upstream* y *downstream* petrolero, en la producción, transporte y distribución de gas natural y en las tres etapas de la cadena eléctrica. Aunque dicha participación en los correspondientes consorcios no alcanza a ser dominante, es claro que la misma tiende a facilitar la articulación de negocios. Esa articulación es particularmente importante por lo que se refiere a la electricidad y al gas natural. Ya se ha destacado la importancia de contar con el aprovisionamiento del gas a bajo costo para mejorar la posición competitiva en la generación eléctrica.

Desde el inicio de la reforma y de manera continuada, los mencionados actores han ido mejorando su ubicación estratégica en el marco del conjunto de las actividades energéticas mediante la compra de participación accionaria en consorcios que, por diferentes razones abandonan algunos de los segmentos del negocio energético.

3.3. La tendencia a la recomposición oligopólica

Además de la preocupación por la integración vertical y horizontal intra e intersectorial de las empresas se vislumbra una preocupación por la posible oligopolización de la oferta, sobretodo en la generación. En los acápites anteriores se mencionó el esfuerzo del gobierno chileno para incrementar el número de oferentes en la generación eléctrica a fin de contrarrestar la posición del *holding* ENERSIS, que, además de la integración vertical, descrita antes, se caracteriza por una fuerte participación en el mercado de generación en el Sistema Integrado Central. En ese sistema, Endesa y Chilgener concentran más del 80% de la capacidad instalada y de la energía generada.



De manera acorde con las tendencias que se observan a nivel mundial, también en ALC se vislumbran procesos de reintegración y recomposición de estructuras luego de la desintegración, decretada y ejecutada por los gobiernos. Existe pues, cierto peligro de un progresivo surgimiento de oligopolios privados.

Además de Chile, donde dos grupos nacionales dominan el escenario, esa tendencia se comienza a observar en otros países con sistemas de tamaño reducido, como es el caso de Bolivia donde, en el marco de la capitalización de la generación, entraron exclusivamente empresas extranjeras. Al igual que en Chile, el gobierno boliviano espera que esta situación se solucione con el ingreso de otros generadores privados.

3.4. La internacionalización de las empresas eléctricas

Específicamente las empresas eléctricas chilenas se han embarcado en una estrategia de internacionalización dentro de la región. Solas o formando consorcios con otras empresas eléctricas vecinas o extraregionales ensanchado su campo de acción. Esta estrategia no interfiere ni con los intereses de Chile ni con los del país destinatario.

Asimismo, las empresas regionales reproducen de cierta manera las ofensivas de las empresas norteamericanas y europeas con efectos más bien positivos sobre el desarrollo tecnológico y empresarial de la región. Cuando se unen a empresas importantes europeas pueden competir mejor frente a las empresas norteamericanas en la región y aún en el mercado mundial.

Quizás esta estrategia contrarresta una preocupante tendencia mundial. Según algunos analistas las estructuras de los subsectores eléctricos mundiales se encuentran en un proceso de desintegración-reintegracción. Se observan procesos de concentración en los EE.UU. que pueden desembocar en una oligopolización de ese mercado. Si se dan procesos parecidos en Europa con la participación de las mismas empresas norteamericanas, y las estrategias ofensivas ocurren en Europa, Asia y América Latina, se hace realidad un escenario en que actúa un grupo de empresas energéticas transnacionales de manera globalizada en todos los mercados de electricidad.

Sin embargo la reintegración vertical e intersectorial que se perfila en los mercados energéticos de la región combinada con la internacionalización, puede crear



conglomerados económicos de una magnitud y un poder tales, que dejaría a los gobiernos con escasas posibilidades de lograr sus objetivos en caso que estos entren en conflicto con los de las empresas como puede ser en el tema de la redistribución de aumentos de productividad, efectos ambientales y otros.

4. Algunas estrategias de empresas petroleras

Tal como se ha expresado en el Capítulo III, las reformas en el subsector petrolero se han vinculado principalmente con la apertura de las diferentes actividades al ingreso de nuevos inversionistas y solo en algunos casos como en Argentina, Bolivia, y Perú implicó la desincorporación de activos. Sin embargo, aun con el mantenimiento de la preeminencia de las empresas estatales, se han producido importantes cambios de las modalidades estratégicas en el manejo de tales empresas.

Los principales elementos de esas estrategias se relacionan con la búsqueda de una mayor integración vertical de actividades, tratando de asegurarse el abastecimiento de crudo o la ampliación del mercado de derivados, con la internacionalización de sus operaciones y con la concertación de alianzas estratégicas.

La presencia de empresas privadas de origen nacional solo se observa de manera relevante en Argentina donde tales actores son preexistentes a los procesos de reforma. Las opciones estratégicas adoptadas por esas empresas y por la privatizada YPF son, en líneas generales, semejantes a las mencionadas previamente, destacándose la tendencia hacia la internacionalización.

A continuación se describen y examinan brevemente las principales características de esas estrategias empresarias.

4.1 Las estrategias de las empresas petroleras estatales

En el marco de las reformas al "upstream" y "downstream", los países de la región han redefinido las estrategias de sus empresas públicas, orientadas a diferentes objetivos dependiendo de factores tales como: dotación de reservas probadas, capacidad de producción, tamaño de la empresa, grado de avance tecnológico, así como de variables relacionadas con la situación económica del país.



- En México y Venezuela, PEMEX y PDVSA respectivamente, que cuentan con las reservas probadas de petróleo más importantes dentro de la región, persiguen, por una parte, la intensificación de la exploración y explotación de sus reservas en el territorio nacional, y por otra, la internacionalización de sus operaciones en el downstream. Cabe señalar que la internacionalización de PEMEX y PDVSAno abarca actividades en el upstream en el extranjero, debido fundamentalmente a que han dirigido su atención preferencial a sus reservas aun no explotadas.
- En Brasil, PETROBRAS realiza una importante actividad de desarrollo de la producción de petróleo en el territorio nacional, constituyéndose además, en la compañía líder en el mundo en la explotación de petróleo en aguas profundas. Por otro lado, a diferencia de PEMEX y PDVSA, PETROBRAS ha incursionado en actividades de exploración de reservas fuera de Brasil, teniendo en cuenta la necesidad de incrementar el nivel de reservas probadas que le permitan cubrir el consumo interno de derivados del petróleo. Al mismo tiempo, también ha venido internacionalizando sus operaciones a través de la venta de servicios y la comercialización de derivados del petróleo, pero no así en la refinación.
- En Colombia y Ecuador, las estrategias de las empresas estatales, ECOPE-TROL Y PETROECUADOR respectivamente, tienen como objetivo el desarrollo de la industria petrolera nacional lo cual les exige un esfuerzo de inversión significativa, lo que induce a la promoción de la inversión privada y descarta cualquier posibilidad de internacionalizarse, ya sea en el *upstream* o en el *downstream*.
 - * Un objetivo importante de ECOPETROL es el desarrollo de los campos de Cusiana y Cupiagua, que explota en asociación con British Petroleum, Total y Triton, lo que le permitiría elevar la producción a un millón de barriles diarios para los próximos años. La búsqueda de financiamiento para la actividad de ECOPETROL en el *upstream* y del oleoducto a Coveñas para el desarrollo de la producción nacional, constituyen el eje de la estrategia.²
 - * El objetivo central de PETROECUADOR es el incremento de las reservas probadas y el aprovechamiento de los yacimientos de crudos medios y pesados ya descubiertos. Para esto es necesaria la ampliación del oleoducto transecuatoriano que transporta el crudo del Oriente hasta la costa del Pa-



cífico. Se considera que la capacidad actual de este oleoducto limita el crecimiento de la producción del Oriente, motivo por el cual su ampliación es prioritaria.³

• Chile es un caso singular. Debido a la escasa filiación petrolífera del país ya que sólo se producen 10 MBD, en 1990 el gobierno chileno decidió la creación de una subsidiaria de ENAP, SIPETROL, que realiza actividades de exploración de petróleo en países de la región⁴ previendo incursionar también fuera de ella.⁵ La búsqueda de un socio estratégico apuntaría a reforzar sus operaciones en el extranjero para contar con crudos propios así como para modernizar y ampliar las refinerías existentes.

Entre los países que optaron por la estrategia de privatización como Argentina, Perú y Bolivia se observan enfoques claramente diferentes en cuanto al desarrollo de la industria. En Argentina, son las estrategias propias de las empresas privadas las que marcan el rumbo; las principales entre tales empresas están mostrando una clara tendencia hacia la internacionalización, como se observa más adelante.

En Bolivia, dada la singular modalidad de privatización adoptada, la estrategia consiste en el fortalecimiento de las unidades de negocio de YPFB en base al concurso privado por ampliación y no por enajenación de activos.

En Perú parece no existir aún una estrategia nacional clara. El desarrollo de la industria se ha dejado, al igual que en Argentina, al criterio de la inversión privada. Sin embargo, no esta claro todavía si se venderá el 40% de las acciones que se ha reservado al Estado en las refinerías. Aparentemente la opción sería venderlas. El esquema adoptado se basa en la privatización total y en la concertación de contratos, cuya negociación está a cargo de PERUPETRO. PETROPERU tenderá a desaparecer quedando el paquete accionario a nombre de un ente estatal. 6

4.2. La internacionalización de las empresas del Estado

Desde principios de la década del 90 se observa que las compañías petroleras estatales de algunos países de la región se han internacionalizado incursionando, sobretodo en la región pero aunque tienen también intereses en Europa, Africa y Asia.



Este proceso ha considerado mecanismos que van desde el *joint venture* convencional hasta la concertación de "alianzas estratégicas" entre empresas de la región y con grandes operadores fuera de la misma.

La internacionalización es una estrategia asumida por las empresas estatales de los países de la región que cuentan con mayores reservas como México y Venezuela, y por los países que requieren de la importación para el abastecimiento del mercado interno como Chile y Brasil.

4.2.1. Internacionalización con integración vertical

- PDVSAde Venezuela es el caso más importante de internacionalización para colocar productos refinados en el mercado internacional. Desde principios de la década del 80, PDVSA se trazó como objetivos: asegurar mercados para sus excedentes exportables de petróleo y al mismo tiempo generar mayor valor agregado, exportando refinados y/o adquiriendo refinerías en el extranjero. Actualmente la mayoría del petróleo crudo producido por PDVSA es vendido como producto refinado. Para estos propósitos dicha empresa estatal puso en práctica los siguientes tipos de acciones:
 - * Concretó "alianzas estratégicas" con empresas extranjeras.⁷
 - * Amplió su capacidad de refinación, tanto a nivel nacional como en el extraniero.8
 - * Ha comenzado a incursionar en varios países de América Latina en las áreas de refinación y comercialización de petróleo y derivados. El objetivo de PDVSA, en lo esencial, consiste en desarrollar mercados donde pueda colocar con seguridad su producción de crudo y derivados del petróleo.
 - * Ha designado a su filial MARAVEN para llevar a cabo la participación en los mercados de la región. Por ahora el interés esta concentrado en Colombia, Ecuador y el Perú.
- PEMEX de México tiene una capacidad de refinación nacional⁹ superior a la de PDVSA en su propio territorio pero se dedica básicamente a abastecer el mercado interno. La mayor parte de las exportaciones de PEMEX son de petróleo crudo y destinadas a Estados Unidos.



- * La predisposición a concertar alianzas estratégicas se manifiesta por ejemplo: en la adquisición del 3,5% de REPSOL de España; en la constitución de una sociedad de proyectos de conversión, y de contratos de suministro de petróleo, que le abrió nuevas perspectivas dentro de la Unión Europea, y en la constitución de MEXPETROL, en asociación con capitales privados, para exportar servicios y bienes en proyectos de operaciones petroleras.
- * PEMEX concretó una "alianza estratégica" para ampliar su capacidad de refinación, adquiriendo el 50% de la refinería de Deer Park, en Texas, propiedad de la empresa SHELL, con una capacidad de 220 MBD.

4.2.2. Internacionalización para asegurar disponibilidades de petróleo crudo

- PETROBRAS de Brasil a través de su subsidiaria BRASPETRO, realiza actividades de exploración y producción en el extranjero. BRASPETRO realiza operaciones en Angola, Argentina, Colombia, Ecuador, Estados Unidos y Reino Unido.
- Chile importa alrededor US\$ 800 millones de dólares anuales de petróleo crudo que se destinan a las refinerías de ENAP. La creación de SIPETROL, como subsidiaria de ENAP, tiene como objetivo buscar petróleo en el extranjero. 10 Para estos efectos ha concretado *joint ventures*, con Bridas e YPF (Argentina), Repsol (España) y BRASPETRO (Brasil)

4.2.3. Internacionalización para comercialización de derivados

BRASPETRO, subsidiaria de PETROBRAS, comercializa productos provenientes de producción propia en Colombia, Estados Unidos y el Reino Unido.
 Asimismo, ha incursionado en la distribución de los lubricantes LUBRAX a través de PETROBRAS en Argentina.

4.3. Internacionalización de empresas privadas regionales: el caso de Argentina

En Argentina, las empresas privadas, entre ellas YPF, Pérez Companc y Pluspetrol, impulsan su acción en el *upstream* nacional pero están incursionando agresivamente en el exterior (Perú, Venezuela y Bolivia). YPF está internacionalizan-



do sus operaciones tanto en el *upstream* como en el *downstream* (refinación y comercialización de combustibles). Las estrategias obedecen a diferentes objetivos

4.3.1. Ampliación de la disponibilidad de petróleo

La internacionalización es un aspecto sustantivo en el desarrollo empresarial de YPF. Se ha propuesto que las inversiones en exploración en terceros países alcancen el 15% de los gastos totales en exploración en el período 1995-1999.

Esta empresa tiene proyectos de exploración en Bolivia, Chile y Perú y, en asociación con PETROBRAS, explora la porción territorial del Golfo de México y tiene operaciones costafuera en el sur de Argentina.

En enero de 1996 formó un consorcio con British Petroleum (37,5%), Amoco (37,5%) y MAXUS (25%, subsidiaria de YPF SA) para explorar en Guarapiche en el marco de apertura petrolera de Venezuela. Se estima que esta área podría contener reservas del orden de los 5,000 millones de barriles de petróleo.

YPF y British Gas suscribieron un acuerdo para realizar estudios conjuntos sobre el potencial hidrocarburífero alrededor de las Islas Malvinas. En marzo de 1996, YPF y British Gas formaron una comisión para poner en práctica este proyecto.

4.3.2. Adquisición de activos en el extranjero

En 1995 YPF adquirió en 750 millones de dólares la compañía petrolera Maxus que opera en Estados Unidos, lo que la ha transformado en una compañía de petróleo y gas a nivel internacional. Esta compra le permite operar no sólo en Estados Unidos sino también en Indonesia, Bolivia, Ecuador y Venezuela, además de adquirir ventajas tecnológicas para operaciones *off shore*.

En mayo de 1995, el consorcio Refinadores del Perú formado por YPF, junto con Repsol, Mobil y tres compañías peruanas) adquirió el 60% de las acciones de la Refinería La Pampilla dentro de la privatización de PETROPERU.

4.3.3. Colocación de excedentes exportables a través de oleoductos

En 1994 concluyó la construcción del oleoducto transandino propiedad de YPF de Argentina y ENAP de Chile, cuya capacidad máxima de transporte es de 113 MBD. Del volumen de crudo que se transporte de Neuquén a Concepción YPF



dispondrá de 56 MBD, en tanto que ENAP se compromete a adquirir 41 MBD con la opción de adquirir de 20,000 BD adicionales según sus necesidades. ¹¹ Con este acuerdo ENAP asegura una fuente estable de abastecimiento de petróleo para el mercado interno de Chile.

4.3.4. Expansión de la comercialización minorista en terceros países

YPF de Argentina adquirió en US\$ 15 millones la empresa Gazpesa, de Chile, que cuenta con una red de 20 estaciones de servicio. El objetivo de YPF es lograr una participación en el mercado chileno de combustibles y lubricantes. YPF también planea incursionar en el mercado minorista en Brasil y ya ingresó al Perú, donde ha inaugurado recientemente una red de estaciones de servicio.

4.4. Las alianzas estratégicas entre empresas regionales

Dentro de la tendencia de internacionalización previamente señalada, es importante destacar las alianzas estratégicas establecidas entre las empresas regionales, puesto que las mismas pueden tener un impacto significativo sobre el proceso de integración energética y económica, al menos a nivel subregional.

4.4.1. La alianza YPF-PETROBRAS

Se trata de una "alianza estratégica" para realizar operaciones conjuntas tanto en exploración y explotación como en refinación y comercialización aprovechando las ventajas tecnológicas de cada cual. Las actividades conjuntas en exploración de PETROBRAS e YPF tienen lugar en el Golfo de México como se anotó antes y, también, en yacimientos costafuera en el sur de Argentina.

PETROBRAS es reconocida mundialmente como una empresa líder en exploración costafuera en aguas profundas. Esta tecnología puede ser aprovechada por YPF, si se concretan sus operaciones costa afuera en las Islas Malvinas.

YPF tiene importantes reservas de gas así como una amplia experiencia en la exploración, producción, transporte y comercialización de este hidrocarburo. Para PETROBRAS esto tiene la más alta importancia ya que se proyecta quintuplicar el consumo de gas en el Brasil en los próximos 8 años.



Las mencionadas empresas han firmado recientemente una carta de intención para incursionar conjuntamente en actividades regionales en refinación y comercialización de derivados de petróleo y gas natural en el mercado regional.

4.4.2. La alianza PETROBRAS-PDVSA

En noviembre de 1995, PETROBRAS y PDVSA firmaron una carta de intención para formar la asociación PETROAMERICA. Los proyectos que podría ejecutar la compañía incluyen la construcción de una refinería de 100 MBD en Brasil para procesar petróleo de Venezuela. Sin embargo, se tiene pensado ingresar en todas las fases del *upstream* y *downstream*.

Además, PDVSA tiene interés en la tecnología de explotación de petróleo costafuera en aguas profundas desarrollada por PETROBRAS.

4.4.3. La alianza YPF-ENAP

Esta alianza estratégica tiene por objetivo la venta de petróleo crudo de YPF a ENAP y fue explicada anteriormente.

5. Un nuevo enfoque empresarial para el gas natural

El renovado rol del gas natural dentro de los sistemas energéticos, especialmente a partir de los desarrollos tecnológicos en los equipos de generación eléctrica, ha dado lugar a una dinámica muy intensa a las estrategias empresariales dentro de este subsector, particularmente a partir de las reformas impulsadas en las industrias energéticas de la región.

5.1 Nuevos enfoques en el upstream

Las estrategias empresariales, en esta etapa de la cadena son similares a las señaladas precedentemente para la actividad petrolera. Sin embargo, el gas que en el pasado, por distintos motivos, se le concedía un peso más bien marginal, en años más recientes se ha revalorizado. Las empresas, privadas y públicas, comienzan por crear y dar similar importancia a las gerencias de gas respecto a las de petróleo. Los yacimientos de gas libre empiezan a tener una importancia estratégica y el gas asociado se reinyecta o se comercializa.



Con motivo de los procesos de apertura que se derivan de las reformas, muchas empresas locales y extranjeras vieron en la región nuevas oportunidades de negocios. La estrategia de las empresas petroleras regionales y extraregionales utilizan también a los campos de gas como cabecera para el desarrollo de nuevas actividades en la región. 12

Ese cambio de actitud en las empresas petroleras, tanto respecto al gas natural como a la posibilidad de negocios en la región, puede llevar a que algunas de ellas abran nuevos frentes donde el gas sea su principal fuente de ingresos, en la medida que los precios del gas se acercan más a los de los derivados del petróleo, si se crea la infraestructura de transporte y distribución para acceder al mercado potencial. A esto se suma la ventaja ambiental relativa entre ambas fuentes que puede llevar a importantes procesos de sustitución en mercados de combustibles líquidos en la región.

5.2. Las nuevas situaciones en el downstream

En el transporte del gas natural se evidencia una fuerte competencia entre consorcios por lograr adjudicaciones de licencias que oscilan entre 20 y 30 años. El proceso que se inicia en 1992 con las adjudicaciones a Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur en Argentina continúa a un ritmo creciente.

En Colombia, Enron que había construido el gasoducto entre Ballena y Barrancabermeja mediante un BOT, suma la compra de Promigas SAque agrega el control de 560 km de gasoductos.

En Bolivia, Enron se adjudica el tramo hasta la frontera (557 km) del gasoducto a Brasil, mientras que del lado de Brasil, Petrobrás (51%) controlará el consorcio y las empresas Tennesee Gas y Gulf Oil se encargarán del montaje técnico y financiero del proyecto. También en Bolivia, el consorcio integrado por Shell y Enron se adjudica la unidad de negocios Transredes SA que operará 2.663 km de gasoductos y 2.314 km de oleoductos.

Estableciendo una competencia potencial para el gas de Bolivia en Brasil, el consorcio integrado por AEC Pipelines de Canadá, Mobil de Estados Unidos, Marubeni de Japón y Petrolera San Jorge de Argentina, presentó recientemente el pro-



yecto del gasoducto del Mercosur, que originándose en Argentina pasa por Asunción y conduce al Sudeste de Brasil.

Respecto al otro mercado emergente en el CONOSUR, tal es caso de Chile, varios consorcios se disputan ya desde hace años el abastecimiento de la zona central y de la zona norte. Existen también otros proyectos de transporte con financiamiento privado, asegurado o en gestión, entre Argentina y Chile, Bolivia y Chile, Argentina y Brasil.

En México, que luego de las reformas en el sector transporte es considerado uno de los grandes mercados del gas natural por las empresas de Estados Unidos y Canadá, se esperan importantes inversiones que ampliarán el mercado a toda América del Norte. Al respecto, se presentaron cinco consorcios (Enron; Nova Corporation; The Williams Companies; Gutsa-Transcanada Pipelines; Shell-Mitsui) para la construcción de un gasoducto de 500 km entre Ciudad Pemex y Mérida que abastecerá la capacidad de generación eléctrica en la Península de Yucatán.

Otro fenómeno que debe destacarse es la ofensiva en varios países de ALC por parte de empresas extranjeras. Además de la estadounidense Enron, con actividades desde México hasta Argentina, se advierte en la subregión MERCOSUR la expansión de Nova Gas (Canadá) que opera gasoductos y propone una serie de nuevos proyectos.

En un movimiento simétrico, Bridas de Argentina se desempeña también fuera de la región y obtuvo recientemente la concesión para administrar el sistema estatal de transporte de gas en Kazajistán por 15 años.

En la distribución también se ha producido un proceso similar al del transporte. Varias empresas nacionales y extranjeras participan como accionistas en las licenciatarias, junto con bancos y fondos internacionales de inversión.

Entre estos fondos de inversión se destacan algunos especializados en energía que se proponen intervenir en la dirección o supervisión de las empresas de electricidad y gas, en las que tuvieron participación accionaria significativa.

Las actividades de distribución minorista, de escaso desarrollo en la región con excepción de Argentina, están ampliándose en los últimos años con mayor fuer-



za, abriendo nuevos espacios para las empresas en vista de las perspectivas en un gran número de ciudades en México, Brasil, Colombia, Venezuela y Chile.

5.3 Algunas estrategias empresariales respecto al gas natural

Las estrategias empresariales dejan cada vez menos dudas sobre el proceso de expansión del mercado nacional y regional del gas natural en que se han embarcado muchos gobiernos de la región y sobre la respuesta de los actores privados a este propósito. En ese proceso estos últimos asumen los riesgos financieros de las inversiones en el contexto de una estrategia empresarial que apuesta a que el desarrollo del gas natural en la región será un buen negocio futuro. Mientras tanto, los gobiernos toman para sí la responsabilidad de asegurar el suministro a largo plazo.

Las motivaciones empresariales se vinculan con la constatación de que las crecientes dificultades para el desarrollo de la capacidad hidroeléctrica en los principales mercados de electricidad de la región (Brasil, Colombia, México, Chile), habrán de implicar a corto plazo el requerimiento de importantes inversiones en nuevas capacidades de generación térmica con base en gas natural. Esas nuevas capacidades, junto con la disponibilidad de gas y la capacidad de transporte y distribución, posibilitarán también la expansión del suministro a un mercado potencial en los sectores industrial, residencial y transporte.

En el plano nacional el negocio parece rentable, si además se agrega la alta eficiencia en la generación de las turbinas de gas y de los ciclos combinados con relación a la generación térmica convencional, y también, por que el transporte de gas natural compite con la transmisión eléctrica en alta tensión, no solo en costos de capacidad sino también con menores pérdidas de producto.

Pero además, en la época actual las cuestiones ambientales han adquirido un valor que agrega externalidades en favor del gas natural, haciendo que los países industrializados, interesados en el tema del cambio climático, estimulen la acción de esas empresas en sus proyectos de inversión.

Los gobiernos regionales tienen intereses coincidentes respecto a la participación privada en inversiones de riesgo, tales como el aumento de la competitividad manufacturera, la dispensa de cantidades de combustibles líquidos para reducir o mejorar financieramente su peso en la balanza de pagos, la diversificación de la



matriz energética, la reducción de la vulnerabilidad del suministro a corto y mediano plazo, el abandono del riesgo de racionamientos de electricidad mejorando la calidad de vida en las ciudades por reducción de emisiones de gases contaminantes.

En el plano regional, los procesos de integración gasífera, han desatado una competencia de singulares características. En el Mercosur, incluidos Chile y Bolivia, los consorcios de empresas, locales y extranjeras, han movilizado gran cantidad de proyectos que compiten entre sí por lograr las adjudicaciones. Enron en Bolivia, al adjudicarse la parte nacional del gasoducto a Brasil, se ha situado estratégicamente en el nudo del transporte a ese país del gas boliviano, de las reservas del norte argentino y posiblemente del gas peruano, a partir de su asociación con Shell en Transredes SA.

A su vez, el gasoducto del Mercosur, competirá fuertemente por abastecer el sur de Brasil con otros gasoductos argentinos y también con el de Bolivia-Brasil. Entre Argentina y Chile se ha observado la fuerte competencia entre Transgas y Gasandes por el mercado de este último país.

Por otra parte, la red de gasoductos que se está configurando determina una fuerte competencia entre sus consorcios propietarios y los de los proyectos que promueven las interconexiones eléctricas o la generación de electricidad con otras modalidades que no sean a base de gas natural.

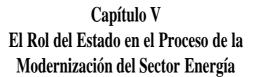
NOTAS

- A esto se suma el plan de intensificación del consumo de gas natural que se busca plasmar con el concurso privado.
- Al ampliar el oleoducto, o construirse un oleoducto adicional se facilitará también la explotación de los yacimientos operados por las petroleras extranjeras.
- ³ Ecuador y estudia proyectos en Perú, Cuba y Brasil.
- ⁴ Albania, Angola, Gabón, Guinea Bissau.
- 5 Probablemente la Corporación Financiera de Desarrollo.
- Como The UNOVEN Company; Unocal Corporation (donde posee el 50% de las acciones); y con Ruhr Oel GmbH de Alemania y AB Nynas Petroleum, de Suecia, constituidas en asociación con Veba Oel AG y Neste Corporation, respectivamente.
- PDVSA, 1,182 MBD, supera en más de tres veces el consumo interno de Venezuela. En el extranjero, sobre todo en Europa, PDVSAes propietaria de una capacidad de refinación de



1,246 MBD. La capacidad total de refinación de 2,428 MBD convierte a PDVSA en la mayor empresa refinadora de América Latina.

- 8 1,520 MBD
- 9 SIPETROLtiene actualmente operaciones en Argentina, Ecuador, Colombia y Venezuela y se propone incursionar en Albania, Angola, Gabón, Guinea Bissau, Cuba y Brasil.
- El oleoducto pertenece a dos sociedades, llamadas Oleoducto Trasandino, cada una esta incorporada en su respectivo país. YPF es propietaria del 58% en Oleoducto Trasandino Argentina, así como en Oleoducto Trasandino Chile. La empresa estatal chilena ENAPaporta el 12% y el Banco Río (Pérez Companc) tiene el 30% restante.
- Por ejemplo, YPF, Pérez Companc y Pluspetrol, empresas argentinas, participan con el 50% en el consorcio al que Bolivia adjudica la unidad de negocios de exploración y producción Andina cuyos yacimientos contienen la mitad de las reservas de hidrocarburos del país que son predominantemente de gas; los trabajos de exploración de YPF y Petrobrás en el Golfo de México o en el área de Malvinas; Shell y Mobil a las que se adjudica en Perú el yacimiento gasífero de Camisea; Maple Gas Corporation a la que también se adjudica en Perú el yacimiento de Aguaytía; Mitsubishi y Shell a las que se adjudica en Venezuela la explotación de gas del oriente; los contratos de asociación de Colombia con la Texas en la Guajira, o las asociaciones de Ecopetrol con empresas privadas en los campos de Opon, Cusiana, Cupiagua y Volcanera.



1. El estado de la modernización del sector energía

1.2. Futuras modalidades de coordinación del sector energía

A partir de la descripción hecha en los cuatro primeros capítulos puede inferirse que la modernización del sector energético es un hecho en la mayoría de los países de ALC habiéndose adoptado ya las principales decisiones sobre el proceso en ellos el proceso ha traspasado la etapa de adopción de las principales decisiones sobre la futura modalidad de coordinación y gestión sectorial.

Muchos países están iniciando la fase de transición, algunos se encuentran ya al final de esa fase o, dependiendo del punto de vista sobre ulteriores ajustes en la fase de post-reforma. Son pocos los casos en que aún no se han expedido leyes relativas a las reformas de los diferentes subsectores. Casi todos están muy avanzados en la formulación del proceso y en el logro de apoyos mayoritarios para su aprobación.

Respecto a las características de los cambios ya efectuados o en vías de ejecución, puede confirmarse lo expuesto en los capítulos II y III:

- la apertura a la modalidad de mercado manteniendo la estructura de monopolio regulado para los eslabones de transporte y distribución en las cadenas de gas y electricidad, ha suscitado las mayores adhesiones; esa modalidad tiende también a generalizarse en el downstream del sector petróleo;
- la apertura limitada, manteniendo la modalidad de control central con una empresa verticalmente integrada y regulada, es la principal alternativa a esa modalidad de mercado; sin embargo, puede decirse que, en varios países, la apertura limitada es un paso transitorio hacia la apertura completa.



Aún cuando existan posibilidades de abandono o de parálisis del proceso, la gran mayoría de los países de ALC han seleccionado ya las modalidades de coordinación que habrán de regir el funcionamiento del sector energético en los próximos tiempos.

2. El papel del Estado y de sus órganos en el proceso de modernización

2.1. Principios, conflictos y órganos estatales involucrados

La modernización sectorial no se desarrolla por sí misma. Es un proceso impulsado, organizado y ejecutado por los órganos del Estado, en función de los propósitos y aspiraciones de una sociedad.

En forma general podrían destacarse algunos principios deseables en la práctica de una política de modernización:

La transformación debe ser un proceso sistémico: las reformas del sector energético forman parte de la modernización de la sociedad, de igual modo que la del Estado y de la economía.

Debe buscarse la legitimidad del proceso: incorporando criterios que lo hagan selectivo, eficiente, transparente, informado, de costo conocido y, en lo posible, consensual.

En el plano funcional se requiere que las reformas institucionales aseguren el adecuado cumplimiento de las funciones abandonadas por el Estado, que éste se haga cargo efectivamente de las nuevas tareas y desafíos que se le han encomendado, propendiendo a la descentralización y democratización de sus funciones.

En el contexto de una economía globalizada y la adopción, por parte de los gobiernos, de compromisos de carácter supranacional, debe tomarse en cuenta la necesidad de mantener principios de autonomía y soberanía nacional.



Debe cuidarse, finalmente, que los procesos de transformación no constituyan obstáculos al proceso de integración regional, en si mismo, instrumento fundamental para el desarrollo económico de los países que la integran.

Obviamente, estos principios no son de fácil cumplimiento frente a la presencia de otros legítimos o no justificados. Sin embargo, su observancia lleva a una mayor estabilidad del proceso. Contravenciones flagrantes a los principios del enfoque sistémico y de consensualidad pueden resultar en una crisis a mediano plazo, como fue descrito en el capítulo I. Los procesos desorganizados, a su vez, se caracterizan por tropiezos y, en casos extremos, a un abandono del proceso, con costos mayores a largo plazo.

2.1.1. El sector energético como foco de conflictos de redistribución en el proceso de modernización

Algunos conflictos que han surgido o se presentan en el transcurso del proceso de modernización se vinculan esencialmente con la dicotomía entre acumulación económica y su distribución. Para lograr una mayor eficiencia asignativa que fomente la aceleración de la acumulación económica, se ha planteado como necesario el cambio en los derechos de propiedad y de la participación en la toma de decisiones. Pero, esa redistribución de propiedad y de poder económico ha dado lugar a conflictos. La suma de las aspiraciones de los diferentes grupos sociales excede generalmente las posibilidades de satisfacción dentro del corto plazo. Existen dudas de que, aun dentro de un horizonte más amplio, la dinámica económica sea suficiente y los mecanismos de redistribución funcionen de modo que permiten dar respuesta a las aspiraciones sociales y, muy especialmente, a las de aquellos grupos que han sido más afectados por los cambios.

Estos conflictos no son específicos del sector energético. Sin embargo, pueden alcanzar una magnitud considerable en este ámbito debido al profundo cambio que suponen las reformas en los derechos de propiedad, la participación en decisiones, el nivel y la función de precios, y a las connotaciones de los sectores energéticos ampliamente discutidas, consideradas por muchos como servicios públicos o de carácter básico, como sectores estratégicos etc. En ocasiones estos reclamos han escondido intereses personales por financiamiento y base de poder político. En este capítulo se examina, entre otras, las opciones escogidas en los procesos de transformación sectorial y se analiza su contribución real, y la de otros factores, a la resolución de estos conflictos cuyo alcance se extiende al orden social y político.



2.1.2. Distintas visiones de la modernización del sector energía y la necesidad de conjugarlas

En los procesos de reforma del sector energético confluyen una diversidad de visiones y de intereses, expectativas o aspiraciones de diferentes grupos sociales, que añaden una carga conflictiva a esos procesos.

Desde la perspectiva macroeconómica, prevalece, como se ha subrayado en el capítulo I, un enfoque privatizador que alcanza al sector energético y a otros sectores de infraestructura. No puede soslayarse el riesgo de una modernización meramente privatizadora, que deje de lado necesidades más complejas y opciones más amplias de política sectorial así como las dimensiones de orden social y ambiental.

Es preciso por tanto, que las políticas de transformación encuentren soluciones equilibradas, considerando todos los objetivos relevantes y tomando en cuenta las condiciones del sector, así como las diferentes opciones dentro de las situaciones específicas de cada país. En este capítulo se examina el papel del Estado y sus órganos en los procesos de modernización de los sistemas energéticos para detectar problemas típicos, déficits, falta de definiciones, vulnerabilidades o peligros que se abrieron con la modernización. En el siguiente capítulo, el enfoque se concentra menos en el proceso mismo, y más en los resultados y efectos de la modernización, tomando en cuenta una amplia gama de objetivos económicos, sociales y ambientales.

Sobra decir que el espíritu crítico que permea estas líneas, no representa en modo alguno un rechazo a la modernización o una estéril vuelta atrás. Al contrario, reconociendo los logros de una reforma profunda de carácter secular, este análisis busca definir las tareas pendientes para un Estado más eficiente¹ también respecto al sector energía

2.1.3. Fases del proceso y órganos estatales involucrados

En el Capítulo I, se distinguieron varias fases en el proceso de modernización, con las respectivas respuestas políticas. En el Cuadro V.1 se explicitan de modo más detallado las actividades del conjunto del Estado.



Cuadro V.1: Participación de los diferentes órganos componentes del aparato del Estado en el proceso de modernización

Fase	Actividades relativas a la modernización	Actores principales
Pre-Reforma	Ajustes convencionales, Propuestas de reforma	Gobierno, partidos políticos, grupos sociales
Reforma	Adopción de las principales decisiones sobre los elementos de la reforma	Parlamento, Poder Ejecutivo
Transición - inicio		Poder Ejecutivo y sus instituciones; Parlamento;
	Aprendizaje y ejecución de las nuevas funciones;	Instituciones independientes (Entes Reguladores); Empresas e inversionistas,
- final	Control y seguimiento, adición de reformas complementarias;	Poder Ejecutivo, Parlamento
Post-Reforma	Correcciones y ajustes Control y seguimiento; ejecución rutinaria de funciones	Poder Ejecutivo, Parlamento Poder Ejecutivo, Parlamento; Instituciones independientes

Resulta claro que cuando se hace referencia al Estado no puede concebirse como actor único internamente homogéneo, sino como un conjunto de actores que muchas veces defienden visiones o intereses parcialmente contradictorios. Normalmente, en la definición de políticas, a esas diferencias en el seno del aparato del Estado, se agregan las presiones de los partidos de oposición y de los diferentes grupos sociales.

Aun cuando aquellas diferentes visiones en el seno del aparato de Estado y estas presiones tuvieron su influencia a lo largo de todo el proceso de modernización, en el sector energético fueron especialmente decisivas en las dos primeras etapas que se señalan en el cuadro anterior. Estos temas serán retomados en las secciones siguientes



2.2. La etapa de la adopción de reformas

2.2.1. Pasos de modernización durante la fase de pre-reforma

Los pasos de la modernización anteriores a la reforma principal, sobre todo los relativos a la desincorporación jurídica y de gestión, no implicaron mayores dificultades. Se trataba de separar claramente las funciones empresariales de las funciones ejecutivas del Estado y de aquellas vinculadas con la fiscalización y regulación. En algunos casos se crearon nuevas entidades administrativas, en otros, esas funciones fueron reasignadas entre los Ministerios y las empresas públicas.

En la práctica, la separación de las funciones no se logró siempre con claridad. Rara vez se definió una planificación gubernamental distinta de la que realizaba normalmente la empresa. La función de regulación no recibió en general un perfil destacado. Las decisiones sobre inversiones y precios siguieron siendo resultado de una negociación entre las empresas y el gobierno, que muchas veces tenía la última palabra.

De este modo, los precios internos de los energéticos, a pesar de un cierta independencia formal de la empresa, continuaban siendo definidos con criterio político, buscando un balance entre las exigencias del equilibrio fiscal y lo que se percibía como soportable para la población. Consecuentemente, las políticas de precios basadas en criterios de costos económicos fueron raramente adoptadas por los países, salvo que se planteara la opción por la modalidad de mercado durante el proceso de reforma.

Por tanto, aún siendo formalmente más independientes, las empresas no dispusieron de los fondos suficientes para realizar inversiones en forma satisfactoria que aseguraron el abastecimiento y tampoco mejoraron sus costos de producción.

2.2.2. La etapa de adopción de la reforma principal

a) Rol protagónico del Poder Ejecutivo

La etapa más difícil del proceso de transformación de los sistemas energéticos se vincula a la fase de adopción de las reformas. A este respecto puede considerarse que esa fase ha concluido en la gran mayoría de los países. En la implementación se han podido observar todas las formas de cambio descritas en el Capítulo I



(cambio radical, gradual o discontinuo). El gobierno central jugó un rol preponderante en esta etapa. El Poder Ejecutivo se apoyó muchas veces en la labor de instituciones nacionales, especialmente creadas para la modernización, o en las recomendaciones de consultores internacionales, gozando del soporte técnico y financiero de organismos multilaterales.

Por lo demás, los organismos financieros multinacionales, han asumido un papel de *spiritus rector* de las modernizaciones y dedicado una serie de prestamos bajo condiciones muy favorables para la preparación de las reformas.

La modernización principal se basa casi siempre en reformas de tipo legal, por lo que su adopción definitiva no hubiese sido posible sin contar con las mayorías legislativas, lo que en general significa contar con el apoyo de una parte de los partidos políticos de oposición, salvo que el gobierno contara con mayorías propias.

Un buen número de países se encuentra ya en la etapa de instrumentación de las reformas, y en la medida en que la reforma principal se haya basado en un consenso suficientemente amplio, la concreción de las decisiones legislativas adoptadas encontrará menor resistencia.

b) Superación de la oposición de los grupos afectados

La promoción de una apertura completa con desincorporación de activos enfrentó normalmente una oposición de intensidad diversa por parte de los distintos grupos afectados. La fuerza con que se manifestó esa oposición dependió, entre otros, de los siguientes factores:

- el grado de profundidad de los desequilibrios macroeconómicos que debía soportar la sociedad;
- la situación general de las empresas públicas y la calidad de los servicios que prestaban, juzgada como aceptable en algunos casos e insoportable en otros;
- la percepción acerca del alcance de cambios;
- el grado de libertad con que los afectados pudieron manifestar su oposición y los recursos y medios que tuvieron a su disposición para hacerlo;



 el grado de participación en los debates tendientes a definir el perfil del proceso de reforma.

Las soluciones que se han intentado para lograr la aceptación de los grupos afectados por la modernización fueron más elaboradas a medida que cada país aprovechó de las experiencias de otros países con procesos más avanzados. Finalmente, se intentaron algunas soluciones comunes para atender a las preocupaciones de los grupos afectados.

1.) El "establishment" político

En un contexto de una cultura política paternalista y a la luz de un acelerado deterioro del aparato del Estado en los 80, los mismos actores políticos tenían a su alcance la acción de las empresas estatales como instrumento para adquirir y asegurar poder. Estas aun antes de las reformas constituyeron una base política a menudo considerada como logro accesorio a un triunfo electoral. Esta base ofrecía a los partidos no solo recursos económicos y posibilidades de perfilarse como benefactores de la sociedad sino también una manera de obtener prebendas y privilegios.

En la medida que las instituciones ejecutivas y legislativas perdieron acceso directo a las empresas luego de la descentralización jurídica y/o de gestión y, sobre todo, después de la desincorporación de activos, los actores políticos se vieron privados de esas fuentes de recursos y de poder.

De cualquier manera, los procesos descritos han ayudado a lograr una cierta transparencia en la medida en que los mismos signifiquen la aplicación rigurosa de los mecanismos de licitaciones internacionales y se haya podido lograr que la consultoría privada internacional normalmente involucrada, haya actuado bajo la supervisión y fiscalización conjunta del Poder Ejecutivo y el Parlamento, a la que se sumaría la atención de diversas instancias internacionales.

2.) Los empleados de las empresas

En función de una evaluación basada en criterios de eficiencia productiva y atendiendo estrictamente a la misión microeconómica específica, puede afirmarse que las empresas estatales se encontraban en la etapa pre-reforma con una dotación excesiva de personal. Una explicación para dicha situación se vincula con el hecho de que en la transformación de postguerra se les asignó a



las empresas públicas la misión mucho más amplia de ser un instrumento para el desarrollo socioeconómico regional. Otra posible explicación, ligada con la experiencia más reciente del manejo de las empresas públicas, puede relacionarse con la cultura paternalista previamente mencionada.

Siendo uno de los objetivos de la modernización lograr una mayor eficiencia productiva, los trabajadores de las empresas públicas se vieron afectados por reducción de puestos de trabajo, por un cambio en las condiciones laborales o en otros tipos de conquistas alcanzadas. Por esto, se opusieron a las reformas en la mayoría de los casos, aun cuando se les ofreciera una significativa compensación por el retiro voluntario.

En función de sus opciones de expresión y del peso que podían dar a sus aspiraciones, se manifestaron de diferente manera y trataron de influenciar en las decisiones.

El elemento de mayor transcendencia para dar solución a estas aspiraciones fue la participación de los trabajadores como accionistas en las empresas desincorporadas y reconstituidas.

3) Los consumidores

En la mayoría de los países de ALC los precios de los energéticos estaban debajo de los costos económicos de largo plazo. La situación se más agravaba cuando los precios no cubrían siquiera costos erogables y el Estado no podía subsanar la falta de ingresos mediante el recurso del subsidio. Era evidente que para lograr una orientación comercial y condiciones de sustentabilidad financiera, las empresas necesitaban de una política de precios más vinculada con sus costos. El ajuste de tales costos y su adecuación a condiciones de eficiencia productiva suponía necesariamente que la mejora de la ecuación financiera de las empresas se tradujera en alza de precios para muchos grupos de consumidores.

En algunos países, el temor de tener que enfrentar mayores precios de los energéticos dio lugar a una escalada de oposición en contra de los procesos de modernización. Esta oposición, potenciada con la de los trabajadores de las empresas públicas, alcanzó una fuerte representación política que tendió a obstaculizar los procesos de desincorporación. En consecuencia, la búsqueda de una menor resistencia de los sindicatos y de los trabajadores constituía un



elemento clave para apaciguar también al mismo tiempo la oposición de consumidores y de los propios cuadros políticos.

A nivel técnico, las estructuras tarifarias fueron revisadas de tal forma que los subsidios, antes generalizados, fueran eliminados o concentrados en los grupos más necesitados. Esto perjudicó principalmente los estratos medios y medios bajos que tuvieron que asumir la mayor parte de alzas de precios ya que, en algunos casos, tales ajustes implicaron simultáneamente pasar de tarifas medias o estructuras tarifarias crecientes por bloques de consumo a otras de tipo decreciente.

En el transcurso de las reformas del sector energético, esos grupos sociales han sufrido una reducción de sus opciones económicas, especialmente cuando tuvieron que asumir efectos semejantes derivados de reformas en los sectores telecomunicaciones, agua, salud, educación y del sistema de pensiones. La esperanza de recibir con el tiempo un mejor trato y una calidad incrementada en el servicio, así como una eventual reducción de precios por un sector energético más eficiente, representaba un contrapeso insuficiente.

Un fenómeno relativamente reciente en ALC es la aparición de las asociaciones de consumidores y de organizaciones de defensa del consumidor. Mientras el primer tipo de asociaciones los agrupa como consumidores de un bien específico, el segundo tipo de organizaciones tienen la forma de ONGs dirigidas al resguardo de los derechos del pequeño consumidor en general. Ambos tipos de organizaciones pueden ayudar para alcanzar un mayor equilibrio de intereses dentro del sector energético en general y, en particular, entre abastecedores y consumidores de energía.

Los grandes usuarios de energía empezaron efectivamente a organizarse para defender sus intereses frente a los grandes abastecedores, las instituciones del Estado, los entes reguladores independientes o con relación a las definiciones de política. Por el contrario, en el caso de los pequeños usuarios cautivos el mayor equilibrio se encuentra aun lejos de alcanzarse. Incluso con la presencia, todavía escasa, de organizaciones de defensa del consumidor, las audiencias públicas convocadas por los entes reguladores para dirimir conflictos entre ese tipo de clientes y las empresas abastecedoras, están marcadas por un desequilibrio en los recursos económicos y técnicos disponibles para argumentar en favor de unos y otros. Esto puede volverse grave en el marco de democracias todavía incipientes y un Poder Judicial dependiente del Poder Ejecutivo que impulsó las reformas.



4) Ciertos estratos de la población

Finalmente, la desincorporación de activos del Estado es un intercambio de activos contra valores expresado en forma distinta, que supone un efecto redistributivo. En la medida en que los dos valores contrapuestos no guardan correspondencia, ese efecto redistributivo habrá de favorecer al limitado grupo de compradores o adjudicatarios, en detrimento del Estado, que se supone representa a la sociedad en su conjunto. Es claro que otro tipo de efectos redistributivos se da como resultado del destino de los ingresos percibidos por la desincorporación de los mencionados activos.

El riesgo de incurrir en un efecto redistributivo significativamente adverso a los intereses de la sociedad puede ser evitado mediante el uso de ciertas formas de desincorporación, especialmente aquella conocida como capitalización. Dentro de ese esquema, la población mantiene una participación importante en la propiedad de los activos de la empresa desincorporada, en la que el nuevo actor entra como socio estratégico, aportando capital y tecnología y recibiendo derechos específicos en la conducción de la gestión.

El mecanismo de integrar, con los ingresos por las ventas de activos del Estado, un fondo de carácter social general o destinado a financiar el abastecimiento energético para los grupos sociales de menores recursos, puede ayudar no solo a contrarrestar los efectos redistributivos de carácter regresivo de la desincorporación, sino también a reparar el sesgo propio de la modalidad de coordinación por el mercado de desatender los mercados no rentables.

Escapa al alcance de este documento la discusión amplia y detallada de las ventajas y desventajas de las soluciones examinadas. Sin embargo, puede afirmarse que se han encontrado algunos caminos para atender las aspiraciones justas, las más de las veces, pero que en ocasiones se desbordaron en expectativas exageradas. No siempre el resultado fue satisfactorio. En el balance total puede aparecer un saldo negativo redistributivo para los estratos medios, medios bajos de la sociedad, que quizás gozaban antes de condiciones más favorables en algunos países. Es éste uno de los efectos indeseables de las modernizaciones, sobre los que se debe continuar en la búsqueda de soluciones.



2.3. La transición: La puesta en práctica de la nueva modalidad

Un gran número de países se encuentra todavía al inicio de la etapa de transición, que supone el inicio de la instrumentación de un nuevo modelo. A partir de la reforma principal se desprende una serie de actividades para el gobierno y las empresas: dar nueva institucionalidad jurídica a la empresas del sector, formular y legislar el marco regulatorio para la nueva estructura y modalidad de funcionamiento, crear los organismos de fiscalización y regulación, escoger y capacitar el personal, realizar los procesos de licitación necesarios para la desincorporación de las empresas. Tocaría al poder legislativo controlar que todas estas tareas correspondan al espíritu de los instrumentos legales promulgados, en particular la desincorporación de activos.

Algunos países han realizado esta etapa mediante pasos bien definidos, en tanto que otros no han podido cumplir con las fechas establecidas en las leyes para la creación del nuevo marco institucional y de las nuevas estructuras del sector energético.

Algunos países han empezado este proceso con un marco regulatorio muy especifico, mientras otros han dejado áreas que sólo sucesivamente fueron definidas. Esta última estrategia corresponde generalmente a un proceso de cambio gradual.

La ejecución del cambio es naturalmente más exigente en casos en que hubo un drástico cambio de modalidad, pasando del control central al de mercado abierto. Si no se cambia la modalidad, es decir en el caso de que se trate de alguna forma de apertura limitada, las tareas de formulación del nuevo marco regulatorio y de creación de nuevas instituciones es considerablemente menor. Incluso la mayoría de las cuestiones podrían manejarse dentro del marco existente. Una de las principales excepciones se vincula con el tema de las garantías.

2.3.1 La incorporación de nuevos actores en la apertura limitada: el problema de los riesgos para la inversión privada y garantías del Estado

Mientras la incorporación de nuevos actores dentro de un esquema de apertura total no ha implicado desafíos importantes para el Estado, los proyectos de terceros en el marco de una apertura limitada pusieron a los países frente al espinoso problema de las garantías que normalmente exigen los inversionistas.



Normalmente es propio de la racionalidad del inversionista privado asumir los riesgos del negocio si los beneficios que espera obtener del mismo resultan a su juicio suficientemente compensatorios. Es claro que este último tipo de juicios dependen de las oportunidades que ofrece el contexto y de la capacidad de negociación de los actores implicados.

Pueden distinguirse diferentes tipos de riesgos: comerciales, políticos y aquellos de fuerza mayor. Mientras estos últimos, principalmente catástrofes o accidentes naturales, pueden mitigarse por medio de adecuados contratos de seguro, los gobiernos pueden influir decisivamente en los otros tipos de riesgo.

En el sector energético, los riesgos <u>comerciales</u> de un proyecto o negocio en general están asociados principalmente con:

- la posibilidad de acceso al mercado;
- los precios que recibe por el producto o servicio;
- la disponibilidad oportuna de las instalaciones y las posibilidades de sufrir interrupciones técnicas en su funcionamiento;
- la posibilidad de adquirir los insumos y recursos en condiciones competitivas;
- la posibilidad de transferir capital y ganancias libremente y con un tipo de cambio apropiado.

En un funcionamiento libre de los mecanismos de mercado, en el marco de una economía abierta a las transacciones con el exterior, los riesgos comerciales serían los típicos para un negocio en una coyuntura dada.

De este modo, si los precios del producto en cuestión y de los insumos correspondientes se forman en un contexto de libre mercado, si no existen barreras importantes de acceso a los diferentes proveedores potenciales de insumos y equipos y si además no hay restricciones significativas a la entrada y/o salida de capitales, el inversionista no tiene razones para reclamar del gobierno garantías contra el riesgo comercial o para un nivel mínimo de rentabilidad del negocio. Su decisión debería limitarse a entrar o quedarse fuera del mismo.



En cambio, si los precios del producto o de los servicios son regulados, depende de los criterios de regulación el que el inversionista pueda recuperar o no su inversión y lograr una rentabilidad aceptable.

Así, en los sistemas eléctricos y de gas natural, coordinados bajo la modalidad de Mercado Abierto con la vigencia del principio de libre acceso a las redes y una regulación razonable de los eslabones de transporte y distribución, el Estado no debería ceder a demandas de garantías por parte de las empresas inversionistas. Basta con que las reglas sean claras y existan condiciones de transparencia.

Por el contrario, en los casos de incorporación de inversionistas al esquema de apertura limitada, en el marco de un sistema de Control Central, resulta evidente que las condiciones de libertad y acceso no se traducen en realidad. En tales situaciones los inversionistas celebran contratos con la empresa estatal en condiciones controladas o establecidas por el Estado. Aún si el contrato de suministro estipulara cantidades y precios de venta, o criterios para su determinación, que resultaran satisfactorios para el inversionista, el negocio puede presentar aun ciertos riesgos inaceptables, sobre todo si el precio que la empresa integrada realiza en el mercado no resultara suficiente para cubrir el precio de compra convenido y otros costos. Esto es especialmente importante si el proyecto en cuestión representa una parte importante del volumen de transacciones de la empresa integrada.

Es comprensible que en tales casos el inversionista solicite garantías. El gobierno debería analizar sus opciones; puede mitigar los riesgos de diferente manera, creando mejores condiciones en los mercados, conceder garantías al inversionista o acudir a otras opciones de reducir el riesgo. Los organismos de financiamiento internacionales han desarrollado herramientas y fórmulas de financiamiento justamente para facilitar la reducción de riesgos.

Estas herramientas también se utilizan para reducir el riesgo <u>político</u> de un país. Sin embargo la mayor responsabilidad de la tarea de reducir el riesgo país recae en el propio gobierno. Se trata básicamente del riesgo que las condiciones de seguridad jurídica, actuales o previstas, se den para que las características del negocio no sean estables.

Si al inicio de la modernización la sustentabilidad política de las reformas en los respectivos países no parecía asegurada, la experiencia de los últimos 10 años demuestra no solo una estabilidad cierta, sino también una mayor vigencia de las



instituciones democráticas y una mejora sostenida de las condiciones en que opera el sector energético. Las preocupaciones sobre el riesgo político deberían ser muy reducidas, con excepción de unos pocos países donde no se ha logrado todavía un compromiso definitivo con relación a la vigencia de reglas claras.

2.3.2 La nueva institucionalidad y la incorporación de nuevos actores en la apertura completa

En los casos en que el proceso de modernización suponga un cambio significativo en la modalidad de coordinación, se destacan tres grandes tareas:

crear una nueva organización institucional y establecer un marco regulatorio para las actividades sectoriales acordes con la modalidad escogida o, por lo menos, modificar de modo substancial la institucionalidad vigente, tarea que tienen que realizar casi todos los países;

organizar y regular o definir con claridad las condiciones para el acceso de nuevos actores, tarea delicada no solamente en el caso descrito de la apertura limitada, sino también en los de la apertura total;

desincorporar activos del Estado, es decir privatizar total o parcialmente las empresas estatales. En aquellos países y subsectores donde se escoge esta estrategia, regularmente ya acompañada por la modalidad de apertura total.

a) La nueva institucionalidad y sus problemas

Cuando se cambia la modalidad, especialmente en los casos de la introducción de la coordinación por el mercado en los subsectores de electricidad y gas natural, es necesario proceder a la construcción de un nuevo sistema de instituciones y al desarrollo de formas distintas de funcionamiento. Entre las principales tareas a realizar en ese caso pueden distinguirse las siguientes:

- Creación o readecuación inmediata de las instituciones sectoriales así como la definición de criterios regulatorios tendientes a facilitar la operatividad del modelo, tales como:
 - * el organismo encargado del despacho centralizado, en el caso de los sistemas eléctricos;



- * el mercado mayorista para organizar la competencia en la comercialización de electricidad y gas;
- * la regulación de precios y otras condiciones para los servicios de transporte y distribución de electricidad, gas, y eventualmente oleoductos;
- * la regulación técnica relativa a normas de calidad, seguridad, etc..
- Reorganizar o crear las instituciones y los respectivos marcos legales para atender a ciertos objetivos globales del sector energético. Se está haciendo referencia aquí a cuestiones vinculadas con el largo plazo, que no ha recibido suficiente atención dentro de los procesos de reforma en el sector energía, tales como:
 - * la regulación ambiental;
 - * la regulación de la explotación de recursos naturales fósiles;
 - * la regulación relativa al comercio exterior de energéticos;
 - * el control antimonopólico.

El cambio de modalidad acarrea, además, la necesidad de revisar una serie de funciones y tareas que anteriormente se realizaban por medio de ciertos mecanismos vueltos más tarde inoperantes o para los que cambiaron las condiciones básicas. Se trata de aspectos tales como:

- información y monitoreo general del sistema energético;
- planificación y formulación de políticas activas por parte del gobierno (bajo formas adecuadas a la nueva situación);
- investigación y el desarrollo tecnológico;
- y, de modo general, la consecución de aquellos objetivos de política energética, cuya instrumentación quedaba anteriormente a cargo de las empresas estatales, así como:
 - * la función del abastecimiento energético con finalidades de desarrollo social en áreas rurales y urbano marginales;



- el abastecimiento de los energéticos tradicionales como leña y carbón vegetal;
- * el uso racional de energía;
- * incrementar el aprovechamiento de energías renovables;
- * la seguridad del suministro a corto plazo;
- * la disponibilidad de suministro en el mediano y largo plazo.

b) Logros y problemas en la creación de instituciones eficientes

De acuerdo a las experiencias examinadas, parece que la creación de las instituciones inmediatamente necesarias para el funcionamiento de las nuevas modalidades vigentes como los organismos de despacho, mercados mayoristas, regulación de precios y condiciones para el transporte y la distribución, regulación técnica en los respectivos subsectores, según los casos, se ha logrado con bastante efectividad. Sin embargo, no faltan críticas respecto a la eficiencia de estas instituciones y respecto al cumplimiento de las funciones que le fueron asignadas por los instrumentos legales o reglamentarios.

Para los primeros países en instalar la nueva institucionalidad de acuerdo a las modalidades de mercado en los subsectores electricidad y gas natural esta tarea fue especialmente difícil por no disponer de ejemplos a seguir y experiencias a aprovechar en la región. Chile y Argentina introdujeron sus nuevos sistemas de coordinación casi a partir de un diseño de laboratorio. Tuvieron, como antecedente, solo la experiencia de Inglaterra, el aporte de algunos otros países que estaban comenzando a discutir la aplicación de esta modalidad y a las propuestas teóricas de algunos economistas.

Rápidamente, casi en el curso mismo de su creación, estos entes tuvieron que ejecutar su nuevo oficio, que fue aprendido a través del proceso de prueba y error; debiendo realizarse numerosos ajustes sobre la marcha. Por otra parte, también las empresas tuvieron que aprender sobre el funcionamiento de los mercados, sobre los intrincados tecnicismos de los marcos regulatorios y a tratar con los entes reguladores.

Los países de la región han adoptado soluciones sorprendentemente diversas para esa institucionalidad sectorial. Así, por ejemplo, en algunos casos se optó por el



esquema de entes reguladores independientes para cada subsector, en otros se creó un ente conjunto para electricidad y gas y en ciertos países, el control y la fiscalización de los subsectores energéticos han sido incluidos dentro de un ente de regulación general los servicios públicos. En otros casos la función de regulación se comparte entre la autoridad energética del gobierno y una entidad supervisora.

En los países con mercados energéticos de pequeña dimensión, que han optado por la modalidad de mercado, el problema de eficiencia de la regulación es de particular importancia. La institucionalización de la regulación requiere de una cierta masa crítica, cuyo costo de funcionamiento puede llegar a superar a las eventuales ganancias de eficiencia que puedan lograrse por la introducción de la competencia, haciendo que los costos totales del sistema crezcan en lugar de reducirse. Una solución para este problema puede ser la instauración de procedimientos extremadamente sencillos de regulación y, por tanto, de menor costo.

Este problema de los costos de regulación se une con las posibles pérdidas de las economías de escala y de secuencia, derivadas de la introducción de la modalidad de mercado en sistemas energéticos de reducidas dimensiones. Estas consideraciones son en particular aplicables a la situación de los países de Centroamérica. Si existiera en esos países una voluntad política coincidente para la adopción de la modalidad de mercado, al menos por lo que se refiere a ciertos subsectores como electricidad, la integración en un mercado de mayores dimensiones constituiría una solución simultánea para esos problemas.

No faltan en ALC los otros problemas "clásicos" de la regulación, tales como *la asimetría de información* entre regulador y los actores regulados o *la cautividad de los reguladores*. El primer tipo de problema es particularmente relevante en la regulación de precios para el transporte y de los márgenes en el servicio de distribución. El segundo tipo de dificultades, que se agregan a las anteriores, son el resultado de las muy diferentes posibilidades económicas y, en algunos casos, también de capacidades técnicas de los entes reguladores y las empresas reguladas.

c) Insuficiencias de instituciones complementarias

Tal como se ha expresado, la adaptación de los marcos regulatorios e instituciones responsables de funciones complementarias, sobre todo para el



control antimonopólico y la protección del medio ambiente no ha recibido la misma atención.

En países donde no existe un control antimonopólico general, resulta necesario crear una institucionalidad sectorial específica, posiblemente en combinación con otras funciones de fiscalización y supervisión. Algunos de los problemas discutidos en el acápite sobre estrategias empresariales se deben en parte a la debilidad del control antimonopólico, tarea nueva en una región que no tiene tradición en materia regulatoria.

Es igualmente escasa en la región la tradición de instituciones a cargo de la protección del medio ambiente. El proceso de modernización del sector energético ocurre precisamente cuando se habían comenzado a dar los primeros pasos en la construcción de marcos regulatorios y nuevas instituciones en el terreno ambiental. Se había instalado una practica de evaluación y de condicionamiento ambiental de proyectos energéticos, impulsado y sostenido especialmente por las organizaciones de cooperación financiera y técnica internacional.

Existe ahora el temor de que la nueva modalidad de funcionamiento de los sistemas energéticos, que implica importantes cambios en la racionalidad o en la misión asignada a las empresas así como de la competencia acerca de las decisiones de inversión, junto con el retiro de la banca multilateral del financiamiento de los proyectos del sector, podría tener efectos negativos sobre el control de los impactos en el medio ambiente.

Los gobiernos enfrentan ahora la tarea de restablecer efectivamente los mecanismos que aseguren la necesaria protección ambiental dentro de las nuevas condiciones. Dada la preocupación internacional sobre este tema, los países de la región pueden contar con cooperación extraregional.

En otro plano, una vez establecida la apertura de los subsectores a los negocios impulsados por iniciativas a cargo de empresas privadas, éstas han forzado al gobierno y a los entes reguladores a acelerar la reglamentación de ciertos aspectos como el control de la explotación de reservas fósiles. También plantearon nuevas posibilidades como, por ejemplo, exportaciones e importaciones de gas natural frente a las que los gobiernos tuvieron que definir con apresuramiento no exento de cierta improvisación, nuevas regulaciones tendientes a resguardar el interés nacional.



Frente a una lógica de los nuevos actores en la que predominan fundamentalmente las visiones de corto plazo y pasadas las etapas principales de ejecución de las reformas, se requiere ahora que el Estado se fortalezca dentro de sus nuevas funciones, realizando los ajustes institucionales y regulatorios necesarios para complementar la necesaria formulación de políticas públicas activas compatibles con la sustentabilidad del desarrollo, en una perspectiva de largo plazo.

d) Falta de claridad respecto de las funciones de soporte de la política energética: información y planificación, investigación y desarrollo.

El cumplimiento de la función de información, en particular la de registro y organización de las estadísticas energéticas, se ha complicado notablemente debido a la atomización de fuentes resultante de la incorporación de nuevos actores. Por el contrario, en el caso de ciertas variables como por ejemplo los precios del mercado mayorista eléctrico que son controladas por los organismos de despacho o por entes reguladores, la información se han vuelto más rápidamente disponible y más confiable.

Algunos países han intentado asegurar la obtención de ciertos datos de las empresas por medio de disposiciones legales. En otros las propias empresas han comenzado a percibir la importancia de la información estadística para sus propias decisiones y empiezan a colaborar no después de una fase de cierto caos en los sistemas estadísticos sectoriales.

En el transcurso de la discusión e implementación de los procesos de reforma pudo observarse en la región un debate acerca de la necesidad y naturaleza de la planificación energética caracterizado por una fuerte carga ideológica. Ese debate, que progresivamente va avanzando hacia un tratamiento más práctico, se plantea con relación a cuestiones tales como el alcance, las etapas productivas y con el efecto normativo, indicativo, orientador o referencial, con que el Estado debería efectuar una planificación sustantiva del sistema energético.

Una posible manera de resolver esas cuestiones es la de incorporar a los marcos legales de los diferentes países, una normativa que establezca a ese respecto la división y asignación de responsabilidades. Si, con relación a la generación eléctrica, un país optara por una apertura limitada, en la que el Estado a través de una organización competente define el programa de expansión y concluye



contratos BOOT con actores privados, es evidente que necesita una planificación sustancial.

Si, por el contrario, se optara por la competencia en el eslabón de generación eléctrica, ese tipo de organización resultaría incompatible con una planificación subsectorial de tipo normativo. Sin embargo, siempre resultaría útil y necesario que el Estado realice una prospectiva sobre la expansión del sistema de generación, como orientación de los actores privados sobre sus expectativas.

El Estado podría mejorar la información de todos los actores y reducir el riesgo de inversiones equivocadas a través del fomento de estudios prospectivos realizados por terceros, ya sea institutos científicos o consultores, e inducir a las empresas del sector a participar en el debate de los resultados de su propia planificación estratégica. Además del Estado, existen en general otras organizaciones nacionales como fundaciones, partidos políticos, asociaciones empresariales, instituciones académicas o internacionales, que pueden efectuar o patrocinar estudios de este tipo sobre el sector energético.

La investigación y el desarrollo tecnológico ha mantenido su institucionalidad y vigor en casos donde se mantienen grandes empresas estatales, mientras tiene que ser reorganizado con un cambio de modalidad, donde antes era tarea exclusivamente de las empresas estatales.

e) Objetivos de la política energética con respecto al desarrollo sustentable: postergados para la post-reforma ?

Un carácter aún más improvisado tuvo el replanteo del tratamiento de los objetivos de la política energética relacionados con el desarrollo sustentable, es decir, un suministro energético que incorpora finalidades de promoción social, uso racional de la energía, aprovechamiento de energías renovables, seguridad de abastecimiento, etc.² Con excepción de la dimensión social, que recibió en algunos casos una atención especial aunque limitada al uso de parte de los fondos derivados de la venta de empresas, estos temas han sido desatendidos sistemáticamente en los nuevos marcos regulatorios y los esquemas institucionales. Recientemente, solo unos cuantos países han comenzado a dar un tratamiento más equitativo a estos objetivos. En los países más avanzados en el proceso de la transición se han constatado claras insuficiencias en las condiciones de tratamiento de estos objetivos y la progresiva toma de conciencia,



surgida del abandono de posiciones dogmáticas extremas, permite alentar esperanzas sobre la resolución de estas carencias.

e) La inercia del nuevo marco regulatorio: dificultad de correcciones y ajustes

Una vez vigentes, las disposiciones legales son interpretadas por los actores, se plasma una nueva estructura de organización sectorial y una práctica operativa acorde a ellas.

Sin embargo es usual que, después de cierto tiempo, se detecten imperfecciones, disfunciones o efectos no deseados y fallas al no lograrse los resultados esperados. Se reconoce que así las estructuras y las formas de funcionamiento son perfectibles.

Por el gran esfuerzo legislativo y los intereses que se organizan inmediatamente en base al nuevo modus operandi, parece difícil cambiar substancialmente leyes recientes. Se trata entonces de mejorar el marco legal por medio de reglamentos, que no siempre constituyen las soluciones más adecuadas.

Las empresas que entretanto se han establecido de manera sólida dentro del sistema, de acuerdo con la normativa vigente, pueden plantear fuertes resistencias a la introducción de cambios que afecten sus intereses. Las autoridades chilenas han tratado de fomentar el acceso de nuevos actores, apoyando incluso esa acción mediante el abastecimiento de gas natural a través de la importación, a fin de solucionar el problema de concentración de la generación eléctrica en el Sistema Interconectado de la Zona Central, con módicos resultados.

A diferencia del caso chileno, en el sistema eléctrico argentino se ha introducido una serie de cambios en el nuevo marco regulatorio a medida que su funcionamiento en la práctica iba evidenciando carencias o defectos. Sin embargo, también quedó claro que, en algunos aspectos, esas modificaciones fueron solo segundas mejores opciones frente a cambios de fondo en el marco legal o en sus reglamentos básicos.

En caso de que se descubran ciertas disfuncionalidades, podría comprobarse que resulta muy difícil pensar en modificaciones del marco regulatorio básico. Quedaría entonces como opción la formulación de políticas de fomento, utilizando otro tipo de instrumentos, como por ejemplo, fiscales a través de



impuestos o subsidios y de control directo especialmente en materia de protección ambiental.

2.3.3. Participación privada: Incorporación de nuevos actores y desincorporación de activos

Pueden distinguirse tres formas principales de viabilizar la participación privada en las actividades energéticas dentro de la modalidad del mercado:

- Limitar su participación a los nuevos negocios, es decir, a la expansión del sistema y, eventualmente, también a las inversiones de reposición.
- Ofrecer una participación estratégica a actores privados en empresas estatales.
- Privatizar los activos del sistema existente y dejar exclusivamente a cargo de los actores privados las inversiones de expansión.

La diferencia más importante es que en el primer caso no hay una desincorporación significativa de activos, en el segundo caso, aunque la haya, la misma puede tomar la forma conocida a partir de la experiencia boliviana como capitalización.

En términos generales las observaciones realizadas parecen indicar que las primeras dos formas de participación privada constituyen pasos transitorios hacia la tercera forma.

En algunos países el proceso de privatización comenzó antes de que se hubiese definido el nuevo marco legal del respectivo subsector, como ocurrió en la privatización de la empresa Light de Rio de Janeiro y de otras distribuidoras eléctricas en Brasil. Eso pudo realizarse por tratarse de un país con una estructura diversificada de empresas estatales que operan en un marco relativamente estable. Sin embargo, tuvo sus tropiezos, atendiendo a la forma en que algunos compradores potenciales se retiraron de la operación.

El orden más adecuado para poner en marcha un proceso de desincorporación de activos supone que, antes de entrar en la fase definitiva de privatización, se establezcan los marcos regulatorios respectivos, se revisen los precios de los correspondientes energéticos y se adecue la organización institucional.



En el proceso de desincorporación, los gobiernos recurrieron a consultoras internacionales y otras empresas para las diversas tareas de determinar el valor de los activos, escoger las formas adecuadas de privatización, atraer el interés de los potenciales inversionistas, evaluar las ofertas, organizar y asegurar el proceso de transacción, según la modalidad de venta escogida, etc.

Aparte de la definición del marco regulatorio bajo la forma de un cuerpo legislativo, el proceso de desincorporación de activos es el más sensible de las reformas. Toda vez que la transferencia real de poder de decisión y el patrimonio del Estado representante del conjunto de la sociedad. Además, en este acto se transfieren derechos que significan ingresos futuros por rentas de recursos naturales que pertenecen al patrimonio inalienable de la sociedad en su conjunto. En consecuencia, dicho proceso debería desarrollarse con la más alta transparencia, así como la mayor participación y fiscalización social posible. Este tipo de cuidados, además de asegurar una mayor equidad en ese tipo de transacciones, aporta a una más sólida seguridad jurídica para los nuevos actores.

3. La integración energética, proceso impulsado por la modernización del sector energía

Hasta 1990, la integración en América Latina implicaba una constante lucha para superar obstáculos. Hubo adelantos importantes en la integración energética solamente cuando las ventajas de un proyecto parecían suficientemente grandes para justificar el costo y esfuerzo de superar todos sus obstáculos y suscribir acuerdos bilaterales o trilaterales. La integración avanzó progresivamente en forma de proyectos, exportaciones e importaciones basadas en contratos específicos o contratos entre empresas nacionales bajo acuerdos bilaterales, convenios de oferta energética multilateral como el Acuerdo de San José o globalmente por la creación de organismos internacionales, en el sector como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Asistencia Recíproca de Empresas Petroleras de América Latina (ARPEL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Comisión Eléctrica de América Central (CEAC) y otros encargados de realizar acciones de integración de menor nivel como asistencia técnica o cooperación. Los principales actores fueron los gobiernos y las empresas energéticas, acompañados de instituciones de financiamiento multilateral y bilateral o la banca privada³.



El sostenido aumento del comercio intrarregional desde fines de los años ochenta se debe principalmente a la sucesiva apertura unilateral de un número cada vez más mayor de economías en ALC y el regreso de los flujos financieros internacionales a la región, permitiendo el levantamiento de las restricciones monetarias. Un resultado inmediato del libre comercio fue el aumento en el comercio intrarregional de energías transables, tales como crudo y derivados de petróleo. El comercio entre subregiones creció con mayor intensidad aún.

La reestructuración, la incorporación de nuevos actores y la desincorporación de activos que se están realizando también en los subsectores de electricidad y gas de diferentes países han multiplicado el número de actores o empresas en búsqueda de oportunidades de negocios. Las estrategias empresariales, desde luego, desplazan a los incentivos políticos como impulsor principal de la integración energética, lo que alentó a los encargados de establecer las políticas nacionales para tomar decisiones, por ejemplo sobre los gasoductos internacionales,. Así, la dinámica de los procesos de integración energética subregional ha adquirido una fuerza inesperada y eso promoverá el crecimiento que se ha proyectado. En este año empieza a operar el primero de varios proyectos de comercio intraregional de gas natural.

Esta última observación vale sobretodo para el sur de la región, mientras en la subregión de América Central todavía prevalecen las iniciativas gubernamentales.

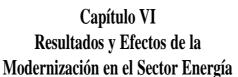
Tratados existentes de integración económica subregional como Mercosur, el Grupo Andino (GRAN), el Grupo de los Tres (México, Colombia, Venezuela), MCCA y CARICOM han respondido a esa nueva dinámica de integración tanto en el sector energético como en otros sectores. Algunos han podido organizar en forma rápida y efectiva grupos energéticos dentro de sus subregiones (Grupo de Trabajo No. 9 de Mercosur, el Foro Energético Regional de América Central FREAC con su Comisión de Hidrocarburos CCHAC), para poder asistir a los organismos subregionales y gobiernos a adelantar este proceso en el sector energético.

La Cumbre de Miami sobre integración hemisférica ha creado un nuevo foro institucional y un nuevo movimiento para la integración de América del Norte, del Sur y Central y del Caribe. Queda por ver si se concreta el movimiento. Es evidente que Estados Unidos busca aumentar el comercio de energéticos y bienes asociados con la energía para asegurar especialmente su propia



seguridad de suministro con base en los abundantes recursos energéticos de América Latina, mientras para los países de la región el objetivo es más bien el desarrollo sustentable y competitivo del sector energético en sus dimensiones económica, social y ambiental.

- Como subraya el Banco Mundial en su último informe sobre el desarrollo mundial, "el buen gobierno no es un lujo, sino un artículo de primera necesidad para el desarrollo" es preciso delinear su papel, sus tareas y las nuevas circunstancias del sector energía, ver Banco Mundial, Informe sobre ele Desarrollo Mundial 1997, Banco Mundial Washington 1997.
- Ver respecto a este concepto OLADE/CEPAL/GTZ, "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe: Enfoques para la política energética" Quito 1997
- Ver el estudio sobre la integración energética preparado como Tema Focal de la reunión de Ministros de OLADE 1995 y posteriormente publicado OLADE. "Integración energética en América Latina y El Caribe", Quito 1996.



1. Preguntas pertinentes y dificultades para apreciar los efectos de la modernización

En los capítulos anteriores se ha podido constatar que la gran mayoría de los países de ALC ha realizado transformaciones significativas en al menos uno de los subsectores energéticos. Además, se ha podido concluir que casi todos los países se han puesto a tono para definir el rumbo futuro del sector, aún cuando los logros en su ejecución se encuentran en diferentes puntos del camino hacia la modernización.

En el último capítulo se analizó el papel que jugaron los órganos del Estado en este proceso y se identificaron tareas pendientes. En este capítulo se intenta señalar resultados de la modernización del sector y sus efectos dentro y fuera del mismo.

Las preguntas que surgen del análisis de esas experiencias de reforma en los países de la región son muy variadas. Entre tales interrogantes se destacan las siguientes:

- Cuál ha sido el resultado a nivel del desempeño de las unidades empresariales del sector? Esto es, queremos conocer el desarrollo de la eficiencia productiva.
- Cuál ha sido el resultado en cuanto a la eficiencia estructural?. Se ha vuelto más apropiada la contribución relativa de los subsectores en la oferta y en la estructura de transformación energética?
- Cuál ha sido el impacto en la eficiencia del uso de la energía?



- Cuál ha sido el impacto de los procesos de reforma sobre el grado de eficiencia en el uso de los recursos energéticos y otros de la economía en general? Qué fue, entonces, de la eficiencia asignativa?
- Qué ha pasado con el abastecimiento del mercado interno: Ha sido más suficiente, de mejor calidad, más diversificado, y más seguro?
- Cuál ha sido la contribución de las reformas a los objetivos macroeconómicos, en particular sobre el crecimiento, los equilibrios fiscales y externos, el empleo y la estabilidad de precios?
- Cuál ha sido el impacto de las actividades de producción, transporte, distribución y consumo de energía sobre el medio ambiente?
- Cuál ha sido el efecto sobre la dotación y disponibilidad de recursos naturales energéticos?
- Se han modificado las posibilidades de acceso de los estratos más pobres de la población en cantidad y calidad, a los servicios básicos de energía?

Todas estas preguntas apuntan a los efectos inmediatos o indirectos por el modo de manejo sectorial, es decir las modalidad de coordinación, la política de precios, etc., y por los cambios con respecto a éste. No obstante, es preciso mirar más allá de los resultados directos, buscados por la gestión sectorial y las decisiones y programas de política energética referidas al nivel de inversión, desempeño operacional, reducción del presupuesto estatal, etc.. Estos resultados constituyen un primer paso en el análisis de los efectos.

Resulta claro que lo ideal sería poder contar con un análisis empírico que asocia resultados y efectos con las modalidades vigentes y los diferentes pasos de la modernización.

Sin embargo, al tratar de responder preguntas como las indicadas, para el conjunto de países de ALC, e identificar empíricamente los efectos de la modernización, se ha enfrentado una serie de problemas de orden metodológico y de disponibilidad de información:



- Si bien es posible agrupar países en función de modalidades de coordinación introducidas por las reformas dentro de cada uno de los subsectores, la combinación de las mismas para el conjunto de los subsectores se multiplica considerablemente y la tipificación se vuelve poco factible. Países que realizaron una reforma parecida en el sector eléctrico, discrepan en las transformaciones introducidas en el sector petróleo y pertenecen a distintas categorías en el caso del gas y el carbón.
- Si bien en varios países la modalidad de funcionamiento del sector o de subsectores energéticos en la actualidad puede ser parecida, el sendero recorrido en el proceso de cambio es muy diferente. Además, en algunos países esa modalidad ya existía desde antes de las reformas, mientras que en otros fue consecuencia de cambios muy importantes. Por otra parte, la secuencia y el tiempo empleado en la ejecución de las reformas han sido también distintos.
- El momento de la reforma principal en los subsectores se ubica en distintos puntos de una línea temporal. Además, en algunos casos es difícil identificar con precisión el momento principal, porque el proceso continuó por varios años, sobre todo en lo que se refiere a la implementación. Incluso, hay casos en los que aún no es posible constatar la concreción de ciertas reformas, a pesar de que las leyes correspondientes han sido promulgadas hace bastante tiempo. En otros casos los cambios son recientes o se encuentran todavía en curso.
- Los intentos por separar la influencia de la modernización de las consecuencias de otros hechos de carácter económico global, social o político se enfrentan a serias dificultades metodológicas.
- Por último, pero no menos importante: Hay una carencia de datos específicos que resultan necesarios para la evaluación de los efectos de las distintas modalidades que adoptó la modernización en los sistemas energéticos de la región. Además, en las series de datos pueden sentirse los efectos mismos de la modernización por cambios de definición, cambios de manera de relevamiento y en la ponderación de distintos elementos, que distorsionan los resultados.



A pesar de todos estos problemas, se ha avanzado en dirección de una apreciación profunda de la modernización. Con este propósito se han elaborado criterios para identificar efectos, estableciendo una base de datos y efectuando algunos análisis.

El trabajo empírico debería continuarse, con base en datos revisados y complementados para todos los países del área. Esta es tarea todavía pendiente.

2. Temas relevantes y procedimiento de análisis

En el Gráfico VI.1 se presenta un esquema que pretende describir un procedimiento propuesto para realizar el análisis.

El punto de partida de este esquema, reconoce que las modalidades de coordinación y el régimen de propiedad adoptados tienen una influencia decisiva en el desempeño del sector energía en sus diferentes niveles, impactando de modo diferencial en el uso del patrimonio de recursos naturales y sobre el desarrollo económico y social. Dentro de ese análisis se espera poder identificar diferencias, en tales dimensiones, entre países que siguieron distintos modelos de desarrollo energético. También se pretende examinar los impactos de los cambios impulsados por la modernización dentro de los sistemas nacionales.

Además de las modalidades de coordinación y del régimen de propiedad, la política de precios, influenciada en cierta medida por aquellas, constituye un determinante significativo para el actual comportamiento del sector energético, así como para su evolución futura. En consecuencia, las modalidades de coordinación, el régimen de propiedad y la política de precios constituyen los elementos más importantes de las condiciones marco.

En lo que se refiere a la secuencia de exposición, resulta más conveniente comenzar con el análisis de efectos dentro de los propios subsectores. Es en el desempeño de los subsectores, es decir, su capacidad para cumplir las funciones asignadas, sobre todo aquellas ligadas con el financiamiento de las inversiones necesarias y con la eficiencia productiva con que se efectúan tales funciones, donde se focaliza el análisis de las reformas sectoriales.



Grafico VI.1: Esquema metodológico-conceptual para el análisis de los efectos de la modernización en el sector energético



Luego de ese análisis, resulta pertinente examinar la nueva articulación de los diferentes subsectores dentro del conjunto del sistema energético. A este respecto se pretende evaluar, con un criterio económico, si los subsectores y las tecnologías disponibles ocupan el espacio que les corresponde dentro del sistema. Se hace así referencia a la eficiencia estructural.

A partir de allí se procede al análisis de un complejo conjunto de temas relevantes, especialmente de los relativos al abastecimiento. Dentro de las prioridades establecidas entre los objetivos de la política energética, el abastecimiento del mercado interno ocupa tradicionalmente el primer lugar en la mayor parte de los países de ALC. En tal sentido, interesa investigar cuáles de entre las condiciones macrosectoriales (modalidades de coordinación, régimen de propiedad, política de precios) tienen los mejores resultados respecto a la cantidad y calidad del abastecimiento, así como en lo relativo a su seguridad y costos de suministro.

Los temas del abastecimiento se relacionan tanto con el desarrollo económico y social, como con la preservación del medio ambiente. Por el lado económico, el abastecimiento energético puede contribuir, en mayor o menor grado, a la competitividad de la economía. Desde la perspectiva social su contribución se vincula con la cobertura de necesidades básicas y de la calidad de vida. Por lo que se refiere a la dimensión ambiental las alternativas de abastecimiento pueden tener impactos muy diferentes y ello se vincula estrechamente con las modalidades de coordinación.

Estrechamente vinculado al tema del abastecimiento aparece el de la eficiencia en el uso de la energía, tema que progresivamente se ha vuelto una de las principales preocupaciones de la política energética. En función de ello, es preciso examinar la evolución de la intensidad energética o su inversa, la productividad energética, en el consumo.

El siguiente grupo de temas se relaciona con el análisis de los efectos macroeconómicos de las diferentes condiciones marco, así como de las políticas impulsadas en los sistemas energéticos. Dentro de ese grupo de temas se destaca el vinculado al déficit fiscal, por ser una de las principales motivaciones que impulsaron las reformas en el sector de energía. Pero interesan también las consecuencias de la evolución sectorial sobre otras variables y metas de la



política macroeconómica, tales como el equilibrio en el comercio externo, la estabilidad de precios, el empleo y la dinámica de crecimiento en general.

Dentro de los aspectos macroeconómicos se ubica asimismo el tema de los eventuales efectos redistributivos. Tales efectos se agregan a la cuestión social junto con la mencionada dimensión del abastecimiento y los aspectos del empleo y de los precios. En este caso el interrogante se centra en la manera en que las distintas modalidades de coordinación, de regímenes de propiedad y de políticas de precios inciden en la apropiación y redistribución de las rentas de los recursos energéticos y en la distribución de las mejoras en la productividad.

A continuación es pertinente analizar los impactos del desarrollo del sistema energético sobre los recursos en general y, los naturales en particular, y el medio ambiente en especial. Las diferentes condiciones marco tienen efectos directos sobre tales dimensiones, pero también las impacta de manera indirecta, a través de sus efectos en la eficiencia energética y estructural en el sector y en el uso energético final.

Se propone resumir el análisis esquemático propuesto hasta este punto, mediante la consideración del desarrollo del capital natural y productivo en general. El indicador sintético de "Ahorro Genuino" planteado por la Vicepresidencia ESD del Banco Mundial, reúne algunos aspectos como la inversión neta en capital fijo, explotación de recursos naturales, degradación del medio ambiente, que son afectados por el desarrollo energético. Es por ello que dicho indicador genérico constituye una primera aproximación para una evaluación sintética de los efectos de la estrategia de desarrollo de un país¹.

Interesa también un análisis de las consecuencias de las reformas energéticas (y de las modalidades de coordinación adoptadas) sobre el plano político, especialmente en lo que se refiere a la viabilidad de las acciones vinculadas con las políticas públicas. La modalidad de control central lleva consigo un potencial mucho más importante de manejo político y de instrumentalización del sector para objetivos macroeconómicos, sociales, etc. Pero también existe la posibilidad de aprovechar el gran potencial político-económico que representan las empresas estatales a favor de los intereses de grupos particulares o en función de objetivos partidarios, con ciertas consecuencias sobre la gobernabilidad interna.



El modelo de coordinación por el mercado puede, por el contrario, significar una cierta desconcentración de poder. Para conseguir esto, hay que evitar un nuevo desequilibrio que supondría la concentración de las actividades sectoriales en manos de un reducido grupo de actores privados, generando así una asimetría de poderes en favor de éstos frente a los entes públicos, lo que a su vez restaría espacio al Estado para su política interna.

Una reducción semejante de grados de libertad política hacia el exterior podría ocurrir si el Estado no maneja cuidadosamente sus compromisos con las empresas transnacionales y con las organizaciones multilaterales, en lo que se refiere a las reglas de entrada y salida en los mercados del país y no aprovecha suficientemente las oportunidades de integración y cooperación con los países de la región.

3. Una primera aproximación

A pesar de la limitación de recursos y de tiempo para la realización de este análisis, atendiendo tanto a la amplitud de la temática como a las dificultades expuestas al inicio de este capítulo, se intenta aquí presentar una primera aproximación a la evaluación de las consecuencias de las reformas, de acuerdo con el esquema interpretativo planteado.

No se trata de un análisis acabado y detallado de tales efectos, sino más bien una presentación panorámica del desarrollo energético en los países de ALC en la etapa de modernización durante los últimos tres lustros, de modo que permita obtener algunas conclusiones sobre resultados y efectos de los modelos de coordinación y de estrategias de política energética adoptados en la región.

Como se ha dicho antes, este análisis es una primera aproximación con base en la cual, se procede al final de este capítulo a una primera interpretación y evaluación.



3.1. Evidencias a nivel del sector eléctrico

Con el propósito de una análisis comparativo, se han conformado 4 grupos de países con dos criterios: pertenecer a un conjunto subregional y considerando, además, el que hayan efectuado una reforma profunda antes de 1995.

- Grupo 1: Países de América del Sur que efectuaron una reforma profunda con cambio de modalidad y de régimen de propiedad en el sector eléctrico antes de 1995
- Grupo 2: Países de América del Sur y México, que no efectuaron una reforma profunda en el sector eléctrico antes de 1995. Pueden haber ocurrido otros pasos de modernización o una reforma desde 1995 en adelante.
- Grupo 3: Países de América Central
- Grupo 4: Países del Caribe

3.1.1. Modalidad de coordinación y precios

El primer tema, relacionado con las condiciones marco, es la interrelación entre la modalidad de coordinación sectorial y precios. Se comparan las series de precios promedio de electricidad residencial (Gráfico VI.2) e industrial (Gráfico VI.3) en América Latina desde 1980 a 1996, convertidos a Dólares de EE.UU. Para poder compensar precios entre los diferentes países, se optó por calcular en dólares de E.E.U.U. Esto implica entre otros que las fluctuaciones en el tipo de cambio causan variaciones de precios aunque en el mercado interno y relativo al nivel de precios de otros productos y servicios no hubo variaciones. Interesan en primer lugar, los cambios de nivel de precios y las tendencias, no tanto el nivel mismo, que puede o no estar relacionado con el nivel de costos: los precios promedio se calculan por con una simple división de las ventas por la cantidad vendida.

En el primer grupo, se observa un aumento abrupto de los precios de electricidad empezando en algunos casos en estrecha relación temporal con la reforma efectiva (Chile 1988, seis años después de la reforma legal, un año antes de la privatización de ENDESA; Argentina 1990, un año antes de la reforma que inició el proceso de la privatización; Perú 1992, años de la reforma e inicio de las privatizaciones;



Colombia 1994, año de la reforma efectiva con la instalación del ente regulador) o, en otros casos cambios de precios, sin relación directa con la reforma (Bolivia alzas en 1986 y 89, reforma aprobada en 1994; y alza en Perú en 1990).

A partir de las alzas, los promedios siguen incrementándose salvo en caso de los precios de electricidad industrial en Argentina. Abstracción hecha de este último caso, no se observa todavía una reducción de precios, al menos no al nivel promedio. Puede haber varias causas: ajuste de precios por etapas en el curso de la implementación de reformas; eliminación gradual de subsidios; promedios que no representan correctamente la evolución; efectos aparentes por las variaciones en el tipo de cambio, etc., que

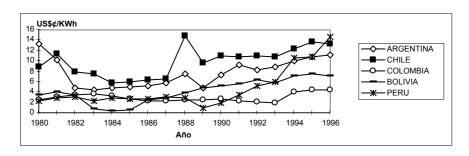
quedan para un análisis más detallado. El bajo nivel de los precios residenciales en Colombia refleja la persistencia de un subsidio importante, que se reducirá a pocos estratos en forma escalonada en un período de varios años.

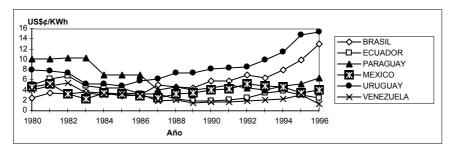
En el segundo grupo, se observa una tendencia al alza de precios promedio de electricidad desde finales de los años 80, en el subgrupo de países del Cono Sur (Brasil, Uruguay y, a un nivel inferior, Paraguay), mientras en el otro subgrupo (Ecuador, México, Venezuela) se observan alzas puntuales, que se erosionan en términos reales, posiblemente por efectos inflacionarios que se transmiten por medio del tipo de cambio.

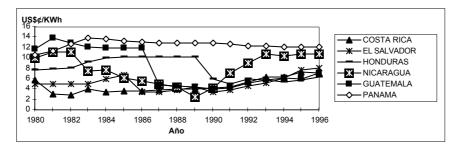
Dentro del grupo de países de América Central, llama la atención la tendencia convergente de los precios, que en el caso de electricidad industrial conlleva a una banda estrecha de precios desde 1994. Los otros países, independientemente de reformas profundas del subsector acercan el nivel de precios de electricidad al de Panamá, que tradicionalmente mantiene el nivel más alto. Es muy expresiva, además, la reducción de precios en Guatemala en 1987, dos años después de la entrada en servicio de una capacidad hidráulica importante. Los cambios de modalidad en Guatemala, El Salvador y Panamá son demasiado recientes para explicar los incrementos de precios que vienen aplicandose desde 1990. Tal vez la apertura limitada en forma de incorporación de terceros manteniendo el principio del comprador único, que se está practicando en la región desde algunos años, especialmente en Guatemala, El Salvador, Costa Rica, y Nicaragua haya contribuido a esta tendencia.

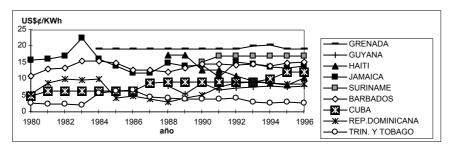


Gráfico VI.2: Precios promedio de electricidad residencial



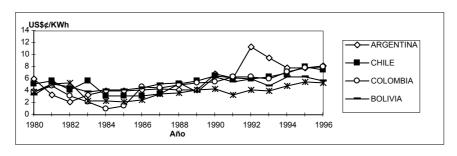


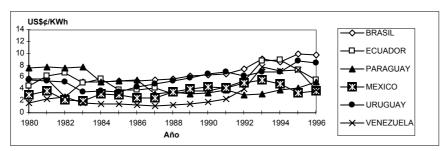


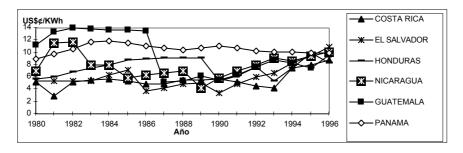


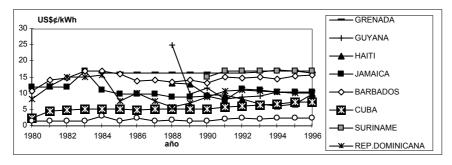
Fuente: SIEE, OLADE/CE.

Gráfico VI.3: Precios promedio de electricidad industrial









Fuente: SIEE, OLADE/CE.



Dentro del grupo de países de América Central, llama la atención la tendencia convergente de los precios, que en el caso de electricidad industrial conlleva a una banda estrecha de precios desde 1994. Los otros países, independientemente de reformas profundas del subsector acercan el nivel de precios de electricidad al de Panamá, que tradicionalmente mantiene el nivel más alto. Es muy expresiva, además, la reducción de precios en Guatemala en 1987, dos años después de la entrada en servicio de una capacidad hidráulica importante. Los cambios de modalidad en Guatemala, El Salvador y Panamá son demasiado recientes para explicar los incrementos de precios que vienen aplicandose desde 1990. Tal vez la apertura limitada en forma de incorporación de terceros manteniendo el principio del comprador único, que se está practicando en la región desde algunos años, especialmente en Guatemala, El Salvador, Costa Rica, y Nicaragua haya contribuido a esta tendencia.

En el grupo caribeño se observa una constancia de los precios promedio de electricidad. Se destaca el nivel consistentemente alto de precios en Barbados, Grenada, Suriname y Jamaica por un lado, y el nivel constantemente bajo de los precios en Trinidad y Tobago, dejando a Cuba, Haití, República Dominicana y Guyana, en un nivel intermedio. El tipo de combustible, su precio y la tecnología de generación parecen determinantes fundamentales de los precios de electricidad. Aparentemente, salvo en casos específicos, se realizó la tarificación con base en los costos financieros.

Las observaciones respecto a la evolución de los precios promedio permiten las siguientes conclusiones preliminares:

- La apertura limitada puede haber contribuido a la necesidad de incrementar precios.
- La modalidad del mercado y las privatizaciones implicaron reformas profundas en países con niveles de precios insuficientes, que llevaron a alzas abruptas y/o sostenidas.
- Aún no se observan señales claras de reducción de precios con posterioridad a las reformas.



 Parece existir un importante factor subregional: en América Central y en el Cono Sur se observa una tendencia convergente de precios, independientemente de la reforma.

3.1.2. Eficiencia productiva

Entre los indicadores relevantes para evaluar la eficiencia productiva del sector eléctrico se encuentra la productividad por empleado, la eficiencia energética de la generación térmica, las pérdidas del sistema de transporte y distribución, la relación entre capacidad disponible y carga máxima y la estructura tecnológica de esta capacidad. Los últimos indicadores informan también sobre otros criterios (eficiencia estructural, calidad y seguridad de suministro en el corto plazo).

No se dispone de una base de datos sistemática, completa y actualizada respecto a estos indicadores, lo que limita, entonces, el alcance de las afirmaciones posibles respecto a este punto. Es muy deseable un trabajo específico de relevamiento y procesamiento de datos.²

Con base en información puntual y series preliminares, son posibles las siguientes afirmaciones

La productividad laboral (medida por el indicador ventas por trabajador) ha aumentado drástica y rápidamente en los casos de desincorporación de activos a nivel de empresas. Sin embargo, en el transcurso de los últimos 15 años, también las empresas estatales no privatizadas realizaron incrementos significativos de productividad laboral.

Las series de datos sobre pérdidas en transporte y distribución (gráficos VI.4) a nivel de datos agregados no vislumbran evidencia conclusiva de los efectos de reformas profundas en el subsector: mientras las reducciones de pérdidas en Chile desde 1988 y Argentina desde 1992 podrían indicar efectos positivos, la evolución en Perú y Colombia apunta en otra dirección, al contrario de la información sobre casos específicos privatizados. Parece preciso analizar los datos con más detalle para identificar las razones, que pueden consistir en hechos reales, como la incorporación de nuevas líneas de transporte etc., o en cambios estadísticos. Las informaciones a nivel de empresas mencionadas no solamente en Argentina indican una reducción muy significativa de las pérdidas de



distribución, sobretodo la erradicación del robo y del fraude. Iguales tendencias demuestran las empresas en el Perú.

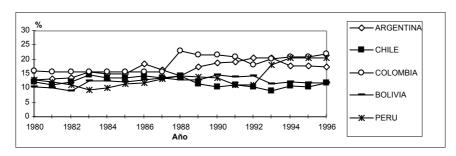
En general se distinguen en todos los grupos diferentes niveles de pérdidas. Un subgrupo con pérdidas por debajo del 15% (Chile, Bolivia; Paraguay; Costa Rica, Guatemala, El Salvador; Cuba, Trinidad y Tobago, Barbados, Suriname) y otro grupo con pérdidas alrededor del 20%, y finalmente un grupo con pérdidas mayores (Nicaragua, Honduras, República Dominicana, Guyana y Haití). Aparte de ineficiencias técnicas y de gestión, existe una serie de factores técnicos que determinan el nivel de pérdidas, sobre todo la configuración de la red en relación al consumo. Como favorecidos aparecen sistemas pequeños sin transmisión de larga distancia (sistemas isleñas), sistemas interconectados intermedios de consumo intenso (por ejemplo Chile) y sistemas de mayor transmisión sin mayor distribución (Paraguay). Los sistemas de alta concentración de consumo en Europa documentan pérdidas debajo de 10%.

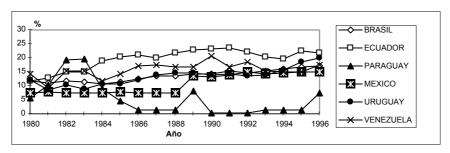
Respecto a algunos países de América Central y Andinos, hay que tomar en cuenta la inestabilidad política que llevó hasta a la destrucción de instalaciones de transmisión y obstaculizó por ciertos períodos el mantenimiento de las mismas.

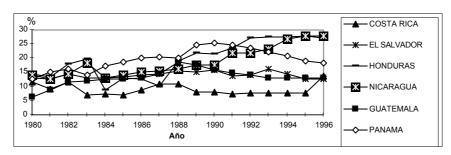
Los datos disponibles sobre el margen de reserva en los sistemas eléctricos de los países de ALC tienen como mayor defecto que se dispone solamente de la capacidad de generación instalada en vez de la capacidad disponible. En caso de que dentro de la capacidad instalada se encuentre una parte importante con característica de menor disponibilidad (por causas no controlables como la hidráulicidad), su relación de capacidad instalada con la carga máxima puede ser alta sin que significa mayor margen. De hecho, las series de datos disponibles demuestran una relación aparentemente suficiente con márgenes de al menos 30%, aún en los países donde se experimentaron apagones crónicos en los últimos años.

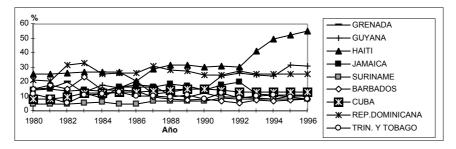


Gráficos VI.4: Pérdidas en los sistemas de transporte y distribución de electricidad









Fuente: SIEE, OLADE/CE.



Por el otro lado, valores muy altos superiores al 100% indican una alta capacidad ociosa, si no se logra exportar una parte de ella. Así, en varios países en el momento de instalar una nueva capacidad relativamente importante, en relación al tamaño del sistema aparecen segmentos ociosos de capacidad.

La cuestión de una capacidad apropiada en tamaño y estructura merece mayor análisis.

3.1.3. Incrementos de capacidad e inversiones

Para comparar la evolución de la capacidad de generación se relaciona la capacidad de todos los países en forma de un índice con base 100 para el año 1990 (gráficos VI 5).

Hasta 1996, no se observa claramente un incremento de capacidad de generación en los sistemas en que se hizo una reforma profunda, con exepción de Chile. En los otros países de este grupo, el incremento no es extraordinario, y en parte, son resultados de decisiones anteriores. Por el *time-lag* habitual de adiciones a la capacidad, los efectos empiezan a verse a los 5 años después de la reforma.

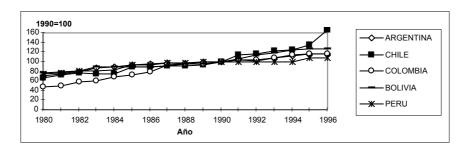
En Argentina, la nueva capacidad de generación incorporada por los actores privados superó desde 1997 las incorporaciones por decisiones estatales anteriores y facilitó una considerable mejora de la disponibilidad.

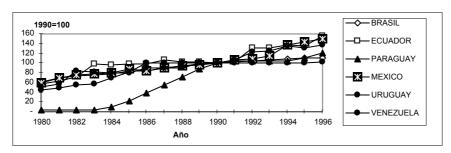
Sería interesante disponer de series de datos sobre inversiones en el sector eléctrico, que permitirían indicar con anticipación adiciones de capacidad. En el recuadro IV 1 se presentan las conclusiones de un análisis específico del caso de Chile, tomando en cuenta las inversiones y las adiciones de capacidad en construcción. Además de servir como ejemplo de una mayor información constituida por datos de inversión y de proyectos en construcción, es un análisis más acabado de las condiciones y razones para tal desarrollo.

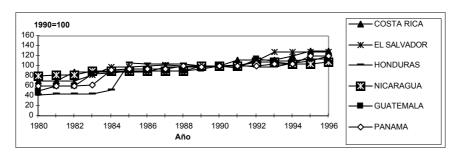
En el grupo 2 aparecen como países con mayores incrementos desde 1990 México, Uruguay y Ecuador, mientras la capacidad de generación en Venezuela, Paraguay y Brasil parece estable. Ecuador debe este incremento a la adición de su más importante unidad, que no tuvo el impacto positivo esperado por falta de disponibilidad. La falta de capacidad adicional en Venezuela y Paraguay, a su vez, no es alarmante por niveles suficientes alcanzados antes de 1990, mientras la evolución en Brasil es expresión de un deficiente crecimiento de capacidad.

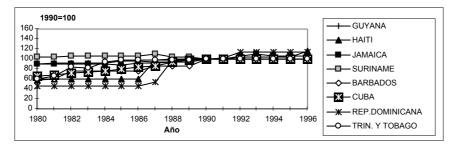


Gráficos VI.5: Evolución de la capacidad de generación eléctrica









Fuente: SIEE/OLADE.CE.



Las series de datos para los países con sistemas de tamaño reducido evidencian la importancia relativa de cada unidad de generación. La curva es determinada por una o dos adiciones mayores, que pueden depender de situaciones distintas. Asimismo, no es posible distinguir el impacto de una política como la de la apertura limitada.

3.1.4. Estructura de generación

En un conjunto de países de Sur y Centroamérica (Brasil, Costa Rica, Ecuador, Honduras, Paraguay, Perú, Suriname y Uruguay), la participación hidráulica alcanza en los últimos 10 años niveles sostenidos por arriba del 75% de la generación eléctrica. Otros países incluyendo Colombia, Chile, Guatemala, Haití, Panamá, alcanzan porcentajes similares, pero con más variedad. (ver gráfico VI.6). Esta participación es muy alta respecto a los estándares internacionales. Parecería que la modalidad de control central y de las inversiones estatales en una situación de alta liquidez sería explicativa de esta participación. Es cierto que al momento de tomar las decisiones respectivas, esa modalidad estaba vigente en todos los casos. Es difícil de comprobar que una modalidad de coordinación del mercado pudiese haber legado al mismo resultado.

Argentina llega a su más alta participación igualando el nivel en los años ochenta en los últimos tres años, en el período de vigencia de la modalidad del mercado pero con decisiones tomadas mucho antes y con reglas favorables al uso de la capacidad hidroeléctrica en el despacho actual.

Mientras en la mayoría de los países existen grandes dificultades financieras para realizar proyectos de mayor capacidad hidroeléctrica, es justamente en el caso de Chile donde se registra un proyecto de esas características pese a una oposición importante por razones ambientales.

Otras posibilidades de generación eléctrica con base en recursos renovables, han alcanzado una cierta relevancia en México y El Salvador mediante utilización de la geotermia, y en países donde la autoproducción con base en residuos agroindiustriales ha sido tomada en cuenta como en Cuba, Guatemala, Haití, Jamaica y República Dominicana.



Recuadro VI 1: Inversiones en el sector eléctrico en Chile

Las inversiones anuales del sector eléctrico de Chile que alcanzaron durante el período 1982-88 un nivel de 350 millones de Dólares de EE.UU., subieron durante el período de 1989-96 a un nivel de 600 millones USD/año y se proyectan para 1997-2000 por encima de 1200 millones USD/año.

Se proyecta para el año 2000 una capacidad instalada de generación de 12000 MW aproximadamente, que significa un crecimiento de 100% respecto del año 1995.

Las condiciones que favorecían este crecimiento son:

- · estabilidad económica, política y fuerte crecimiento económico
- · bajo riesgo país
- · el mercado chileno es puente para la región
- sistema tarifario que asegura alta rentabilidad
- · regulación permisiva a la integración vertical

La gestión privada se benefició por:

- · activa participación del Estado en otorgamiento de estímulos
- · activa participación en la conformación de grupos empresariales
- acceso a financiamiento
 - * participación de las AFP (Fondos de pensión)
 - * profundización de la bolsa de valores
 - * acceso a financiamiento externo

El beneficio para los usuarios depende de:

- diseño del sistema de regulación
- la capacidad pública de gestión de dicho sistema

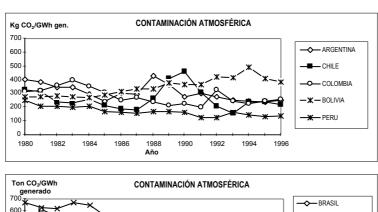
Fuente: Graciela Moguillansky: La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno, Documento de Trabajo de CEPAL, Santiago de Chile 1997.

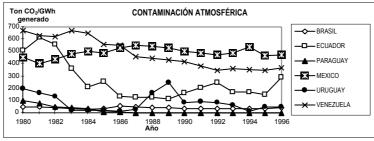
3.1.5. Contaminación atmosférica

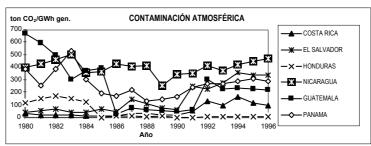
Como resultado de la alta participación hidráulica, la intensidad contaminante de la generación eléctrica se mantiene en la gran mayoría de los países de la región en un nivel reducido. (ver gráfico VI 7 de las emisiones de CO₂ como contaminante representativo). Los países de más alta participación hidroeléctrica, mencionados arriba, demuestran un nivel por debajo de 200 kg/GWh. Solamente los países del Caribe, restringidos al uso de energéticos fósiles, llegan a niveles por arriba de 500 kg/GWh.

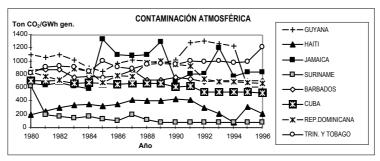


Gráficos VI.7: Contaminación atmosférica por ${\rm CO_2}$ por la generación eléctrica











La tesis, de que los sistemas coordinados por el mercado llevan a una mayor contaminación atmosférica no se confirma hasta la fecha. Al contrario, en Chile y Argentina donde aumenta en los últimos años la participación de la generación térmica, las emisiones se mantienen al mismo nivel, cuando no se altera por la variación del régimen hidráulico del año respectivo, gracias a la mejora de eficiencia y del uso del gas natural como combustible.

3.1.6. Comentario y advertencia

Al final de este acápite, cabe una breve observación de la problemática metodológica, que sirve también como advertencia.

Las dificultades antes mencionadas, de tipo metodológico, de datos, etc. pueden llevar a que el análisis no parezca equilibrado. Las lagunas se sitúan sobre todo en la dificultad de apreciar la eficiencia productiva y estructural de los sistemas con base en una estimación de la ineficiencia relativa. Es factible la apreciación de la productividad de algunos renglones factores como el trabajo, las pérdidas etc. pero se siente la falta de una apreciación total.

Para medir la eficiencia con rigurosidad, se debería conocer el sistema ideal eficiente y sus costos en cada caso o país, por un lado, y los costos efectivos del sistema, y no los precios, por otro. Como esto no es factible ni en la mejor situación, el análisis debe recurrir a otros métodos, entre otros³ la comparación de indicadores parciales.

En consecuencia cabe la advetencia que tal vez en este análisis se subestimen implícitamente las ineficiencias de las sistemas por la imposibilidad de medirlas.

3.2 Evidencias a nivel del subsector petróleo

3.2.1 Modalidad y precios de derivados de petróleo⁴

Con respecto al análisis de resultados y efectos en el subsector petróleo, conviene una reagrupación entre los dos primeros grupos. Chile y Colombia mantienen la modalidad de coordinación por empresas estatales, con mayor influencia de fuerzas del mercado en el primer caso, y se ubican en el grupo 2 (ver gráficos VI.8).



Los precios promedio de los derivados en los subsectores coordinados por el mercado tienden a un nivel de alrededor de 60USD en los años 1990.

En el grupo de los países que mantienen la influencia estatal en el manejo del subsector se distinguen cuatro niveles:

- alrededor de 20 USD (Venezuela, hasta 1992 también Colombia y Ecuador)
- alrededor de 40 USD (Colombia, Ecuador, México y la mayoría de los países del Caribe)
- alrededor de 60 USD (Brasil, Paraguay, Uruguay y todos los países de América Central), y
- un nivel de 100 USD (Barbados).

Barbados, por un lado lleva una política clara de imponer un gravamen importante sobre los derivados; en Venezuela por otro lado, el promedio de los precios de derivados no corresponde a la suma de los precios del mercado mundial del crudo más los costos de procesamiento y mercadeo. Los otros países exportadores aplican en promedio una formación de precios al costo.

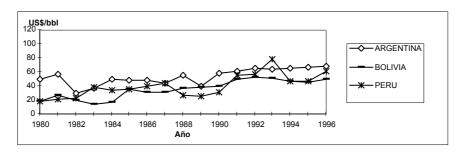
Al igual que en el caso de los precios de electricidad, llama la atención la convergencia de los precios de derivados en América Central, gravado levemente.

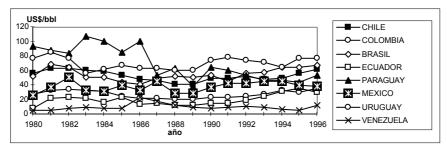
También en los países del Cono Sur, incluyendo Bolivia y Perú, independientemente de la modalidad de coordinación, tienden a un mismo nivel del promedio de precios de derivados de petróleo.

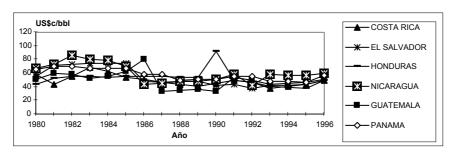
Dentro del grupo de la modalidad de control central, son los países productores que mantienen el nivel más bajo. Sin embargo, los productores tratan de alcanzar niveles de precios en el mercado interno coherente con la situación en el mercado mundial. Venezuela está todavía al inicio de ese proceso.

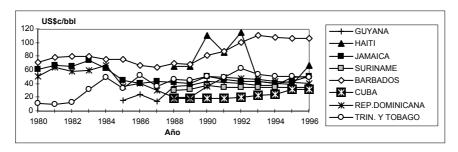


Gráficos VI.8: Precios promedio de derivados de petróleo











3.2.2 Importancia del petróleo en la oferta primaria

Con respecto a la participación de petróleo en la oferta primaria es visible la tendencia general hacia un porcentaje de 40 a 50 en todos los países que producen petróleo, con exepción de Ecuador, por un lado, y Guatemala, por otro (ver gráficos VI.9)

En los países netamente importadores, existe una mayor diversidad, desde un porcentaje de 0 a 65 o 70 en Barbados y Jamaica, en función de la existencia y capacidad de refinación.

Un porcentaje por debajo de 50% parece deseable y se observa que casi todos los países productores han logrado este nivel en los años 80 bajo el esquema estatal.

El cambio de modalidad en Argentina, Bolivia y Perú no significó una alteración de esta estructura.

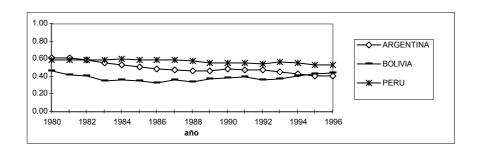
3.2.3. La disponibilidad de recursos en el largo plazo

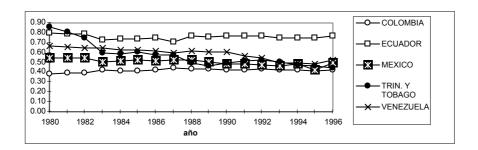
La evolución de la producción con relación a las reservas de los países con mayor apertura en el *upstream*, por el contrario, muestra indicadores que merecen atención (ver gráficos VI.10 y VI.11). Con exención del gas natural en Perú por el descubrimiento del campo Camisea, los coeficientes reservas/producción siguen cayendo en Argentina, Bolivia y Perú en el caso de petróleo a un nivel por debajo de 10 años.

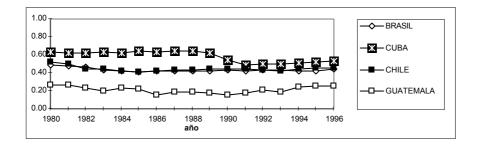
Los países exportadores y Brasil a su vez, muestran relaciones más conservadoras, en algunos casos como en Venezuela y México favorecidos por una base de recursos muy amplia. A medianos de los años 90, en Colombia se observa una reducción del indicador reservas/producción a un nivel crítico.



Gráficos VI.9: Participación de petróleo en la oferta primaria

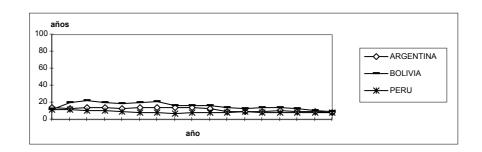


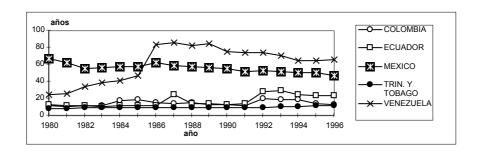


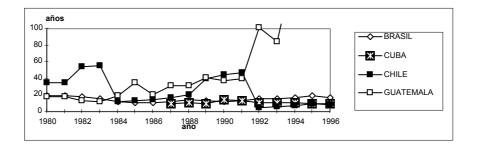




Gráficos VI.10: Relación Reservas: Producción de Petróleo

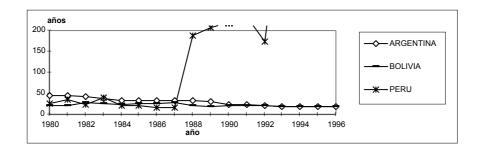


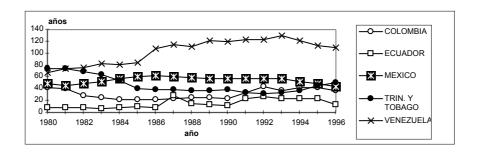


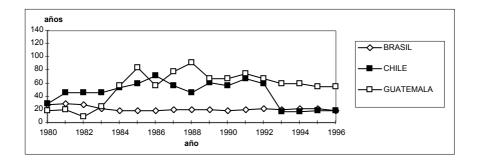




Gráficos VI.11: Relación Reservas:Producción de Gas Natural









Recuadro VI.2: Recursos, Reservas y Producción de Petróleo, Gas Natural y Carbón en México y el Grupo Andino

La identificación de los recursos fósiles se deduce de la política de exploración en base a los resultados obtenidos en descubrimientos y en cuanto a su uso, determinado por la política de explotación. De la política implícita en las curvas de descubrimientos se infieren horizontes de producción más prolongados en petróleo que los que resultan de la relación estática reservas-producción. En gas natural esos horizontes en general se aproximan entre sí señalando una anticipación similar entre reservas y producción. Por el contrario en carbón mineral las relaciones de producción estáticas son más optimistas que en el caso de los horizontes obtenidos por el enfoque dinámico.

De las características de las curvas se infieren diferentes situaciones en diferentes países:

- En el caso del petróleo, el enfoque arroja como resultados a los que México llegaría, de mantenerse la política de los últimos años, a un tope de la producción de petróleo en 20 años y a una pérdida de su calidad de exportador en 30 años. Para Ecuador, estos plazos críticos serían diez años más cercanos, mientras para Colombia serían similares a los de México. El futuro petrolero de Perú está por definirse, después de largos años de reducida actividad exploratoria; sin embargo es claro que no pueden esperarse situaciones similares a las de México o Venezuela. Solamente Venezuela puede mantenerse a más largo plazo como exportador importante.
- En el caso del gas natural una alta sustentabilidad de la política actual se presenta solamente en Venezuela y Perú. Las programas de exportación de Bolivia no serían sostenibles en un plazo mayor a 20 años y necesitarían respaldo de las reservas de Perú. México y Colombia podrían mantener el desarrollo del gas en su mercado interno si intensifican la exploración y desarrollo de los recursos gasíferos. Ecuador tendría recursos para desarrollar un mercado interno limitado.
- Respecto al carbón, Colombia podría seguir su política sin encontrar limitaciones por un largo tiempo en vista de los recursos que dispone.

Aún cuando puedan existir argumentos particulares en la política energética de cada país respecto a cada recurso no se advierte una política explícita sobre la gestión integral de los recursos. En los países dotados por una abundancia y diversidad de recursos, el descubrimiento de reservas y la explotación de petróleo tiene prioridad. Sin que esto pueda interpretarse como un juicio de valor pensamos que el proceso no debe ser secuencial sino simultáneo con el fin de priorizar la diversidad dentro de una gestión integral de recursos, que abra más oportunidades a las economías deficitarias más vulnerables de la región.

Finalmente, las relaciones entre la producción anual y el consumo interno esperado muestran una tendencia al cierre de la brecha exportadora en casi todos los países dado que por un lado se dan las características propias de declinación de la producción y, por otro, una intensificación de los consumos internos.

Fuente: Francisco Figueroa de la Vega, Bernhard Bösl: Producción, reservas y y recursos de fuentes energéticas no renovables en México y el Grupo Andino, Documento de Trabajo del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, 1996 (en publicación en inglés en Natural Resources Forum)



Para los otros países productores la evolución es muy errática, probablemente por las cantidades reducidas, que causan fluctuaciones importantes en el coeficiente reservas/producción.

Este coeficiente es un concepto estático que reacciona con gran inercia a los cambios de políticos, no tomando en cuenta las expectativas de producción por un lado y, los recursos últimos por otro lado. En un esfuerzo por mejorlo, se ha elaborado un modelo que considera el patrón de producción actual, los resultados de exploración en forma de adiciones a reservas, las proyecciones de producción para el consumo interno y exportación y los recursos últimos estimados por autoridades internacionales. Los primeros resultados dan un espectro más detallado de discusión de la política de exploración y producción (recuadro VI.2.).

3.3. Evidencias respecto a los efectos generales

3.3.1 Intensidad de energía

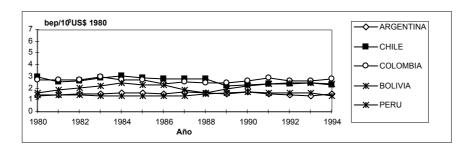
Los cuadros gráficos VI.12 señalan las tendencias respecto a la intensidad energética de los sectores industriales ALC. En la mayoría de los países, el consumo específico de energía de la industria por unidad de producción queda prácticamente constante en los últimos 15 años. En algunos países, existe una tendencia a la intensificación desde finales de los años 80. Ocurre así en Brasil, Paraguay, Venezuela, El Salvador, Trinidad y Tobago, y Cuba). En pocos países, de características muy diversas, la intensidad energética de la industria se redujo levemente como en Chile, México, Costa Rica, Guyana).

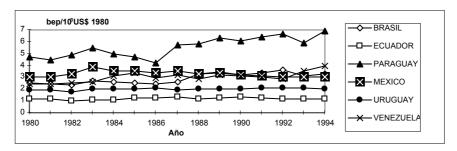
El que esperaba un aumento de productividad energética significante, debe ser decepcionado por estas tendencias. Además, parece desconcertante, que estas tendencias no coinciden ni con la selección de modalidad, ni con la evolución de precios.

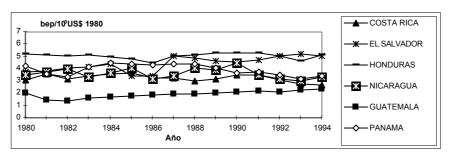
Las razones pueden ser varias. Una razón probable es el cambio estructural de la producción. Para evaluarla mejor, hay que analizar con más detalle la influencia de la contabilización del producto industrial en USD, lo que abre el indicador a influencias de variaciones del tipo de cambio.

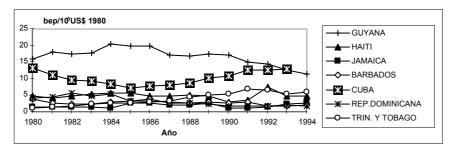


Gráficos VI.12: Intensidad energética de la industria











La afirmación inicial sobre el sector productivo vale con más razón para otros sectores, sobre todo para el de transporte, y para la evolución general. No hay señales de una mayor productividad energética en ALC, afirmación que abre todo un campo de análisis energético detallado para conocer las razones y factores decisivos.

3.3.2. Abastecimiento y competitividad

Aparte de los precios, la calidad del abastecimiento energético para el sector productivo depende de la confiabilidad del suministro, de la calidad de la oferta de energéticos en el momento de entrega y la diversidad en el surtido de energéticos disponibles.

Con respecto a la confiabilidad, es deseable contar con una estadística de cortes en el suministro de energía eléctrica o de la probabilidad de pérdida de carga (*loss of load probabilbility*). Este último indicador existe puntualmente en ciertos países y para ciertos períodos (Argentina, Colombia). Establecer el primero, sería eventualmente posible y su permanente ocurrencia en algunos países debería llevar a claras conclusiones.

Respecto a la calidad misma de los energéticos, especialmente la estabilidad de voltaje eléctrico, no existe una estadística generalizada.

Con base en la estructura del consumo industrial, se ha construido un indicador para la calidad de la oferta energética, que se considera mejor en tanto los energéticos de alta calidad como electricidad, gas natural y gas liquado, tienen una alta participación (ver gráficos VI.13)

Se pueden distinguir varios niveles para el año 1996:

• Un nivel alto con porcentaje por arriba del 50% (Venezuela, Trinidad y Tobago, Argentina, Bolivia, y desde hace pocos años, Jamaica). Es claro que juegan varios factores en estos altos porcentajes, entre otros la ubicación de ciertos procesos petroquímicos dentro del sector industrial o del sector transformación energética. Es generalmente la presencia del gas natural decisiva para esta clasificación, salvo en el caso de Jamaica donde la electricidad contribuye de manera extraordinaria.



- Un nivel intermedio de 20% a 30%, en que exepto Paraguay, se encuentra el resto de los países de América del Sur y Costa Rica, básicamente por el porcentaje considerable de electricidad.
- Un nivel intermedio de 10 a 20% con los otros países de América Central y algunos países del Caribe.
- Un nivel muy bajo en caso de Haití, Cuba, Guyana y Paraguay, donde prevalece la biomasa como energético industrial.

Obviamente, se mezclan en este indicador los factores de oferta cruzados con factores de demanda. Los factores de demanda y de la estructura industrial determinan la afiliación a uno u otro de los grupos intermedios.

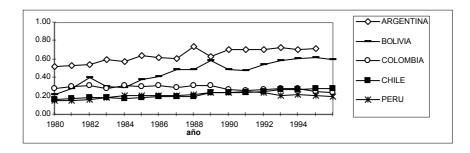
No se distingue todavía en forma clara un efecto de la modernización sobre la calidad. Se cuenta solamente con algunos indicios:

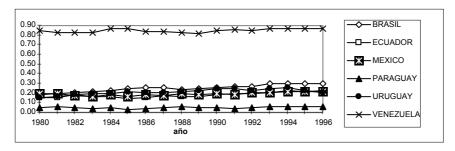
- La interconexión y abastecimiento de Chile con gas natural de Argentina y Bolivia, llevará a ese país en algunos años al grupo 1. Eso puede ocurrir también en Colombia y Brasil, con esquemas diferentes de apertura limitada.
- Las estadísticas sobre la pérdida de carga en Argentina en los últimos años llegan a un nivel extraordinario, mientras los sistemas interconectados de Brasil revelan una tendencia al deterioro.

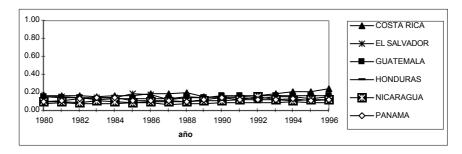
La disposición de gas natural para la industria en Argentina, Bolivia, Trinidad y Tobago y Venezuela se debe en gran parte la existencia de esta fuente. Sin embargo, han sido decisiones de un sistema bajo coordinación estatal, las que contribuyeron a esta evolución. En los países importadores de gas natural, una evolución tal no ha sido observable. La nueva dinámica para el abastecimiento de tales países se debe parcialmente a la dinámica de negocios del sector privado. No obstante, el caso Brasil demuestra que un sistema concentrado bajo control central puede encargarse de este desarrollo.

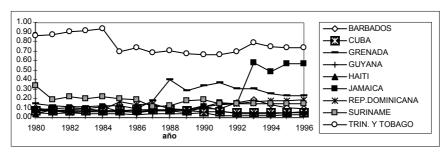


Gráficos VI.13: Diversificación del consumo energético industrial











3.3.3 Abastecimiento residencial y social

El mismo tipo de indicador de la diversidad de energéticos puede dar conocimiento sobre la calidad del abastecimiento del sector residencial (ver gráficos VI.14).

Se observan igualmente grupos de participación alta, intermedia y baja de energéticos de mayor calidad, sin embargo de diferente composición:

- participación alta: Argentina, Venezuela, Trinidad y Tobago, Barbados,
- participación intermedia:
 - * alta: Brasil, México, Grenada
 - * mediana: Chile, Colombia, Ecuador, Uruguay, Costa Rica, Panamá, Jamaica, Suriname
 - * baja: República Dominicana, Cuba
- participación baja: El Salvador, Honduras, Nicaragua, Guatemala, Paraguay
- participación muy baja: Guyana, Haití

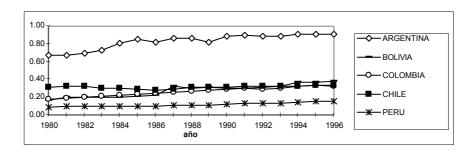
Destaca el fuerte crecimiento del abastecimiento con energéticos de calidad en Brasil u otros países bajo la coordinación central.

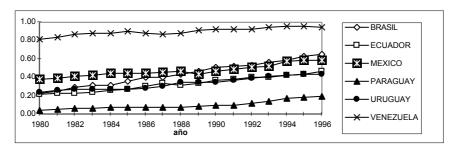
La diversidad de energéticos combinada con la intensidad de su consumo residencial resulta en los valores de energía útil. Relacionada al número de habitantes, la energía útil es un indicador para la cobertura de las necesidades energéticas (ver gráficos VI:15) Se distinguen 6 grupos:

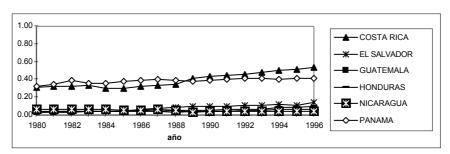
- Argentina a 0,9 bep/cap,
- Chile, Venezuela, Uruguay, Panamá, México, (más que 0,5 bep/cap)
- Barbados, Suriname, Trinidad y Tobago (0,4 0,5 bep/cap)
- Paraguay, Brasil, Ecuador, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Grenada (0,3 0,4 bep/cap)
- Perú, Bolivia, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Cuba, Guyana, Jamaica (0,2
 0,3 bep/cap)
- Haití (menos que 0,1 bep/cap)

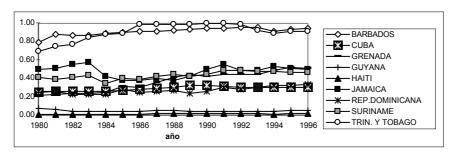


Gráficos VI.14: Diversificación del consumo energético residencial



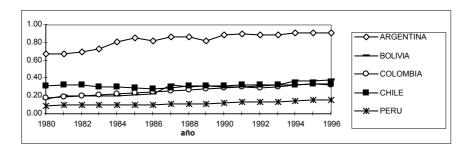


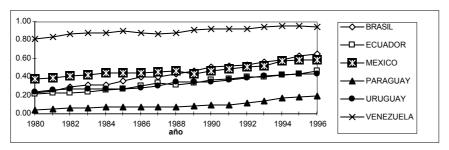


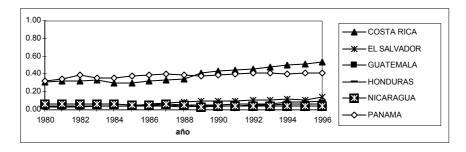


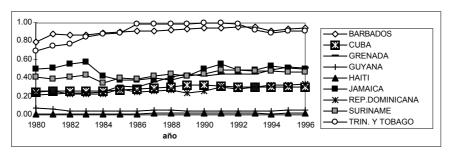


Gráficos VI.15: Consumo de energía útil per capita











Parece preocupante el estancamiento del consumo residencial de energía útil en Bolivia, Perú, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Cuba, Guyana y Haití, sobre todo por el hecho de que el valor promedio que alcanzan estos países apenas queda por arriba de lo que es considerado el mínimo necesario (alrededor de 0,2 bep/cap)

La modernización del sector puede haber contribuido al mejoramiento del abastecimiento social en Argentina, Chile y Colombia, al menos no frenó el incremento. A su vez, no hay señal de mejora en Bolivia y Perú, mientras en los países de América de Sur bajo coordinación central, el abastecimiento social mejoró gradualmente al igual que en varios países del Caribe, Panamá y Costa Rica.

El mayor freno parece ser la pobreza misma, que en Haití y algunos países de América Central condena a gran parte de la población al uso de la leña, que a su vez se vuelve cada vez más escasa.

3.3.4. Efectos macroeconómicos

Se ha trabajado sobre una serie de indicadores macroeconómicos para identificar los efectos de la gestión del sector energético sobre el equilibrio fiscal, el equilibrio externo, la estabilidad de precios, el empleo, y sobre el proceso de transformación productiva. Estos indicadores están aún en un estado preliminar.

a) Equilibrio fiscal

Con respecto al equilibrio fiscal se dispone de estadísticas de buena calidad y completas para los países de la región (BID, CEPAL), tales como el superávit o el déficit fiscal, transferencias y subsidios del gobierno, inversiones totales, la relación del servicio de la deuda, etc.. La dificultad estriba en asociar la evolución de estos indicadores a eventos en el sector energía, asunto que merece un análisis profundo.

A nivel de resultados directos, es evidente que los cargos destinados al sector energía se redujeron en el presupuesto estatal por la disminución de inversiones por parte del Estado en el sector energía y con la reducción de los subsidios abiertos y cubiertos.



La estructura y forma de financiamiento de los proyectos en el sector energía han cambiado radicalmente. Si al inicio de los años 80 todavía el Estado intervino directamente o indirectamente como prestamista o garante de los prestamos de la banca comercial y de la banca multilateral, en la actualidad, se financia la mayoría de los proyectos en forma de *project financing* y de creciente manera de *non recourse financing*, sea en el marco de la apertura total o de la apertura limitada. Mientras la forma anterior contribuyó decisivamente en el endeudamiento de los Estados⁵, el endeudamiento por los proyectos energéticos actualmente es mínimo. Entonces, el sector energía no da origen a un incremento del servicio de la deuda, rubro mayor en el presupuesto estatal.

El número de casos de un subsidio efectivo y considerable se ha reducido fuertemente desde el inicio de los años 90 en los países de la región. La regla en el pasado era un subsidio generalizado y encubierto en forma de precios que no cubrían ni siquiera costos financieros ni costos económicos. La brecha era cubierta por inversiones directas estatales en el sector y por otras formas de transferencias. No se ha abandonado totalmente la práctica ni en los países que aplicaron una reforma profunda, pero se ha tratado de crear transparencia, reducir los subsidios y concentrarlos. Entonces, los Estados pudieron reducir el nivel de pagos de transferencia explícitos al sector energía igual que los subsidios implícitos.

Además, en algunos casos, los pagos recibidos por las ventas de empresas estatales de energéticos han sido integradas parcialmente en el presupuesto estatal (ver sobre la función macroeconómica de las desincorporaciones energéticas el capítulo I).

Si los resultados de la modernización en términos de la reducción del cargo presupuestario ha sido positivo, esto debe haber tenido un efecto positivo sobre el equilibrio fiscal. De hecho, al nivel de datos generales, se observa una clara mejora del equilibrio fiscal en la gran mayoría de los países de la región en los años 90. Sin embargo, no es posible sin un análisis más detallado, cuantificar en qué medida eso se debe a la modernización en el sector energía. Lo que es aparente, es que algunos países que llevaron a mayor profundidad la modernización del sector energía como Argentina, Chile y Perú, pertenecen al grupo con mejores datos respecto al equilibrio fiscal, y que los países que se abstuvieron de tal reforma no lograron una mejora del déficit fiscal hasta 1996. Lo que preocupa en este cuadro es que algunos países mejoraron su situación



pese a no haber realizado una reforma mayor en el sector eléctrico, y otros que sí la efectuaron siguen todavía con déficits significativos.

b) Equilibrio externo

Con respecto al efecto sobre el equilibrio externo, se ha identificado un indicador confiable y explicativo sobre la incidencia de la energía en el comercio exterior. Hasta la fecha se dispone solamente de series de indicadores para los años 1980. Estos demuestran cómo algunos países, en particular Brasil, lograron reducir la incidencia energética de manera decisiva durante esos años. Además del efecto de la reducción de precios de petróleo hubo un efecto cuantitativo por la sustitución de importaciones energéticas.

c) Estabilidad de precios

El tema del impacto de los precios energéticos en la estabilidad de precios o en la inflación es también un tema complejo. Si bien la participación de energéticos en la canasta de consumo y en los productos intermedios no parece muy importante⁶, puede haber efectos dinámicos de la inflación, ocasionados por percepciones populares subjetivas y por especulaciones que se traducen igualmente en efectos inflacionarios.

d) Empleo

La participación del sector energético en el empleo no es significativa en términos cuantitativos y en relación a la población activa total. Sin embargo, en relación a la fuerza laboral mayormente cualificada, el sector energía constituye un empleador importante amen de que, en algunos casos locales, la economía depende prácticamente de la actividad energética.

e) Transformación productiva y articulación

El análisis estadístico sobre la importancia de la energía en los procesos de transformación productiva, basados solamente en la participación de energía en el valor agregado o en los costos de producción, llevaría a afirmaciones similares a las relativas al empleo: Los costos energéticos parecen significativos solamente en algunos sectores o lugares.



Sin embargo, estas afirmaciones pueden llevar a conclusiones erróneas. No solamente en países donde representa una parte importante de la producción, la energía merece una atención especial en la política de crecimiento, como factor de producción a veces limitativo y por el hecho de que las actividades relativas a la producción de energía y su consumo racional, pueden conformar importantes articulaciones dinámicas económicas, que deberían ser objeto de fomento.

A causa de las dificultades metodológicas, no se dispone todavía de una evaluación cuantitativa sobre la manera en que la modernización del sector ha impactado otros renglones de la economía. Entre los resultados directos, se debe identificar la reducción de transferencias y subsidios al sector energía, la reducción relativa de las importaciones energéticas, incrementos de precios y reducciones de personal en el sector. Sin embargo, no se dispone todavía de información precisa sobre el alcance de estos y otros renglones, como por ejemplo la captación de rentas por parte del Estado. Por lo pronto haría falta un análisis concluyente de los resultados derivados de las modernizaciones y sus efectos sobre la situación fiscal, la deuda externa, el nivel de precios, el empleo y el proceso productivo en general y especialmente, con sus dimensiones regionales y estructurales.

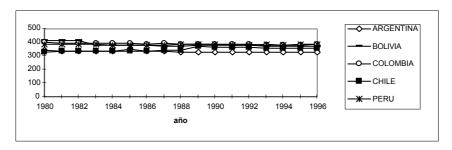
3.3.5. Efectos sociales

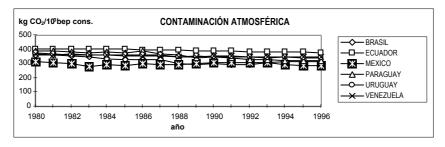
Llevar el análisis social más allá de los resultados respecto al abastecimiento social, discutidos en el punto 3.3.3. de este capítulo, así como respecto a la oposición de grupos afectados por la modernización descrita en el capítulo V, hasta los efectos redistributivos de la modernización sectorial, requiere de un esfuerzo específico, al igual que en el caso de los efectos económicos. Existen varias hipótesis sobre la manera en que la modernización afectó la redistribución, por ejemplo la tesis de que la clase media y media baja, sufrió una reducción importante en su calidad de vida, entre otros, por el aumento de precios energéticos, combinado con el aumento de precios de otros servicios públicos y privados, resultado de un ajuste en otros sectores (alquiler de vivienda, telecomunicaciones, transporte, salud, educación, pensión), potenciados en casos por la pérdida de un trabajo asalariado.

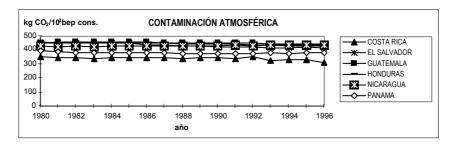
El alcance de estos efectos y la participación del sector energía en ellos quedarían por confirmarse en un análisis profundo.⁷

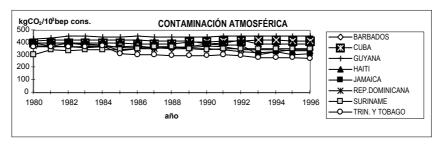


Gráficos VI.16: Contaminación atmosférica de ${\rm CO_2}$ por el consumo energético final











3.3.6. Efectos ambientales

La serie de datos sobre la contaminación atmosférica del consumo energético final no son concluyentes para identificar cambios que sean producto de la modernización (ver gráficos VI.16).

Si se aplica como indicador la emisión específicas de CO₂, correlacionado estadísticamente con los otros contaminantes, se observa que todos los países se encuentran en una banda relativamente estrecha entre 300 y 450 kg CO₂/bep desde 1980 a 1996. Dentro de esta banda, las emisiones más bajas se encuentran actualmente en México, Jamaica, Brasil, Argentina, Costa Rica etc., Cuba, Guatemala, Guyana, Honduras y Nicaragua demuestran las emisiones específicas más altas. En el total, tomando en cuenta las emisiones de la producción y transformación energética, entre otros las de la generación eléctrica presentadas más arriba: Brasil, Costa Rica y Uruguay, aparecen entre los más limpios respecto a la contaminación del aire por parte del sector energía. Brasil, además, es el país que logró una reducción considerable de sus emisiones específicas desde 1980, igual que Barbados, Paraguay, República Dominicana, Uruguay y Venezuela.

Además de los efectos sobre la atmósfera, entre los efectos ambientales se deben tomar en cuenta los que inciden sobre la calidad del suelo y el agua. El problema para incluirlos estriba en que estos efectos son puntuales y la contaminación no se evidencia en los datos promedio sobre un país. Eso es particularmente cierto para efectos indirectos de la actividad energética, como por ejemplo los problemas locales de erosión y de contaminación, desencadenados por proyectos energéticos (centrales hidráulicas o exploración hidrocarburífera) o ampliados por el uso de la leña.8

En amplios sectores existe la preocupación de que la protección ambiental lograda, aunque no siempre en forma efectiva bajo el sistema de coordinación central del sector energía, pueda sufrir un revés por el cambio de reglas y la influencia de la modernización del sector energético.



4. A modo de interpretación

El análisis comparativo preliminar de la evolución energética y sus consecuencias económicas, sociales, ambientales y políticas en los diferentes países, confirma la importancia de las condiciones marco, especialmente en lo que se refiere a modalidades de coordinación, formas de participación privada, y políticas de precios.

También se comprueba la existencia de otros factores que tienen una marcada influencia en los resultados: de tipo estructural (nivel de desarrollo económico, perfil de distribución del producto social, dotación de recursos naturales y humanos, cultura política y organización económica y social, etc.) y de tipo coyuntural (grados de desequilibrio macroeconómico, urgencias fiscales, experiencias de hiperinflación, etc.).

Estos últimos factores influyen también sobre la forma en que se llevan a cabo las modalidades escogidas. En cierta medida, las formas en que estas se ponen en práctica tienen una incidencia sobre los resultados que pueden ser más importantes que la modalidad misma. En otras palabras, la modalidad de control central muestra funcionalidad en ciertas condiciones y falla en otras. Es posible que el riesgo de consecuencias negativas bajo la modalidad de control central sea mayor que el correspondiente a la modalidad de mercado. Sin embargo, esto no es necesariamente así en todos los casos.

Otra conclusión es que cada modalidad tiene sus fortalezas y sus debilidades. En consecuencia, los resultados que se toman en cuenta para realizar la evaluación, dependen también de las prioridades que se den a los objetivos. Estos últimos pueden depender a su vez de la situación en que se encuentra cada país. Por ejemplo, dentro de un país con incipiente desarrollo energético, los objetivos de abastecimiento tienen alta prioridad; en cambio, en los países que cuentan ya con un sistema energético desarrollado, los temas de eficiencia y/o de protección de los recursos entran en primer plano.

En las páginas que siguen, se trata de dar explicaciones a estas reflexiones sumarias. El análisis que se presenta centra su atención en las dos modalidades más frecuentes en los subsectores energéticos de la región.



4.1 Incidencia de recompensa y costo; procesamiento del riesgo en diferentes modalidades de coordinación y sus efectos

Con el propósito de llevar adelante la interpretación de resultados y efectos en función de modalidades de coordinación sectorial y otros factores, se ofrece una explicación concentrando la atención sobre la estructura y la incidencia de beneficios y costos y la sensibilidad al riesgo en las diferentes modalidades de coordinación.

4.1.1 El Control Central tiende a grandes programas de desarrollo

La modalidad de Control Central, preponderante en los sistemas energéticos de la región con anterioridad a la modernización, mostró capacidad para el desarrollo de obras y programas de gran envergadura.

La mayoría de los países de ALC aprovechó del poder económico y político que representa un sector o subsector energético concentrado, para realizar obras y programas de gran tamaño con objetivos de desarrollo. Así se logró la expansión relativamente rápida de los sistemas eléctricos en muchos países. Otros resultados son: el desarrollo del sector petróleo y la expansión hasta la madurez de un subsector del gas natural en Argentina; el programa de alcohol y la expansión de la producción de petróleo en Brasil, las grandes obras hidroeléctricas en el Cono Sur, sobre el río Caroni en Venezuela y la cadena de centrales hidroeléctricas desde Ecuador hasta Guatemala.

En consecuencia, se puede afirmar que la modalidad de control central, al menos hasta cierto momento, favoreció el abastecimiento energético y la cobertura regional y social y, por su priorización de esquemas hidroeléctricos, contribuyó fuertemente a la reducción de emisiones en la región.

Esta forma de coordinación ha favorecido también la organización de esfuerzos concentrados en nuevos objetivos como el uso racional de energía, la mayor utilización de energías renovables, además de la hidroeléctrica. Los programas de utilización racional de energía en México y Brasil, los del uso de geotermia en México y Centroamérica, y algunos proyectos de energía solar, son ejemplos de ello.



Todo lo dicho no significa necesariamente que otras modalidades de coordinación no ofrezcan posibilidades de realizar tales programas específicos. La modalidad de regulación de un sistema integrado (IR), se presta muy bien para programas de manejo de la demanda o para impulsar la aplicación masiva de tecnologías de energías renovables, tal como lo demuestran las experiencias en otras regiones.

En EE.UU. y algunos países de Europa, los entes reguladores, cuyas directivas se deducen de objetivos políticos, acordaron con las empresas reguladas programas específicos de manejo de la demanda y otros, como la instalación de equipamiento de mitigación de emisiones, a cambio de negociaciones sobre aumentos de precios. Los exitosos programas de introducción de una porción significativa de generación eólica en los sistemas eléctricos de Holanda, Dinamarca, Alemania y del Estado de California funcionan en base a reglamentos o acuerdos específicos.

Un ejemplo dentro de la región lo constituye la política de Costa Rica de permitir la participación privada en la instalación de centrales de generación hidroeléctrica de pequeña dimensión, lo que constituye un programa específico dentro de un sistema de coordinación tipo IR.

El cambio de modalidad hacia el mercado acaba con estas opciones de implementación de programas específicos de manera coordinada (en CC) o negociada (en IR). Sin embargo, existen varios instrumentos para alcanzar un fomento de uso racional de energía y utilización de energías renovables también en el sistema de coordinación por el mercado. Estos instrumentos pueden ser incorporados en parte dentro del marco regulatorio, por ejemplo la eliminación de barreras de acceso o hasta la priorización de tecnologías y energéticos que contribuyen a un desarrollo sustentable⁹, la provisión de estructuras tarifarias adecuadas, la creación de normas y estándares pertinentes etc. Otras opciones consisten en el fomento por información y educación, por impuestos o subsidios específicos, que supongan la internalización de efectos externos, etc. Hasta el presente, estos instrumentos prácticamente no se han usado en ALC.

La problemática del abastecimiento energético rural se presenta como difícil dentro de la gestión sectorial a cargo del mercado. Requiere un esfuerzo específico por parte del Estado.



4.1.2. Consideración del riesgo en la coordinación centralizada

La capacidad de organizar programas importantes, así como la voluntad de realizar acciones tendientes a favorecer ciertos tipos de desarrollo no significa necesariamente que tales programas o acciones sean siempre los más acertados. Si bien es cierto que un programa o proyecto puede ser evaluado de manera definitiva solamente a posteriori y que, en el proceso de decisión, siempre existe una inseguridad respecto al futuro, la experiencia muestra que algunos de ellos han sido claramente inconvenientes.

El error puede haberse derivado de apreciaciones equivocadas sobre condiciones de borde, en la identificación de los objetivos que deberían haber guiado la decisión o simplemente porque el proyecto se decidió con base en intereses parciales, sin una debida evaluación de las ventajas y desventajas de ejecución del proyecto.

La modalidad del CC suele tener una mayor propensión a descuidar los pasos necesarios para una correcta y rigurosa evaluación de las acciones a tomar dentro del proceso de decisión, especialmente cuando por un lado, quienes toman la decisión pueden en caso de éxito disfrutar de recompensas, por ejemplo en forma de votos en elecciones, y por otro lado, dicho proceso no es muy transparente y no existe una clara imputabilidad (*accountability*) respecto de los costos de una decisión errónea.

Existen así posibilidades de transferir el costo de una decisión equivocada a la sociedad en su conjunto; es decir, que dicho costo debe ser afrontado en última instancia por los contribuyentes y/o por otros grupos que eventualmente puedan verse afectados, como consecuencia de ello, por el deterioro de servicios sociales.

De esta manera, los mayores riesgos económicos de las grandes obras no tienen un alto efecto disuasivo en las decisiones adoptadas bajo la modalidad de coordinación central.

Teóricamente, la capacidad técnica y las instancias de control dentro de un sistema de coordinación tipo CC deberían evitar que se tomen decisiones equivocadas. Sin embargo, la experiencia muestra en muchos casos lo contrario.



Justamente, los complejos procesos de decisión, que suponen una planificación central, con aprobación por parte del poder ejecutivo, fiscalización realizada por la contraloría y el poder legislativo, favorecen "culturalmente" obras de mayor magnitud y mayor riesgo. La realización de estos programas o grandes proyectos necesitan frecuentemente de un *lobby* en favor de ciertas argumentaciones que, una vez formuladas pueden convertirse en planteamientos ideológicos que no son fácilmente superables.

Es claro que estas consideraciones no se aplican de la misma manera en todos los casos. Dentro del grupo de sistemas coordinados bajo la modalidad CC, se observan algunos que parecen "mejor organizados", es decir, que tienen más estabilidad institucional, existe una mayor permanencia del personal técnico y, lo más importante, se plantean instancias de responsabilidad por los efectos de las decisiones. Así se asegura la Imputabilidad de logros y fallas.

Esta última condición se puede lograr por la desincorporación jurídica y organizativa efectiva de las empresas estatales, ésta condición ha existido en algunos países y subsectores, dando mejores resultados.

En cambio, en aquellos sistemas que presentan escasa transparencia en los procesos de decisión, poca claridad de responsabilidades, alta fluctuación del personal de gestión y pocas posibilidades de cuestionar las decisiones, los riesgos son enormes.

En resumen, la preferencia por programas de gran envergadura, combinada con la mayor posibilidad de transferir los costos de una decisión equivocada, conforman una fuente sistemática de riesgos en la modalidad de control central.

Ejemplos de este tipo puede encontrarse en situaciones como: un equipamiento con centrales hidroeléctricas en regiones donde existen fuertes oscilaciones en las condiciones de hidraulicidad sin el complemento necesario que permita garantizar el abastecimiento en situaciones climatológicas críticas como en Centroamérica, Colombia y Ecuador. Las consecuencias de tales decisiones se evidenciaron bajo la forma de cortes reiterados al suministro eléctrico.

Por el contrario, Brasil con su sistema de coordinación central ordenado y de mejor asignación de responsabilidades y a pesar de un porcentaje aún mayor de



generación hidráulica, logró evitar este tipo de problemas, al menos hasta el presente, debido a una planificación y concepción técnica más prudente.

Otros ejemplos de la capacidad de realizar proyectos de gran envergadura en Brasil son el programa PROALCOL y el de incremento en la producción de petróleo con el propósito de reducir importaciones energéticas. A pesar de que pueda discutirse la conveniencia del primero, a la luz de las actuales condiciones en el mercado petrolero internacional y algunos efectos ambientales, no cabe dudas que el segundo ha sido y es de gran utilidad. Sin embargo, cabe preguntarse por qué en Brasil no se planteó en el pasado un programa tendiente a aumentar la participación del gas natural dentro de su abastecimiento energético.

La comparación de programas de gran envergadura, de su realización en sistemas de coordinación central y su evaluación a posteriori indica que la equivocación no es una consecuencia necesaria de este tipo de coordinación. No obstante, los riesgos parecen mayores y, tratándose de programas importantes, el daño puede ser considerable.

4.1.3 Consideración del riesgo en la coordinación por el mercado

La consideración del riesgo en los sistemas con coordinación por el mercado es muy distinto. Existe una sensibilidad a los riesgos, mucho mayor que en el caso de un manejo integrado de la empresa energética dentro del ámbito del Estado, pero también mayor que en el caso de empresas que gozan de una cierta independencia y responsabilidad dentro del sistema estatal.

Teóricamente en el caso de la coordinación por el mercado existe una total identidad entre el tomador de decisiones y el responsable de los resultados. En las organizaciones empresariales el interés del accionista tiene prioridad en las decisiones.

Se puede observar que las decisiones que se caracterizan por un mayor grado de sensibilidad al riesgo privilegian las oportunidades de inversión con horizontes de recuperación más cortos y mayores tasas de rentabilidad. De este modo, suelen dejarse de lado aquellos proyectos de inversión que, sobre un horizonte de



largo plazo, pueden ser económica y socialmente más rentables y ecológicamente más deseables.

No obstante, como demuestra el caso de Chile donde se construyen centrales hidroeléctricas y, además, térmicas de carbón, no se descartan inversiones de este tipo si existen las condiciones de borde: reducción considerable del riesgo país y de los riesgos comerciales, y una mayor propensión de conceder una rentabilidad suficiente (ver recuadro VI.1)

Se puede deducir, que con la modalidad de coordinación por el mercado, la posibilidad de una divergencia entre los fines privados y sociales en las decisiones de asignación de los recursos se incrementa, cuando existen mayores riesgos políticos y comerciales dentro de un país.

Por el lado de los aspectos positivos puede señalarse que los costos globales de decisiones equivocadas son generalmente menores. Por otra parte, la magnitud misma de los riesgos se restringe ya que, dentro de un sistema descentralizado de toma de decisiones, las posibilidades de que se acumulen errores de envergadura son mucho menores que en los programas estatales que pueden estar afectados por una sola equivocación de carácter programático. También se excluyen dentro de esta modalidad de coordinación los proyectos realizados únicamente por motivaciones de carácter político.

Estas consideraciones ponen nuevamente en evidencia la necesidad de una práctica política inteligente, que complemente al sistema de coordinación por el mercado, a fin de influenciar el tipo y el rumbo de las inversiones.

4.2 La influencia de otros factores

4.2.1 Diversidad de resultados de la modalidad CC en el abastecimiento interno y sus factores determinantes

Dentro de la modalidad de control central se observa una gran diversidad en los resultados así como en los objetivos o criterios adoptados para guiar los procesos de decisión. En la gran mayoría de los subsectores, que se manejaban por medio de esta modalidad, hubo al menos un período en que los resultados respecto al



abastecimiento energético interno fueron claramente positivos: mejoró de manera significativa la cobertura de los requerimientos energéticos, lo que implicó una fuerte expansión de la oferta y de la infraestructura; y se hizo llegar a los estratos marginales de la población los servicios de suministro eléctrico.

Todo ello contribuyó de manera decisiva a crear las condiciones y a impulsar el desarrollo económico y social. Algunos sistemas de este tipo han logrado mantener hasta la fecha una evolución satisfactoria del abastecimiento. En otros surgieron problemas que fueron agravándose rápidamente, en especial a partir de los primeros años de la década del 80.

Algunos de los factores que provocaron esa disparidad en los resultados ya se han mencionado citando entre otros factores la falta de transparencia, falta de correspondencia entre quién decide y quién responde por las consecuencias, la falta de estabilidad institucional, y la escasa permanencia de los equipos profesionales. Además, en la evaluación de las experiencias históricas de algunos países hay que tomar en cuenta la situación sociopolítica y macroeconómica vigente en los años 80. Centroamérica y el Perú, por ejemplo, soportaron fuertes convulsiones políticas y estados de virtual guerra civil, que evidentemente afectaron el funcionamiento del sector.

Un problema común de la mayoría de los sistemas de abastecimiento energético interno, coordinados bajo la modalidad de control central, ha sido su incapacidad de sostener su financiamiento, con la subsecuente dificultad al tener que expandir el sistema. Sin embargo, este fenómeno de erosión financiera del sistema aparece con diversa intensidad en distintos países, y tampoco se presentó en épocas coincidentes en todos los casos.

Se identifica a la política de precios como uno de los factores determinantes de esta problemática así como de su grado de intensidad. Sin embargo, no debe olvidarse la influencia del cambio drástico de funcionamiento del mercado financiero internacional y, la política de las organizaciones multilaterales de crédito hacia principios de los 80.



4.2.2. La importancia de la política de precios

No cabe duda que la política de precios constituye un factor clave para la capacidad de expansión de los sistemas. Por tanto resulta evidente que la política de precios es de importancia fundamental para el buen funcionamiento del sistema, un factor clave para las diferencias en los resultados. Las políticas de precios observadas en ALC (ver gráficos VI.2, VI.3 y VI.4) pueden diferenciarse en función de ciertos criterios que determinan sus orientaciones principales:

- Precios fijados en base a los costos económicos de los energéticos y en menor medida asociados a una política de subsidios fundados en consideraciones de equidad social;
- Precios orientados a una política de desarrollo industrial y más recientemente con el objetivo de incrementar la competitividad nacional en un mercado globalizado;
- 3. Precios fijados en función del criterio de la supuesta capacidad de pago de los consumidores, o de afrontar los costos de una estrategia de expansión del abastecimiento en el marco del presupuesto estatal;
- 4. Utilización del mecanismo de precios para distribuir la renta energética en los países productores de hidrocarburos.

En el subsector de electricidad, pocos países mantuvieron una política de precios basada en criterios económicos o siguiendo una racionalidad bien definida. Un estudio de OLADE sobre la situación a fines de los años 80¹º demostró, que la gran mayoría de los países mantuvo su nivel de precios por debajo de los costos marginales de largo plazo. Entre las excepciones destacan algunos países caribeños, que mantuvieron siempre una política de precios económicamente racional, a pesar del alto costo de su generación basada en pequeñas instalaciones a diesel.

- En ese momento, solamente Chile había pasado su forma de coordinación en el sector eléctrico al sistema de mercado, cambio que supone al menos un ajuste de precios a nivel de costos financieros. Durante los años 80, la mayoría de los países, con las excepciones señaladas, había permitido un alejamiento de los precios de la electricidad de sus costos financieros, que a su vez se habían incrementado debido a los crecientes costos de capital.
- Desde entonces, la situación se modificó reiteradamente en varios países; sin embargo, en aquellos que mantienen la modalidad de control central, el cambio fue apenas parcial, mientras que en otros como Argentina, Perú y



- Bolivia, la adopción de la modalidad de mercado y una fuerte desincorporación de activos, cambió drásticamente la situación.
- Brasil asumió una política de acercamiento de sus precios a los costos económicos, manteniendo no obstante por debajo del nivel internacional los precios de algunos energéticos comercializables. Aparentemente, en el caso del sector eléctrico, los precios no han sido suficientes para asegurar los requerimientos de expansión de la generación en el largo plazo interrumpiendo el programa de expansión hidráulica y una creciente probabilidad de falta de capacidad en el mediano plazo.
- Venezuela pudo permitirse mantener una política de precios que combinaba el principio de redistribución de la renta petrolera y el objetivo de favorecer la expansión de la industria nacional en base a una energía barata. Con este incentivo, el grado de electrificación, la diversificación, la accesibilidad a las fuentes de alta calidad, el consumo eléctrico residencial y el consumo de energía útil ha llegado a niveles muy altos en este país; aunque también es probable que la ineficiencia en el uso de la energía haya consumido parte de la propia ventaja comparativa propiciada por los bajos precios. Tales niveles de precio no propiciaron la incorporación de las innovaciones tecnológicas en la producción y la población se habituó a practicas poco eficientes. Así, los costos de esta política son crecientes y aparecen no solo a través de su incidencia fiscal sino también bajo la forma de una falta de competitividad, en el momento de la apertura comercial, cuando la industria debió enfrentarse a una competencia globalizada.
- Ecuador sigue manteniendo la estrategia de favorecer el consumo residencial a expensas de los consumidores industriales y del presupuesto estatal. De hecho, los diferentes aumentos de precios se efectuaron únicamente en función de necesidades presupuestarias. El resultado positivo aparece a través de una alta contribución a la diversificación y a la calidad de los energéticos en el consumo residencial. La penetración del gas licuado, una cobertura eléctrica comparativamente alta y una relativamente baja participación de la leña en el consumo residencial, contribuyen a la preservación de los recursos forestales. Sin embargo, los costos económicos de esta estrategia son cada vez menos sostenibles; en particular la carga para el presupuesto estatal, la falta de financiamiento en el sector eléctrico y la importación de gas licuado.

En el caso de la electricidad, los costos financieros son muy próximos a los costos económicos; por lo tanto, alejar el nivel de precios de los costos económicos requiere una fuente de financiamiento adicional que se deriva del



presupuesto nacional. En consecuencia, la sustentabilidad de tal política dependerá del grado de divergencia entre los precios y los costos económicos y de la capacidad del Estado de soportar los déficits resultantes.

En el caso de productos de petróleo, los países productores tienen la opción de abastecer su mercado interno fijando precios a nivel de los costos financieros; es decir, renunciar a la renta que supondrían los precios basados en los costos de oportunidad. Los costos financieros de esta estrategia son menores y esta política parece más sostenible. Sin embargo, los efectos sobre la eficiencia energética y las emisiones, así como sobre el uso de los recursos naturales pueden ser negativos. Por otra parte, la renuncia a percibir ingresos más acordes con los costos de oportunidad significa la pérdida de posibilidades de equilibrar el presupuesto público.

Además, los efectos sociales de la mencionada transferencia de rentas a los consumidores de los derivados del petróleo no son necesariamente tan positivos. Usualmente, tales transferencias de renta no suelen llegar a los más necesitados. Los que más aprovechan de esta política son los que más consumen. Teóricamente parecería preferible un sistema más transparente de redistribución, como por ejemplo un sistema de asignaciones sociales directas. Sin embargo, la precariedad de los sistemas de seguridad social en los países de la región hace que el uso de los precios como mecanismos de redistribución sea uno de los pocos instrumentos viables.

De cualquier modo, en algunos países como es el caso de Perú, Bolivia, Chile y Argentina, las situaciones imperantes al momento de las reformas, permitieron abandonar la tradición de aplicación de subsidios sobre los precios de los energéticos sin grandes conflictos. En cambio en otros países como Ecuador, Colombia y Venezuela especialmente, los bajos precios de ciertos energéticos son considerados por la población como conquistas sociales, que en caso de abandonarse no serían reemplazadas por un sistema alternativo de redistribución. En consecuencia, la población tiene una clara percepción de que cualquier cambio a ese respecto les será desfavorable.

Esto se relaciona con características "culturales" que hay que considerar en la apreciación de las consecuencias de la modernización.



4.3. La modalidad de Control Central y de Mercado Abierto en el upstream del subsector petróleo

En los países exportadores, la modalidad del Control Central utiliza en el *upstream* del sector petróleo una racionalidad muy diferente de aquella que se aplica a las actividades vinculadas con el abastecimiento a mercados internos de los derivados. Como se ha visto en los Capítulos II y III, la adopción de aquella modalidad de coordinación tiene como principal propósito el control de la apropiación de la renta por parte del Estado.

De cualquier forma, también se mostró que ha habido importantes transformaciones de las modalidades de coordinación en la industria petrolera. Mientras Argentina y Perú introdujeron una forma de coordinación por el mercado y ofrecieron en concesión la propiedad del recursos "in situ", los países exportadores de petróleo hicieron cambios menores, y no abandonaron el sistema de control central en esta etapa. Además de la reestructuración de las empresas, se produjo la apertura a la participación de actores privados bajo diversas formas como venta de servicios, asociación, participación y alianzas estratégicas.

Los cambios más drásticos adoptados en Perú y Argentina pueden explicarse por el estado crítico a que había llegado la industria petrolera, en el primer caso, o a las urgencias de fondos para lograr la estabilidad macroeconómica en el segundo.

4.3.1. Evolución de reservas y producción bajo diferentes modalidades

Revisando la evolución de la producción de crudo en los últimos 17 años dentro del conjunto de la región, se destaca: el aumento de reservas y de producción en Brasil en los años 80; el incremento de la producción en Argentina en los últimos años; la tendencia creciente y continua de reservas y producción en Colombia; la reversión en la evolución de tales variables que se produjo en Perú y en Bolivia después de largos años de declinación y las revaluaciones de reservas que se produjeron en Venezuela y México.

Esos sucesos se produjeron en circunstancias y bajo modalidades de coordinación diferentes: algunos en situaciones de total control central (con una única empresa estatal e integrada), en otros gracias a una apertura limitada o incentivados por el cambio de modalidad, por la privatización y/o por haber terminado la situación de convulsiones políticas internas. No cabe duda que



existe cierta aleatoriedad en los descubrimientos, especialmente en el caso de los grandes yacimientos; sin embargo, los mayores esfuerzos de exploración impulsados por las condiciones marco han desempeñado un rol decisivo. Entonces, es imposible asociar los éxitos en términos de producción y exploración a una modalidad específica de coordinación.

4.3.2. Incrementos de productividad y cambios de misión

También hay que tomar en cuenta que la historia de los países en materia de petróleo es muy diferente. Mientras Argentina y Brasil desarrollaron su producción interna en base a empresas nacionales desde el inicio, otros países nacionalizaron y estatizaron una parte importante de las actividades preexistentes, que estaban en manos de empresas transnacionales.

Por ejemplo, el estilo de desarrollo del sector petróleo en Argentina era muy diferente a la imperante en Venezuela. La empresa estatal YPF, además de ampliar las reservas y la producción de hidrocarburos que permitieron garantizar el abastecimiento interno del país, tuvo como misión contribuir al desarrollo de las regiones más desiertas, que es donde se localizan los recursos. La organización e infraestructura creada para esos fines era entonces muy importante e incluyó muchos servicios, que eran aparentemente ajenos al sector petróleo pero que resultaban indispensables para la promoción del desarrollo nacional. Desde el punto de vista estrictamente microeconómico-sectorial, el nivel de productividad de esa empresa era naturalmente menor que el que exhibían las petroleras transnacionales. Sin embargo, si se lo juzgara en función de objetivos más globales, no cabe duda que el resultado comparativo sería diferente.

La apertura limitada en el *upstream* del sector petróleo de los países exportadores tiene una larga historia. Al respecto puede observarse que la misma no plantea incoherencias o problemas tan marcados como su aplicación en el sector de electricidad, tal como se verá más adelante, y puede funcionar adecuadamente en sus diferentes formas.

Se puede conjeturar, que el sistema de servicios privados bajo coordinación de la empresa estatal sirvió para conformar, estabilizar y profesionalizar todo un sistema de empresas y agentes. En Argentina, ese tipo de estructura permitió en el pasado el desarrollo de empresas petroleras locales que, con la apertura total,



ha tomado mayor independencia y conforma un subsector privado petrólero capaz de desarrollar nuevos campos, producir, transportar y refinar y que ha incursionado en actividades de otros subsectores en el país y/o en el exterior. Si bien existen preocupaciones por el poder económico y político de tales grupos, hay que destacar que los mismos se han convertido en factores del desarrollo financiero y tecnológico en el país e incluso a nivel regional.

De cualquier modo, los efectos sobre la productividad microeconómica, así como el impacto social que se produjo como consecuencia del cambio en la modalidad de coordinación y la desincorporación de activos en el sistema energético argentino ha sido naturalmente de mayor impacto, ya que esa transformación significaba también un cambio de misión de la empresa. Buena parte de los conflictos sociales que se han registrado en las mencionadas regiones durante los últimos tiempos se relacionan con ese cambio.

El incremento de productividad de YPF medida como producción por empleado, después del cambio parece muy importante al compararlo con otras empresas como PEMEX, PDVSA o PETROBRAS, que también lograron mejorar su productividad significativamente entre 1985 y el presente, aunque sobre bases diferentes. Los efectos sociales de este cambio, en términos de una mayor concentración social y espacial de la riqueza y de deterioro en las condiciones de desarrollo regional, son también mucho más importantes.

4.3.3. La captación de la renta petrolera

Respecto a la apropiación de la renta, las distintas formas la desincorporación de activos parecen tener consecuencias diferentes. En el caso argentino, la renta resultante de los campos concesionados fue entregada a la empresas privadas, salvo la parte correspondiente a las regalías o los impuestos que perciben las provincias y el Estado nacional. Esta forma sería apropiada si se hubiese logrado estimar con precisión el valor de los yacimientos o campos concesionados. Sin embargo, es probable, que el Estado argentino no haya logrado captar a través de ese valor actual de las rentas futuras descontadas. Sin cuestionar el uso de los valores recibidos o canjeados por deuda, puede haberse dado una significativa transferencia de renta a los actores privados.

A este respecto parece una opción distinta la política aplicada en Bolivia tendiente a asegurar que la renta de los recursos hidrocarburíferos vaya a manos



de la población: cada Boliviano percibe una participación en partes iguales bajo la forma de derecho a una pensión, manteniendo al mismo tiempo su participación en las rentas futuras a través de las ganancias que le permiten incrementar ese fondo de pensión.

4.4. La apertura limitada en el sector eléctrico

4.4.1. Diversidad de resultados a partir de condiciones iniciales distintas

Lo que se ha expresado de manera general sobre la modalidad de control central se confirma también para la apertura limitada en el sector eléctrico, donde la misma es concebida fundamentalmente como una herramienta para lograr la participación privada en el financiamiento de las inversiones de expansión y, en el mejor de los casos, la transferencia tecnológica, sin abandonar la mencionada modalidad de coordinación. Los resultados son muy diversos. Las causas se vinculan principalmente con la situación de partida y el grado en que se permitió a los actores privados aprovechar las oportunidades que ofrecen las nuevas condiciones.

En los casos en que los productores independientes han sido contratados en situación de urgencia por falta de capacidad o energía, o restricciones en el abastecimiento, los resultados parecen poco favorables. La tecnología empleada, normalmente una turbina con diesel como combustible, no era la más eficiente, los costos económicos bastante importantes, los impactos en el mercado de dicho combustible diesel desequilibrante y las condiciones contractuales causaron una operación subóptima. Si bien estos contratos ayudaron a resolver una urgencia en el corto plazo, no solo dejaron de lado soluciones de más largo plazo, sino que agregaron nuevos desequilibrios.

Donde se preparó esta apertura con mayor precaución, y donde se utilizó tecnología de generación como los ciclos combinados de gas natural dentro de un esquema contractual bien estructurado, la apreciación es otra. A manera de ejemplo pueden citarse los casos de Colombia y México. Como demuestra también la experiencia de Costa Rica, una apertura limitada planteada con una visión de largo plazo puede ayudar a alcanzar objetivos específicos como la expansión de generación hidroeléctrica.



4.4.2. La apertura limitada: una etapa transitoria hacia la apertura total?

Respecto a las consecuencias dinámicas que se derivan de la estrategia de apertura parcial de los sistemas eléctricos se plantea el interrogante respecto a la posibilidad de que la misma sea solo un paso para conducir esos sistemas a una apertura total, es decir, a la modalidad Mercado Abierto.

Un primer elemento a considerar es que la introducción de generadores independientes, a los que se les asegura un precio que cubra todos sus costos y un cierto margen de rentabilidad, no puede sostenerse dentro de un esquema que opera con precios subsidiados a los consumidores. En caso de sistemas de tamaño reducido este desequilibrio puede forzar a un ajuste general de precios.

La apertura limitada llevó, en el caso de Guatemala, a introducir finalmente la modalidad de mercado. Igualmente, Colombia pasó por la apertura limitada como fase intermedia hacia una transformación mayor. En otros países de Centroamérica y en Ecuador se anuncia algo parecido.

4.5 La apertura total en el sector eléctrico

4.5.1. Dinámica de inversión y riesgos de monocultura del gas natural

Una de las consecuencias positivas más importantes que ha mostrado la aún breve experiencia de funcionamiento de la modalidad del mercado abierto, especialmente en Argentina y Chile, ha sido la marcada dinámica de inversión que han mostrado los nuevos actores privados. Esto es especialmente cierto si se tiene en cuenta el alto grado de incertidumbre que supone el funcionamiento de los mercados mayoristas, en sistemas de alta participación de la generación hidroeléctrica y marcada aleatoriedad de las condiciones de hidraulicidad.

Además, esa tendencia dinámica de la inversión ha permitido en Argentina, o habrá de posibilitar a los países que disponen de gas natural a bajo costo como en Colombia, Bolivia, Perú y eventualmente Chile, la rápida incorporación de las nuevas tecnologías de generación de eficiencia energética mucho mayor. La disponibilidad de gas natural a bajo costo, además de favorecer el proceso de inversión y la adopción de nuevas tecnologías, constituye un factor muy



importante para promover la competencia mediante el ingreso de nuevos generadores.

En Argentina las nuevas inversiones han constituido un instrumento de competencia entre los nuevos actores privados. A pesar de que al momento de la reforma las centrales hidráulicas en construcción permitían cubrir el abastecimiento durante un lapso de aproximadamente 8 años, los nuevos actores privados instalaron o se proponen instalar alrededor de 4000 MW en centrales térmicas entre 1992 y 1998 en parte se trata de actores ligados al "negocio" del gas natural o en condiciones de obtener ese combustible a precios favorables. De este modo, tales inversiones contribuyen a partes casi iguales en las inversiones del Estado al aumento significativo al aumento significativo de la disponibilidad de equipo, que junto con la notable mejora en la eficiencia de los equipos y la mayor disponibilidad de gas causaron una clara disminución de los precios a nivel del mercado mayorista.

La disponibilidad de equipamiento que supone una disminución en la relación clásica de la intensidad de capital y una mayor eficiencia térmica, junto con las más altas tasas de descuento que utilizan los nuevos actores privados, pueden provocar una reducción de las posibilidades competitivas de los recursos hidroeléctricos, con los consecuentes efectos sobre los recursos naturales no renovables como el gas natural.

4.5.2. Explicaciones sobre el comportamiento de los precios

En lo que se refiere a las consecuencias de la modalidad mercado abierto sobre los precios pagados por los usuarios, el escaso tiempo transcurrido no permite aún una evaluación clara de los resultados. Para ir más allá de las observaciones (ver gráficos VI.2 y VI.3) solo es posible formular algunas consideraciones preliminares en base a las experiencias de Argentina, Chile y, eventualmente, Colombia.

En el caso de Chile, el precio en el mercado mayorista es regulado en función del costo marginal de largo plazo y, más allá de las oscilaciones provocadas por las condiciones de hidraulicidad, ha mostrado una tendencia levemente creciente. En cambio, en Argentina el funcionamiento del mercado mayorista dentro de las nuevas condiciones ha dado lugar a una tendencia declinante de los precios



correspondientes observables en el mercado mayorista. Como se constató en los gráficos VI.2 y VI.3, los precios minoristas no demuestran esta tendencia.

En el caso de Colombia, esa tendencia fue acompañada por una marcada volatilidad debida a las fuertes variaciones estacionales de la hidraulicidad. No cabe duda que la mayor competencia ha desempeñado un rol en ese comportamiento de los precios; sin embargo, la presencia de otros factores impide formular una conclusión absolutamente clara de esos resultados. Por ejemplo, en Argentina se teme que una vez agotado el efecto de la entrada de la central hidroeléctrica de Yaciretá (3100 MW) los precios mayoristas habrán de volver a crecer.

En lo que se refiere a los precios minoristas, las dificultades regulatorias relativas al control de márgenes de distribución han dado lugar a incrementos en los niveles reales de tales precios como en caso de Chile, o a la falta de incorporación a los mismos de las reducciones en los precios mayoristas en Argentina y Colombia.

4.6. Algunas conclusiones de carácter general

Las condiciones para llevar a cabo las reformas, las diferentes situaciones de partida y otros tipos de factores tienen sobre los resultados una influencia igual o mayor que las modalidades de coordinación adoptadas En consecuencia, podría concluirse que el tipo de modalidad tiene menos importancia que la manera misma de ejecutarla.

Sin embargo, es también cierto que las modalidades consideradas funcionan mejor en ciertas condiciones que en otras, y que se prestan mejor para lograr ciertos resultados que otros. La modalidad del Mercado Abierto parece ejercer una cierta disciplina en la política energética, sobre todo con respecto a la política de precios. Esto último presenta una importancia especial ya que, uno de los principales factores para el buen funcionamiento del sistema energético se vincula precisamente con el adecuado manejo de la política de precios.

En los países que han optado por mantener el Control Central como modalidad de coordinación predominante, en algunos o en todos los subsectores del sistema



energético, las presiones hacia la implementación de reformas tuvieron la virtud de impulsar una mayor separación del manejo de las empresas respecto de la administración central del Estado y una mejora en los órganos de fiscalización y control de su desempeño.

Por otra parte, en aquellos casos en que las reformas han implicado una opción en favor de la modalidad MA, se observa aun una cierta debilidad en el funcionamiento de los entes regulatorios y en el uso por parte del Estado de instrumentos indirectos de intervención que permitan alcanzar objetivos de interés social.

En términos generales, se puede confirmar las proposiciones avanzadas al inicio de esta sección. Más que expresar juicios a priori sobre las ventajas de una u otra modalidad, parece relevante invertir el procedimiento de juicio y tratar de identificar las condiciones concretas que favorecen el éxito de una u otra modalidad de coordinación y los objetivos que fundamentan la preferencias en la elección de las mismas. Se subraya que un uso inteligente de las diferentes modalidades puede evitar consecuencias negativas respecto a ciertas dimensiones u objetivos.

NOTAS

- Ver una presentación y reflexión respecto a este indicador el anexo II de la publicación del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe: Enfoques para la Política Energética", Quito 1997
- Al respecto, OLADE con apoyo de los países se propone una actualización del estudio realizado a finales de los años 80 junto con el Banco Mundial; ver OLADE/Banco Mundial, "Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los países de América Latina y el Caribe", The World Bank/OLADE Washington/Quito 1991
- Ver por ejemplo el análisis econométrico de los cambios de la productividad de todos los factores y la apropiación de las ganancias de productividad, inducios por la desincorporación (divestiture) de activos estatales en Ahmend Galal et al. "Welfare consecuences of selling public enterprises: an empirical analisis, publicado para el Banco Mundial, New York 1994
- 4 Respecto a los precios en el subsector gas natural, ver la análisis en el acápite III.3
- Ver la análisis cuantitativa en OLADE, "La Deuda Externa del Sector Energético de América Latina y El Caribe" Quito 198
- ⁶ En consecuencia, por un lado, la utilización de los precios energéticos como instrumento de estabilización no ha tenido éxito, y por otro lado, el impacto del ajuste de precios no tendría mayor impacto. Ver OLADE, PNUD, Banco Mundial: Estudio de las políticas de precios del petróleo y derivados para América Latina y el Caribe, OLADE Quito 1991



- En el marco del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, se ha empezado a analizar estos asuntos dentro de los estudios de casos nacionales como en El Salvador, Colombia, Bolivia y Brasil, ver referencias en la síntesis Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Energía y Desarrollo Sustentable..., op.cit.,
- Ver sobre esta temática el capítulo "Energía y Recursos Naturales" en Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Ënergía y Desarrollo Sustentable..., op.cit.
- Sería interesante estudiar las provisiones que incorporaron países escandinavos y de Gran Butaña en sus matos regulatorios del subsector eléctrico.
- OLADE/Banco Mundial..., op.cit..



Gráficos VI.6: Participación hidroeléctrica en la generación eléctrica

Fuente: SIEE, OLADE/CE.

Capitulo IV Estrategias Empresariales 139

- 1. Rasgos salientes de la nueva situación 139
- 2. Las estrategias empresariales 142
- 3. Algunas estrategias de las empresas eléctricas y potenciales conflictos 145
- 4. Algunas estrategias de empresas petroleras 151
- 5. Un nuevo enfoque empresarial para el gas natural 158

Capítulo V El Rol del Estado en el Proceso de la Modernización del Sector Energía 164

- 1. El estado de la modernización del sector energía 164
- 2. El papel del Estado y de sus órganos en el proceso de modernización 165
- 3. La integración energética, proceso impulsado por la modernización del sector energía 187

Capítulo VI Resultados y Efectos de la Modernización en el



Sector Energía 190

- Preguntas pertinentes y dificultades para apreciar los efectos de la 1. modernización 190
- Temas relevantes y procedimiento de análisis 193 *2*.
- Una primera aproximación 197 3.
- 4. A modo de interpretación 233