

PROYECTO OLADE – UNIVERSIDAD DE CALGARY: COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGETICOS

EXPERIENCIAS DE LA OPERACION DE MERCADOS ENERGETICOS EN LATINOAMERICA Y EL CARIBE: LECCIONES APRENDIDAS

Fecha: Abril 2008

El autor del presente documento es el Consultor: Mentor Poveda, MSEE.

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad del autor y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.



CONTENIDO

1	Introducción.....	1
2	Incorporación de mercados de libre competencia en el sector energético	2
2.1	La reforma del sector energético en el mundo	2
2.2	Las motivaciones propias de la región	4
2.3	Incorporación de la regulación	5
3	Estudio de caso de Brasil.....	6
3.1	Contexto del sector energético	6
3.2	Desarrollo histórico	8
4	Estudio de caso de Perú.....	9
4.1	Concepción de las reformas.....	9
4.2	Resultados obtenidos	12
4.3	Grado de competencia alcanzado	15
4.4	Lecciones aprendidas.....	18
4.5	Nuevos Cambios en la legislación del sector	27
5	Estudio de caso de Chile.....	29
5.1	Planteamientos de la reforma	29
5.2	Reformas de segunda generación	30
5.3	Aspectos destacados de la operación de mercados energéticos	32
5.4	Resultados Obtenidos	38
5.5	Lecciones Aprendidas	41
6	Estudio de caso de Trinidad y Tobago	49
6.1	Reformas en el sector	49
6.2	Condiciones de operación actuales.....	52
6.3	Definición de precios y tarifas.....	56
6.4	Resultados obtenidos	57
6.5	Lecciones aprendidas.....	58
7	Lecciones aprendidas en la región.....	61
8	Bibliografía.....	66

1 Introducción

Con el patrocinio de la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional, OLADE y la Universidad de Calgary están desarrollando el Programa de Energía Sostenible que tiene como objetivo principal el mejorar las reformas del sector público y apoyar la administración del sector energético y del medio ambiente, de forma que contribuya a la reducción de la pobreza y al desarrollo sostenible.

En el marco de este programa se ejecutó el Proyecto “Competencia en Mercados Energéticos”, cuyo objetivo fue el análisis del grado de competencia alcanzado y las experiencias de operación de los mercados energéticos constituidos en la región, como parte del movimiento a nivel mundial que busca liberalizar el comercio de la energía.

La primera fase realizó un análisis de las estructuras que están vigentes en el sector energético de los Países Miembros de OLADE y una evaluación global de los resultados obtenidos con las reformas al sector. Se realizó también, una evaluación de los resultados obtenidos por las reformas al sector en Norte América para relacionarlas con lo que ha ocurrido en la región.

La segunda fase, que se completa con el presente informe, profundiza los resultados iniciales con base en estudios de caso en cuatro países de la región, que permiten examinar en detalle y desde el interior las experiencias de operación de los mercados, por el tiempo transcurrido desde que se implantaron las reformas.

Dado que la principal motivación de las reformas fue el incorporar la competitividad en el sector, el grado de competencia alcanzado es la principal motivación del análisis que sustenta el informe que se presenta a continuación. Sin embargo, la definición del nivel de competencia alcanzado no puede ser el único resultado de un análisis a profundidad como el desarrollado y es por esa razón que se muestran varios aspectos que son resultados de la operación de los mercados de competencia constituidos en la región.

2 Incorporación de mercados de libre competencia en el sector energético

Las reformas en el sector energético tienen una orientación que es preciso recordarlas y especialmente ponerlas en contexto con las motivaciones que las impulsaron en Latinoamérica y el Caribe, antes de iniciar el análisis de las experiencias en la operación de los mercados constituidos en cada uno de los subsectores, a fin de sentar el marco de referencia del estudio que se presenta en este trabajo.

2.1 *La reforma del sector energético en el mundo*

El sector energético fue tradicionalmente monopólico hasta finales del siglo XX cuando, a nivel global, se consideró que existía la necesidad de incorporar mercados competitivos en todos los subsectores. Las transacciones de petróleo funcionaron en mercados de competencia y sustentados por transacciones financieras que se realizaban en los mercados bursátiles, soportadas en la posibilidad de almacenar cantidades importantes en los lugares de producción o en ubicaciones cercanas a los lugares donde radica la demanda. A diferencia de la electricidad que debe abastecerse mediante un sistema con un equilibrio instantáneo entre la producción y la demanda, a través de una red de transporte y distribución, que por motivos de costo debe mantenerse como única. El caso del gas natural tiene limitaciones parecidas, pero específicas como se detallan en la publicación de Energy Markets Limited¹. Incluso, la misma definición del servicio eléctrico como público con carácter estratégico, debió cambiar, para ser visto como un bien transable.

Con esa base se analizaron y comenzaron a implantarse en el mundo reformas en la estructura del sector que permiten romper el monopolio que manejaba el sector e incorporar nuevos actores que operen en un marco de competencia. Este marco de competencia aspira a mejorar la eficiencia económica del sector energético, por lo que requiere establecer ciertos principios que sirvan de base para diseñar las reglas del funcionamiento del mercado.

A continuación se ha tratado de establecer un breve resumen de los principios que sirven de base para las reformas del sector.

Principios para definir mercados energéticos:

- a) Competencia entre agentes y entre energéticos. La condición primera que debe cumplir el mercado es que permita una libre competencia entre los agentes que participan en las transacciones. Además, se debe disponer de señales claras que permitan la existencia de una competencia entre

energéticos, de tal manera que entre dos que produzcan el mismo servicio se escoja el más eficiente de los dos.

- b) Bienes y servicios energéticos sujetos a transacción en los mercados. La energía produce un trabajo, facilitando al hombre el multiplicar sus esfuerzos en la producción de bienes y confort. Finalmente, el uso de la energía se orienta a satisfacer necesidades a través de los servicios que presta y es por esa razón que en los mercados energéticos no solo se tranzan bienes sino también servicios y comprenden además, las energías primarias y secundarias.
- c) Necesidad de regulación y reglamentación en actividades monopólicas. La eficiencia económica que se busca con el establecimiento de mercados no puede dejar de lado la necesidad de no duplicar las redes de transporte y distribución, por lo que se mantiene el monopolio en estas actividades. Por esta razón hace falta mantenerlas reguladas.
- d) Libre acceso a los sistemas de transporte y distribución. Aceptando que el transporte y distribución mantengan su carácter monopólico, y que por tanto deban tener un régimen de regulación, se comprende también que deben estar obligadas a mantener el libre acceso para nuevos actores, puesto que su libre incorporación está en función y beneficio del mercado.
- e) El consumidor debe tener libertad de elegir. Solamente si el consumidor tiene libertad para elegir como satisfacer sus necesidades energéticas, se logra la competencia en el lado de la demanda, particularmente cuando las posibilidades de selección van más allá de la elección de proveedor y se amplían hasta la elección de energético.
- f) Los agentes del mercado se obligan a la preservación del ambiente. El creciente interés, en el ámbito internacional, sobre el cuidado del ambiente, incorpora las restricciones ambientales como elemento importante en el desarrollo del sector. Con esa base, los agentes del mercado deben ser parte de este proceso y obligarse a cumplir principios de preservación del ambiente. Los Estados de la región han tomado a cargo la supervisión y control del cumplimiento de las obligaciones asumidas por los agentes.
- g) Los recursos naturales son del Estado. Puesto que es el único dueño, él es el único llamado a concesionarlos para la explotación por parte de los agentes, definiendo las condiciones y plazos.
- h) El papel empresarial corresponde a los agentes. En la mayor parte de los casos, el Estado se abstiene de participar con un rol empresarial a fin de evitar las distorsiones que podrían producirse en su participación como actor. Sin embargo, existen actividades y casos donde la participación estatal se ha mantenido como necesaria.

- i) El Estado se reserva algunos roles. Son papeles del Estado la definición de la política energética, la regulación, la concesión de recursos naturales y de las actividades monopólicas de transporte y distribución, y la fiscalización del cumplimiento de las normas establecidas por parte de todos los agentes.

El planteamiento de mercados competitivos en el sector energético hace que se pierdan las ventajas de la economía de escala por lo que la incorporación de la competencia no produce la reducción de los costos unitarios de producción. Mientras que la regulación debe escoger entre mantener los precios bajo el costo marginal ó minimizar costos². Por lo que la des-regulación es el verdadero motivo de las reformas.

2.2 Las motivaciones propias de la región

La mayor parte de los países de Latinoamérica y el Caribe, a finales de la década de los 80's vivían una crisis económica, en medio de un crecimiento de las economías de los países desarrollados y frente al nacimiento de la globalización, en un mundo monopolar, producido como consecuencia de la desaparición del bloque económico socialista.

Se emprenden reformas políticas y macroeconómicas, a nivel nacional, de las que el sector energético no podía abstraerse y más aún, cuando se veían impulsadas por una imagen deteriorada de las empresas energéticas que demostraban una falta de eficiencia administrativa, reflejada claramente en el incumplimiento de las normas de calidad del servicio.

La situación se reflejaba aún más grave, pues las distorsiones en los precios de la energía y los subsidios generalizados habían dejado a las empresas sin capacidad de endeudamiento, es decir sin camino para financiar la ampliación del servicio que exigía el crecimiento de la demanda y que se reflejaba en restricciones del servicio en varios países de la región.

Existía la necesidad urgente de atraer capitales para soportar el desarrollo de las obras que requería el sector. Esto era posible solamente a través de la incorporación de inversionistas privados que con su participación en el mercado pudieran asegurar las inversiones que debían realizar.

Dado que la mayor parte de los países operaban su sector energético con base en empresas estatales, monopólicas, debieron fraccionarlas para segmentar las actividades, crear empresas independientes por acciones y proceder a la venta de todas o parte de las participaciones estatales. Es por esto que, en varios países de la región, se conoció el proceso de reformas como de

privatización. Entendiendo por privatización, a la incorporación de inversionistas privados, nacionales o extranjeros en los mercados energéticos, mediante cualquier forma de transferencia de los activos de empresas que fueron del Estado.

La incorporación de la competencia en un sector que tradicionalmente fue monopolístico desde su aparición, requiere cambios profundos y una nueva visión de la forma en que deben operar las transacciones inmersas en un sistema eléctrico que debe seguir funcionando como siempre lo ha hecho; y es que el abastecimiento de energía eléctrica tiene que funcionar con un equilibrio instantáneo de la oferta con la demanda.

2.3 Incorporación de la regulación

En la mayoría de los países de América Latina la legislación tiene una base greco-romana donde no existe la Regulación en la acepción que la legislación Anglosajona establece y en su lugar se hace referencia a la fiscalización cuando se habla de vigilancia, supervisión y control. La reglamentación supone la definición de reglas, normas y procedimientos; y, se habla de una actividad reglamentada cuando está sujeta a la fijación de tarifas por parte de una autoridad.

Lo anterior supone una debilidad de partida cuando se trata de constituir la regulación de los mercados energéticos que se debe tener muy en cuenta cuando se analiza el planteamiento de las reformas en el sector energético de los países de la región.

3 Estudio de caso de Brasil

La exposición que se presenta en este capítulo es un extracto del estudio de caso realizado por Altino Ventura Filho, consultor del Ministerio de Minas y Energía, en el marco del Proyecto OLADE/ Universidad de Calgary: Competencia en Mercados Energéticos.

El caso de este país es de particular interés para la comunidad del sector energético de Latinoamérica y el Caribe, por cuanto, después de haber implementado reformas a la estructura del sector en 1996, en procura de abrir espacio para una mayor participación del sector privado en las inversiones e incorporar la competencia entre empresas; en marzo de 2004 realiza reformas de segunda generación que introducen un nuevo modelo, en busca de corregir los problemas detectados durante la crisis del 2001-2002.

3.1 Contexto del sector energético

Los últimos años, el Brasil presentó un crecimiento del consumo energético final con tasas de crecimiento ligeramente superiores a las del PIB-Producto Interno Bruto. De hecho, el período de quince años, 1990/2005, el consumo energético presentó una tasa media anual de 2,8%, en tanto que el PIB evolucionó con 2,5%, resultando una elasticidad de 1,12. En el caso de la energía eléctrica, la elasticidad, en este período, fue de 1,44. La población creció con una tasa de 1,5%, resultando, por tanto, un crecimiento del PIB/habitante/año y del consumo energético/habitante/año. El cuadro siguiente presenta los valores de población, de PIB y de consumo energético, en este período.

Economía y Energía		
Año	1990	2005
Población (millones de habitantes)	146,6	184,2
PIB (miles de millones de US\$)	550,2	796,3
PIB/capita (US\$/habitante/año)	3.753	4.323
Consumo Energético (millones de TEP)	117,6	182,7
Consumo Energético/capita (TEP/habitante/año)	0,802	0,992
Consumo Energético/US\$ PIB (TEP/1.000 US\$ PIB)	0,213	0,229
Consumo de Energía Eléctrica (TWh)	219	374
Consumo de Energía Eléctrica/capita (kWh/habitante/año)	1.494	2.049
Consumo de Energía Eléctrica/US\$ PIB (kWh/US\$ de PIB)	0,398	0,469

Las figuras 1 y 2 presentan la matriz energética nacional, para el año 2005 y la previsión para el año 2015, respectivamente.

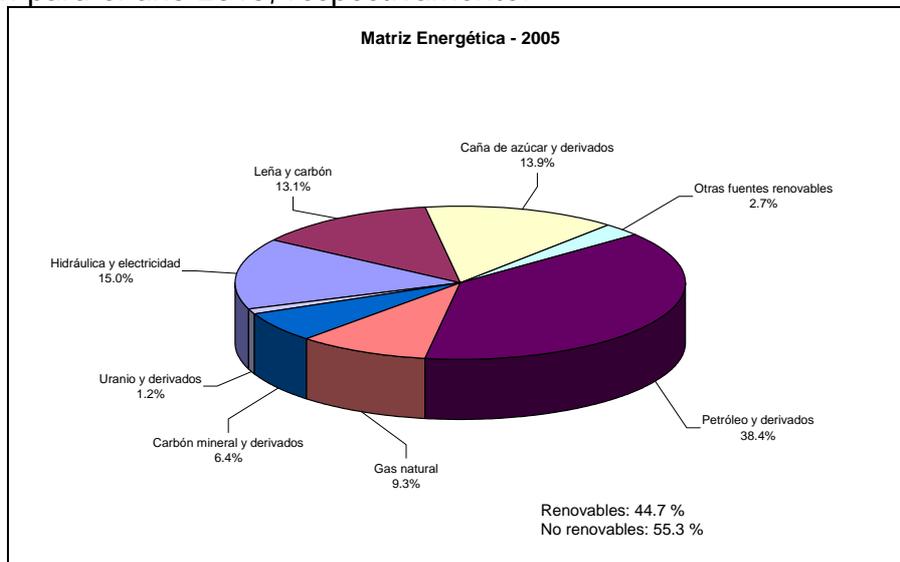


Figura 1. Matriz energética de Brasil, 2005

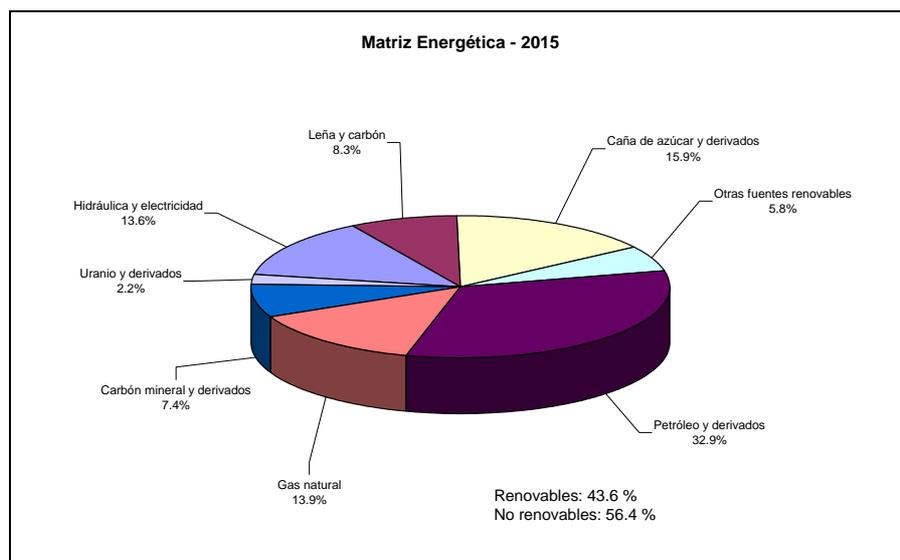


Figura 2. Matriz energética de Brasil, 2015

Se destaca la gran participación de la energía renovable, pues su participación fue de 49,1% y 44,7%, para los años 1990 y 2005, respectivamente, en tanto que el mundo actualmente presenta valores de apenas 13%. Además, es interesante la pequeña dependencia energética del País del exterior, en la

medida en que la participación de la importación decreció, en este período, de 25% al 10% del total del consumo energético final.

3.2 **Desarrollo histórico**

El modelo institucional del sector energético nacional estaba organizado en empresas estatales, federales y estatales, verticalmente integradas. A partir del final de la década de los 80, por diversas razones, entre las que se puede citar la política tarifaria adoptada, el sistema eléctrico nacional estatal se encontró en una situación muy crítica, sin condiciones de expandir el sistema de generación ni de transmisión del País. En esa ocasión, el crecimiento del consumo de energía eléctrica exigía elevadas inversiones, que el Estado no podía afrontar por si solo.

En este contexto, en los primeros años de la década de los 90, el gobierno brasileño inicio estudios para estructurar el Sector Eléctrico, esos estudios priorizaban la competencia en la generación y en la comercialización de la energía eléctrica y una fuerte regulación en la transmisión. Contando, al mismo tiempo, con una Agencia Reguladora independiente, un Operador Nacional de los Sistemas, para la generación y la transmisión y un Mercado de Competencia de energía eléctrica.

La reforma se inicia en el año 1996 con *****

Este modelo institucional no fue implementado totalmente, habiendo ocurrido lagunas en la legislación. La crisis energética del racionamiento a finales del 2001 e inicios del 2002 colocó el modelo en una situación de re-evaluación. Con el inicio de un nuevo Gobierno Federal, en el año 2003, la cuestión institucional del Sector Eléctrico fue reconsiderada, habiendo definido un nuevo Modelo, a través de un nuevo Marco Regulatorio.

En el caso del petróleo, PETROBRÁS, como empresa estatal federal, ejerció en un período de 30 años, un monopolio en cuanto a producción y comercialización de petróleo. Los resultados de esta actuación estatal indican el éxito de esta actividad, en la medida en que el mercado nacional de combustibles derivados de petróleo fue satisfactoriamente atendido, en todo el territorio nacional, con precios adecuados. Adicionalmente, Petrobrás realizó elevadas inversiones, ampliando significativamente las reservas nacionales de petróleo, al mismo tiempo que elevó la producción nacional. Así, de gran importador de petróleo, en este período de treinta años, el Brasil evolucionó, de forma continua y creciente, en la dirección de disminuir esta dependencia energética, teniendo actualmente (año 2007) logrado la auto-suficiencia en la producción de petróleo.

4 Estudio de caso de Perú

Las reformas en Perú fueron el resultado de un proceso a nivel nacional que incluyó la casi totalidad de los sectores económicos y sociales. Las reformas partieron desde la Constitución del Estado, las leyes y, naturalmente, los reglamentos. Esto ocurrió desde mediados del año 1991, hasta fines de 1992.

La exposición que se presenta en este capítulo es un extracto del estudio de caso realizado en el 2006, en el marco del Proyecto OLADE/ Universidad de Calgary: Competencia en Mercados Energéticos, por el consultor Gastón Miranda³.

4.1 *Concepción de las reformas*

Los mercados energéticos fueron planteados considerando la concepción que se resume a continuación.

a. Mercados de hidrocarburos

La concepción del marco normativo del sub-sector hidrocarburos, considera varios aspectos que se busca cumplir y que se resumen de la siguiente forma:

En términos de los productos en el mercado de hidrocarburos se transarían dos tipos de bienes: (i) Productos, sean energéticos primarios (petróleo crudo y gas natural) o secundarios (derivados del petróleo y del gas natural), y productos derivados del petróleo para utilización no energética (breas y lubricantes); y, (ii) Servicios hidrocarburíferos y no-hidrocarburíferos, resultantes de la negociación del primero. Para los servicios cuyos mercados no son factibles de ser transados en oferta y demanda se aplica el principio de la reglamentación y regulación. Para la tarifación, se utilizaría el principio de costos económicos, comparados y en competencia respecto a un referente teórico.

Sobre la base de la definición de los bienes y mercados, se aplica el principio de segmentación de la cadena de producción-consumo, en las siguientes actividades, en paréntesis se indican si son actividades reguladas ó competitivas: (i) exploración de recursos hidrocarburíferos; (ii) explotación o producción de los recursos (en competencia); (iii) transporte del energético primario (reglamentada y regulada); (iv) almacenamiento del energético primario (reglamentada y regulada); (v) transformación, refinación o separación de energéticos secundarios (en competencia); (vi) almacenamiento del energético secundario (reglamentada y regulada); (vii) transporte y distribución de energéticos secundarios (reglamentada y regulada); (viii) comercialización; y, (ix) utilización (libre).

La actividad de comercialización según corresponda al tipo de energético y a la magnitud del consumidor es de libre competencia o regulada. La comercialización del gas natural para clientes regulados se realiza solamente en contratos a plazo determinado (largo plazo) y se encuentra asociada a la actividad de distribución, por lo tanto, es un mercado cautivo para los distribuidores. Los precios de todos los productos energéticos derivados del petróleo y los servicios conexos se establecerían sobre la base de la oferta y demanda en competencia y adicionalmente se contaría con el referente del precio de referencia en el mercado mundial de combustibles, lo que determinaría la transparencia de dichos precios.

b. Mercados de electricidad

Los principales conceptos específicos aplicados en el marco normativo del sub-sector electricidad, son:

En el mercado de electricidad se transan dos tipos de bienes, el producto electricidad y los servicios eléctricos y no-eléctricos, resultantes de la negociación del primero. Para el producto electricidad se consideran los componentes, potencia, energía activa y energía reactiva. Los principales servicios eléctricos son, generación, transmisión y distribución. Los servicios no-eléctricos son aquellos derivados de la comercialización.

La segmentación de la cadena de producción-consumo se define en las siguientes actividades, anotando su condición de reguladas ó no: (i) generación (en competencia); (ii) transmisión (reglamentada y regulada); (iii) distribución (reglamentada y regulada); (iv) comercialización; y, (v) utilización (libre). La actividad de comercialización según corresponda a la magnitud de la demanda consumida sería de libre competencia o regulada.

Considerando la definición del producto y la segmentación de las actividades, el comercio del producto se clasifica en, (i) bilateral de largo plazo y, (ii) de corto plazo. Éste último, está relacionado con una bolsa o fondo, derivado del despacho económico del sistema, denominado mercado inter-generadores (MI). El primero se divide en dos tipos, uno, sujeto a oferta y demanda entre proveedores y consumidores, denominado mercado libre (ML) y el otro, sujeto a un sistema reglamentado y regulado, denominado mercado de Servicio Público de Electricidad (MSPE). Los mercados ML y MSPE se diferencian por la magnitud de la demanda consumida individualmente y se encuentran concatenados a través del precio, donde el primero corresponde a la variable independiente y el segundo, a la dependiente. El comercio se realizaría solamente en contratos a plazo determinado, para el caso a largo plazo, tanto para ML, como para MSPE, en lo relativo a las transacciones entre los generadores y los distribuidores para el abastecimiento a dicho mercado. El ML se encuentra relacionado a las transacciones entre oferentes y demandantes,

independiente de quienes jueguen los papeles. La comercialización a plazo indeterminado para clientes menores correspondientes al Servicio Público de Electricidad (SPE), se asignaría a la actividad de distribución, determinando un mercado cautivo para los distribuidores.

La cartera de energéticos primarios utilizados para la generación de electricidad, se constituye con los utilizados en el país (derivados livianos y pesados del petróleo e hidro-energía) y el carbón mineral. Se consideró que los precios de los energéticos primarios señalados serían transados en el mercado local en competencia, sobre la base de los precios de referencia de los mercados mundiales de dichos productos, para así asegurar la transparencia del precio del energético secundario electricidad.

También se conceptuó que la amortización de la inversión realizada en la capacidad instalada de generación debe realizarse sobre la base del pago por potencia, equivalente a la inversión requerida para financiar la unidad de punta necesaria para suplir la máxima demanda en un período de tiempo cercano a cero, como reserva del sistema. También, que los generadores conectados a la red deben suministrar su producción a una bolsa o fondo común, y de acuerdo a sus compromisos comerciales adquirir de éste, a fin de cumplir con ellos.

El sistema de despacho de la generación debía realizarse en forma centralizada por una autoridad técnica independiente, considerando un modelo que represente el principio uni-nodal y uni-cuencial, cuya variable de optimización es el mejor uso del recurso natural hídrico, en el período anual natural de su reposición y tomando en cuenta los costos variables de cada unidad de producción a fin de determinar la prelación del despacho. De esta manera se establece el costo marginal del sistema, equivalente al costo variable de explotación, o energía.

Se esperaba que la competencia en la oferta permitiera el flujo de capitales privados requeridos para la implantación de la infraestructura del sector, a fin de cubrir la carencia de inversiones de las empresas existentes y del Estado, y de esta manera cerrar la brecha entre la oferta de esa oportunidad y la demanda futura derivada del desarrollo nacional. Por el lado de la demanda, redundaría en beneficio de los consumidores, que con la operación de los mercados energéticos obtendrían los beneficios de la competencia entre los actores y entre los energéticos, y alternativamente obtendrían los beneficios derivados de la mayor eficiencia del sector, como consecuencia de la actuación del organismo regulador en aquellas actividades sujetas a dicha intervención.

No se consideró la aplicación de ningún subsidio, ni a la inversión, ni a la explotación, ni al consumo, sea éste, directo o cruzado.

c. Mercados de otros energéticos

Todas las actividades relativas al recurso natural carbón mineral se encuentran bajo el marco normativo del sector minería. Este sector cuenta con amplia experiencia en el país y la utilización del carbón mineral para fines energéticos se cataloga como un producto sujeto a oferta y demanda en un mercado de libre competencia.

Sin experiencia previa en el país, la exploración, explotación, transformación y utilización del recurso geotérmico fue conceptuada sobre la base de la libre competencia para aquellas actividades que por su naturaleza así lo permitían y las de servicios que constituyen monopolios naturales como reguladas.

Con relación a la transformación en un energético secundario y su utilización, los recursos naturales renovables eólico y solar, se consideran sujetos a la oferta y demanda. Los servicios derivados de su comercio, en la medida que constituyan monopolios naturales, y los respectivos mercados, están sujetos a reglamentación y regulación.

El recurso renovable hídrico, en lo relativo a la transformación en un energético secundario, no fue conceptuado en forma específica. Aplican los siguientes conceptos que estaban establecidos, el otorgamiento de un derecho de explotación está condicionado a realizar una inversión; los derechos otorgados son por un período finito de mediano plazo; existe prelación en su utilización aún cuando ésta sea consumible o no-consumible; aún así el derecho de posesión por usos y costumbres se encuentra muy arraigado.

4.2 **Resultados obtenidos**

El Perú ha logrado mejorar el portafolio de productos energéticos para el abastecimiento de la demanda nacional, especialmente para los sectores productivos de bienes, con un cierto retraso y en algunos casos estancamiento con relación a la demanda para los sectores de servicios y sociales de la Nación. La Matriz Energética Nacional –MEN, ha sufrido algunos cambios sustantivos, fundamentalmente se encuentra en pleno proceso de cambio por la inclusión reciente del gas natural. La explotación del recurso natural geotermia no se ha logrado implantar como fuente adicional en MEN, a pesar que en el período analizado se aprobó el marco normativo del sub-sector.

Con relación a la oferta de hidrocarburos, la disminución en la explotación de los recursos petroleros fue reemplazada por la importación de crudos y productos derivados. La inclusión en forma masiva a partir de 2004, con la explotación del yacimiento de Camisea y el transporte a la costa central, determinó que se cuente en el país con tres (03) zonas de producción de gas natural, que aún son aisladas entre sí. Este aislamiento es en términos de una

conexión vía gasoductos, sin embargo, indirectamente vía las líneas de transmisión eléctricas, sí se encuentran conectadas.

La estructura impositiva aplicable a los productos energéticos, a pesar de la reforma tributaria general implantada a principios de la década de los noventa, en gran medida persiste en ser discriminatoria con relación al universo de productos energéticos y también impregna una dirección en las preferencias de consumo de los demandantes.

Así, el nivel de competencia entre energéticos, por un lado, ha sido incrementado por la inclusión en forma mayor de los energéticos, gas natural y carbón mineral, y por otro lado, esta competencia se ve menoscabada como consecuencia de mantener una política impositiva que diferencia las tasas según productos energéticos.

El establecimiento de aquella normativa general relativa a la competencia en los mercados, fue previa a las reformas del sector energía, sin embargo la promulgación de la normativa específica para la competencia en el sub-sector electricidad, fue bastante posterior al inicio del proceso de privatización de las empresas y activos del Estado. Así mismo, el marco normativo general de la competencia y sus respectivos reglamentos, no incluían condiciones cuantitativas, resultando que toda divergencia derive en procesos sumamente largos, sujetos a la interpretación de las partes y, a la discrecionalidad de la autoridad que lo aplica, con el consiguiente riesgo para los inversionistas, la falta de credibilidad de los consumidores sobre los resultados de su aplicación y la carencia de inclusión de dichas condiciones relativas a la competencia en los procesos de privatización.

Así, el proceso de promoción de la inversión privada realizado en el sector energía a lo largo del primer lustro posterior a la reforma de primera generación, fue implantado sin contar con un marco normativo específico de la competencia que otorgue, tanto a los potenciales inversionistas, como a los encargados de dicho proceso, de una variable de análisis para establecer las condiciones a las cuales sujetarse en el futuro.

Con una sola excepción, el Estado, en su papel promotor de inversiones para el incremento de la infraestructura energética nacional, pero fundamentalmente para el incremento de la competencia entre agentes del mercado, tuvo una acción casi nula. En esa medida hacia fines del último lustro del siglo pasado, época de gran liquidez en los mercados de capital de los países desarrollados y de un ciclo de grandes inversiones en Latinoamérica y el Caribe (LAC), el Estado, perdió el paso con el nicho de oportunidad abierto por entonces. Actualmente las condiciones para las inversiones en LAC y en Perú han variado sustantivamente. La percepción por parte de los inversionistas de inestabilidad política en LAC y en Perú, como por su propia inseguridad determina también que el flujo de capitales disminuya y en el extremo se retire,

y/o que la expectativa de renta sea aún mayor, mutando al mercado objetivo China que muestra la combinación de estabilidad política, gran crecimiento y mercado de demanda muy amplio.

Esta además señalar que el proceso de promoción de la inversión privada en el sector energía dista mucho de estar concluido, razón por la que el Estado, aún sigue siendo uno de los mayores grupos económicos en el mercado, desempeñando papeles en la gran mayoría de actividades. Tanto la integración vertical, como la horizontal de las actividades del negocio en energía en el período transcurrido han variado sustantivamente, sin embargo, ésta aún está presente y con nuevas iniciativas de retomarla, especialmente entre los agentes ya presentes en el país.

Los capitales para fines de inversiones en mantenimiento mayor y pequeñas ampliaciones son generados por el negocio energético, sin embargo, no se observa la presencia de iniciativas de inversiones para emprendimientos mayores, especialmente con nuevos agentes en el mercado.

Así, derivado de la concentración de propiedad de las empresas del sector energía, el nivel de competencia entre agentes del mercado en los segmentos del negocio energético se encuentra en niveles sumamente bajos, salvo una sola excepción.

Sin mayor análisis, los consumidores de energéticos del país, sean mayoristas o minoristas, tienen la percepción que los precios de los energéticos transados en los mercados locales son muy altos, si se toma como referencia a los mismos productos en países con similar condición normativa. Obviamente, parte del sustento para esta percepción, radica en el nivel de competencia en los diferentes segmentos del mercado.

El Perú superó la crisis de abastecimiento de electricidad que se observaba a inicios de la década del noventa, logrando tener una reserva de capacidad instalada algo superior al 40%. Señal que muestra que la reforma tuvo inicialmente resultados positivos en términos de la inversión en infraestructura productiva que desplazó a las unidades existentes más ineficientes. Sin embargo, esta reserva no es eficiente y tiene altos costos operativos.

Se destacan los avances alcanzados en la cobertura eléctrica que del 66% en el año 1992 ha saltado al 77% en el año 2005. Claro que la electrificación rural aún se encuentra en niveles muy bajos, 39.5% al 2005, demostrando la necesidad de un mayor esfuerzo hacia esas áreas.

4.3 **Grado de competencia alcanzado**

A fin de cuantificar el grado de concentración del mercado se utiliza el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) que refleja el grado de participación de los diferentes agentes o grupos económicos. Normalmente se usa una base de 100 para reflejar la participación porcentual al cuadrado, es decir que un monopolio tiene un HHI de 10,000.

Las autoridades tanto de Estados Unidos de América como de la Unión Europea definen un mercado con un resultado de menos de 1.000 como competitivo; un resultado de 1.000-1.800 es un mercado moderadamente concentrado; y un resultado de 1.800 o mayor, indica un mercado altamente concentrado.

Con esa base, y tomando como referencia el volumen de ventas de cada empresa o grupo económico, se presentan los valores de HHI para el sector energía en general y en cada uno de los subsectores del Perú, en particular.

Los valores del índice reflejan la carencia de un dispositivo legal para todo el sector energía, o uno más general para todas las actividades económicas, pero que incluya variables cuantitativas de medición de la competencia en los mercados. No se cuentan con las señales de competencia buscadas para la gran mayoría de segmentos del mercado. En esta medida se han presentado y en gran medida persisten aún los siguientes hechos.

Sector energía

CONCENTRACIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL - TOTAL ENERGÍA - RESUMEN POR MERCADOS - PERÚ 2002					
Nº	ACTIVIDAD	RESUMEN - ÍNDICE HHI			
		HORIZONTAL		VERTICAL	
		HHI	Nº EMPR.	HHI	Nº EMPR.
		[-]	[-]	[-]	[-]
1	OFERTA CRUDO	2 619,25	12		
2	OFERTA GAS NATURAL	3 600,15	6		
3	SERVICIOS REFINACIÓN	4 502,96	4		
4	OFERTA MAYORISTA	4 360,12	11		
5	DISTRIBUCIÓN MAYORISTA	1 901,91	97		
6	COMERCIO MINORISTA	259,69	3 482		
7	GENERACIÓN	2 501,11	9		
8	TRANSMISIÓN	3 075,65	4		
9	DISTRIBUCIÓN	3 116,46	10		
10	OFERTA CARBÓN	2 092,47	12		
11	VERTICAL MAYORISTA			2 469,83	30

Tabla 1. Índice Herfindahl-Hirschman en el sector energía

Las autoridades que emprendieron y continúan con los procesos de privatización no contaron ni cuentan con un referente relativo a la competencia prospectiva buscada. También, en los procesos de promoción de la inversión privada para nuevos proyectos de infraestructura energética, se presenta la misma circunstancia, de manera tal, que implícitamente se está dejando abierta la posibilidad para que haya una mayor concentración de la propiedad de los grupos económicos que actúan en el mercado.

Subsector hidrocarburos

El indicador HHI del subsector para el año 2002 señala que la concentración para los mercados de producción de crudo de petróleo, producción de gas natural y de servicios de refinación es sumamente alta, donde los agentes del mercado en condición de posición de dominio son Pluspetrol, un tercer agente y Repsol, respectivamente. De esa fecha al año 2005, se han presentado los siguientes hechos. En 2004 se inició la operación del proyecto Camisea (Lote 88) que determinó, que Pluspetrol también tuviera la posición de dominio en la producción de gas natural. En 2005, el Estado por promoción de la inversión otorgó a otro grupo económico con participación de Pluspetrol el yacimiento de gas natural de Pagoreni (Lote 56) que se ubica adjunto al Lote 88. Así mismo, en 2005, Repsol anunció su integración al grupo económico para la explotación del Lote 56. En esta medida, a fines del año 2005, el grupo económico con participación determinante de Pluspetrol y Repsol tienen posición de dominio en los siguientes mercados: (i) producción de crudo; (ii) importación de crudo; (iii) producción de gas natural; y, (iv) refinación de hidrocarburos.

**CONCENTRACIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL -
HIDROCARBUROS - RESUMEN POR MERCADOS - PERÚ 2002**

N°	ACTIVIDAD	RESUMEN - ÍNDICE HHI			
		HORIZONTAL		VERTICAL	
		HHI	N° EMPR.	HHI	N° EMPR.
		[-]	[-]	[-]	[-]
1.0	OFERTA CRUDO	2 619,25	12		
1.1	PRODUCCIÓN	4 121,94	10		
1.2	IMPORTACIÓN	6 736,01	2		
2.0	OFERTA GAS NATURAL	3 600,15	6		
3.0	REFINACIÓN	4 502,96	4		
4.0	OFERTA MAYORISTA TOTAL	4 360,12	11		
4.1	GASOLINAS	4 729,24	4		
4.2	D. LIVIANOS	4 692,45	4		
4.3	D. PESADOS	5 127,62	2		
4.4	GLP	3 118,53	6		
5.0	DISTRIBUCIÓN MAYORISTA	1 901,91	97		
5.1	LÍQUIDOS	1 996,69	18		
5.2	GLP	1 461,16	73		
6.0	COMERCIO MINORISTA	259,69	3 482		
6.1	LÍQUIDOS	265,73	2 555		
6.2	GLP	818,48	927		
7.0	TOTAL			1 396,10	2 469

Tabla 2. Índice Herfindahl-Hirschman en el subsector hidrocarburos

Subsector electricidad

**CONCENTRACIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL -
ELECTRICIDAD - RESUMEN POR MERCADOS - PERÚ 2002**

N°	ACTIVIDAD	RESUMEN - ÍNDICE HHI			
		HORIZONTAL		VERTICAL	
		HHI	N° EMPR.	HHI	N° EMPR.
		[-]	[-]	[-]	[-]
1	GENERACIÓN	2 501,11	9		
2	TRANSMISIÓN	3 075,65	4		
3	DISTRIBUCIÓN	3 116,46	10		
4	TOTAL			2 323,13	19

Tabla 3. Índice Herfindahl-Hirschman en el subsector electricidad

En el sub-sector electricidad, que cuenta con una normativa específica para la libre competencia en los mercados, se presentó una laxa aplicación de dicha normativa con una operación de concentración derivada de la adquisición de acciones por oferta pública en Chile y USA.

La operación de concentración en el ámbito mundial por la adquisición de paquetes accionarios, inicialmente de las empresas denominadas “Las Chispas” y posteriormente en forma directa de Enersis S.A. de Chile por parte de la Empresa Nacional de Electricidad S. A. de España, o Endesa de España a inicios de 1999. Esta operación de concentración determinó que en Perú, las empresas de generación Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (Edegel) que por ese entonces era controlada por Enersis S.A. y las empresas Empresa Termoeléctrica de Ventanilla S.A. (Etevensa) y Empresa Eléctrica de Piura S.A. (Eepsa) pasaran a ser controladas directamente por Endesa. Esta operación de concentración incluyó también la empresa de distribución Empresa de Distribución de Lima Norte S.A. (Edelnor) que previamente había absorbido a la Empresa de Distribución de Chancay S.A.

Dicha operación de adquisición ha dado los resultados de concentración que actualmente se manejan en Perú. En lo relativo al mercado de generación en Perú, el resultado de dicha concentración ameritó la aprobación de la autoridad de competencia, con la sola aplicación de una multa menor derivada del trámite administrativo.

4.4 Lecciones aprendidas

A continuación se transcribe casi literalmente, el documento de lecciones aprendidas presentadas por el consultor Gastón Miranda⁴ y validadas por el Taller Nacional de Mercados Energéticos, que en el marco de referencia de este proyecto convocó a los principales actores del sector para discutirlos.

Lección Aprendida 1: Resultado de la Reforma de Primera Generación

Los mercados sujetos a oferta y demanda en libre competencia y competencia, así como los mercados sujetos a reglamentación y tarifación del sector energía implantados con la reforma de primera generación, han traído al país muchos más beneficios que problemas irresolutos.

Es así que, la marcha de los segmentos del mercado del sector energía, sean de oferta y demanda o reglamentados, ha acompañado y coadyuvado al desarrollo de la Nación, tanto en términos de la producción de bienes, como a la mejora de la calidad de vida de la población.

También, la marcha de dichos mercados ha condicionado que la carga financiera que significaba al erario nacional el sector energía hasta antes de la reforma, se ha transformado en una fuente de generación interna de recursos económicos para el fisco (con el pago de tributos) y para sus accionistas.

Así mismo, la marcha de los mercados ha significado la mejora en la eficiencia empresarial, la transferencia de tecnología moderna al país, la especialización y capacitación del personal del sector y de los demandantes.

También, la marcha de los mercados ha permitido que los consumidores realicen una administración de su demanda sobre la base de las señales de precio de los energéticos.

Igualmente, dicha marcha ha condicionado una renovación completa en la actitud de los representantes de las instituciones, tanto del Estado como de los privados, fundamentalmente en el sentido de servicio a sus clientes, de transparencia en el actuar, y, en la búsqueda de eficiencia. Eficiencia que se muestra en la disminución sustantiva de los costos de inversión, en el manejo apropiado de los costos variables, la disponibilidad oportuna de información, y, la opción de elección de los agentes oferentes y demandantes del mercado.

La marcha de los mercados ha permitido la variación de la estructura de la matriz energética nacional que muestra la ampliación del portafolio de productos energéticos ofertados, la migración de los consumidores hacia la utilización de energéticos secundarios en menoscabo de los energéticos primarios tradicionales de muy baja eficiencia y, la mejora sustantiva en la eficiencia de utilización de los energéticos, medida en términos de energía útil.

También, en general los segmentos del mercado energético dan las señales de precio a fin que los oferentes elijan en cual intervenir y los demandantes elijan el producto de su conveniencia.

También se encuentran, en algunos segmentos del mercado de energía, derivado de una serie de factores, niveles relativamente bajos de inversión fresca en proyectos de inversión.

Sin embargo, como todo proceso de reforma, éste no ha estado exento de problemas, dado que la realidad siempre es más compleja que cualquier extrapolación teórica y de voluntades políticas.

Lección Aprendida 2: Política Energética Nacional y Planificación

La Política Energética Nacional, tanto la del Estado, como aquella complementaria de los respectivos Gobiernos debe ser explícita y apoyada por una planificación.

La Política Energética Nacional del Estado, como aquella política energética complementaria de las respectivas administraciones de turno en el gobierno, debe ser explícita y de conocimiento público, y acompañada de los respectivos objetivos, metas, planes y programas. Estos últimos, se evidencian a través de una planificación vinculante para las instituciones del Estado, que debe ser encargada a un ente especializado.

Como parte integrante de los lineamientos de la política energética nacional se deben explicitar los niveles de competencia objetivo buscados para cada

segmento del mercado de energía; que resulta en información básica requerida, tanto por los agentes del mercado que buscan integrarse, como por las instituciones del Estado que velan por el cumplimiento de la competencia objetivo, así como por los demandantes que esperan resultados beneficiosos de dicha competencia.

Lección Aprendida 3: Normativa

A fin de incentivar las inversiones y la competencia por los mercados se debe promover e implantar en el sector energía la reforma de segunda generación, de manera tal que los diferentes segmentos del mercado emitan adecuadas señales económicas, que incluye entre otros temas para el subsector electricidad, la remuneración de la potencia y la transmisión, mayor libertad de contratación y por lo tanto acceso universal al mercado de corto plazo y modificación del gobierno de la entidad administradora del sistema/mercado.

Algunos segmentos del mercado de energía no emiten las señales adecuadas para incentivar las inversiones de los agentes. Es por esto que los desarrollos relativos de algunos subsectores es menor que otros. En esa medida, se requiere en lo posible nivelar la magnitud de las señales económicas que emiten todos los segmentos del mercado, a fin de obtener en cierto grado un desarrollo homogéneo.

A fin de establecer normas promotoras de la inversión que redunden en la competencia por los mercados, cuya vigencia sea de largo plazo, se requiere arribar a acuerdos consensuados entre las diferentes fuerzas políticas del país, incluyendo las opiniones de los agentes del mercado y los demandantes. Sistema que también debe aplicar a las modificaciones mayores que se realicen al marco normativo. Estos consensos pueden ser más fácilmente obtenidos, en la medida que se plantee que los beneficios derivados de los incentivos establecidos sean compartidos entre la oferta y la demanda.

También, se requiere que las normas legales que plantean arribar a niveles objetivo, a partir de una realidad actual, deben prever el período de transición adecuado de manera que tanto los agentes, la competencia, las instituciones y los demandantes puedan adecuarse paulatinamente. Uno de los ejemplos determinantes de esta circunstancia se encuentra en la norma de calidad del subsector electricidad, que a pesar de los avances logrados requiere una revisión integral.

Se debe promover la adecuación del marco normativo relativo a los temas mayores del subsector electricidad que requieren modificación, a saber: (i) la remuneración de la potencia; (ii) remuneración con precios estables de los sistemas de transmisión; (iii) suficiencia de generación a precios competitivos; (iv) acceso universal de los agentes del mercado al sistema y al mercado en libre competencia; (v) mayor grado de libertad en la contratación de los requerimientos por parte de los demandantes intermedios y finales; y, (vi) gobierno de la institucionalidad que administra el sistema y el mercado; que en su gran mayoría son abordados por la reforma de segunda generación contenida en el denominado Libro Blanco.

Lección Aprendida 4: Competencia entre Productos – Impuestos y Subsidios

Actualmente la competencia entre los productos energéticos aún se encuentra distorsionada, dada la estructura tributaria aplicable al consumo de estos productos, la permanencia de algunas excepciones al régimen impositivo general y a la implantación de un subsidio cruzado, que deriva en un direccionamiento de las preferencias de consumo de los demandantes.

La competencia entre los productos energéticos aún se encuentra distorsionada, dada la fijación por parte del Estado de una estructura tributaria inconsistente aplicable al consumo de estos productos. Esta condición deriva en que la preferencia de los consumidores por productos para satisfacer sus necesidades de energía se encuentra dirigida por los precios que incluyen tipos y tasas diferenciadas de impuestos. A saber:

El impuesto al rodaje (IRJ) que aplica solamente a las gasolinas motor, cubre un tercio de los combustibles utilizados para el transporte carretero. Dicha excepción, dirige las preferencias de los consumidores al Diesel 2 que se encuentra exento de este impuesto y menoscaba los fondos fiscales para cubrir las necesidades consideradas por este impuesto.

El impuesto selectivo al consumo (ISC) aplica solamente a algunos productos energéticos y aún con tasas bien diferenciadas. Esta medida también dirige las preferencias de los consumidores por aquellos productos exentos de este impuesto o por aquellos de menor tasa impositiva.

En menor medida, sin embargo no despreciable, la competencia entre los productos energéticos también se encuentra distorsionada, dada la permanencia de aplicar la excepción del pago de ISC a los combustibles para el consumo en la zona de selva y la implantación del subsidio cruzado al consumo de electricidad, 'Fondo de Compensación Social Eléctrica' (FOSE), para las demandas por debajo de un umbral.

La excepción de aplicar el impuesto selectivo al consumo, en adición a la excepción del impuesto general a las ventas (IGV), a los productos energéticos en las zonas de selva del país, también distorsiona la magnitud del consumo y promueve el contrabando intra-nacional hacia las zonas donde se aplica este tributo.

Sin embargo, la denominada excepción de aplicar el impuesto selectivo al consumo a los combustibles líquidos derivados del petróleo adquiridos para fines de generación de electricidad, no constituye tal, dado que el combustible es un insumo transformado en otro tipo de energía - electricidad, y por lo tanto no sujeto de consumo final.

El subsidio cruzado al consumo de electricidad, Fondo de Compensación Social Eléctrica – FOSE, coadyuva a distorsionar la competencia entre energéticos, dado que el consumo de los otros energéticos carece de este beneficio.

Se encuentra en manos del Estado, y que debería erigirse por encima de los cabildeos de los grupos de interés, el revisar la estructura tributaria aplicable a los productos energéticos de manera que no dirija las preferencias de los consumidores y de esta manera promover la competencia entre los productos energéticos.

Así, se debe universalizar la aplicación del impuesto al rodaje (IRJ) a todos los productos consumidos para el transporte carretero. También, el impuesto selectivo al consumo (ISC) debe aplicar al universo de productos energéticos sujetos de un consumo final. Como variables de cálculo para la determinación de las tasas del ISC, se puede considerar: (i) la capacidad energética intrínseca de cada producto; y, (ii) el impacto ambiental negativo que condiciona su utilización. Esto último, en la tasa aplicable, determinaría la internalización de las externalidades ambientales de los productos por su utilización.

También, el Estado, como parte de su política de transparencia, debería levantar la excepción aplicable al impuesto selectivo al consumo y del impuesto general a las ventas de energéticos en zonas de selva y, de considerarse políticamente correcto para el desarrollo homogéneo y equitativo de las diferentes localidades del país, reemplazarla por un subsidio directo que sirva de fuente de financiamiento para proyectos de inversión de infraestructura productiva. También el subsidio al consumo de electricidad denominado FOSE, debe transformarse por uno directo, a fin que se incluya en la contabilidad del Estado, a pesar que la fuente primigenia del mismo, sea el mismo consumidor actual.

Lección Aprendida 5: Normativa de Libre Competencia

La norma general relativa a la competencia aplicable también al sector energía, carece de una cuantificación de medida de la competencia, lo que permite sin mayor vigilancia la concentración en los mercados.

Si bien, desde antes de la reforma de primera generación del sector energía, se cuenta con una norma general relativa a la competencia que aplica a todos los sectores económicos, ésta carece de una cuantificación de medida de la competencia. Sea ésta, con un sistema simple relativo a la concentración de la propiedad, u otros sistemas más sofisticados que permitan obtener resultados más representativos para casos complejos. Esta carencia abunda en el hecho que toda aplicación de la norma está sujeta a la total discrecionalidad de las autoridades y que su aplicación no es predecible.

También, si bien se cuenta con una norma específica relativa a la competencia para el subsector electricidad y con cierta cuantificación, ésta presenta las siguientes características.

Toda concentración de los agentes del mercado que involucre una integración exógena al sub-sector electricidad, se encuentran fuera del ámbito de aplicación de dicha norma. Así, toda integración al interior del sector energía, no es tratada sobre la base de dicho dispositivo legal específico.

Fue promulgada posteriormente a la gran mayoría de procesos de privatización. Esta carencia, muestra por un lado, que los procesos de privatización se realizaron sin tomar en cuenta la variable competencia prospectiva buscada en los mercados de energía; y, por otro lado, la carencia de una real determinación del nivel de competencia esperado en aquellos mercados sujetos a la oferta y demanda en libre competencia y competencia que se procedían a implantar.

Así mismo, las barreras de ingreso al mercado implícitamente establecidas por la normativa de algunos sub-sectores constituyen un obstáculo en la promoción de la competencia y su fortalecimiento.

En esta medida, el Estado debe proceder a modificar la legislación general aplicable a la libre competencia incluyendo cuantificaciones para determinar y limitar la concentración, la posición de dominio y el abuso de posición de dominio, por la vía de las adquisiciones y fusiones. Así mismo, se requiere una modificación de las condiciones implícitas establecidas por la legislación de cada subsector que constituyen barreras de ingreso al mercado. Estas modificaciones constituyen la única vía que permite que los mercados de oferta y demanda se mantengan como tal y no migren, a pesar de mantener el nombre, a otro status, el de abuso de posición de dominio. Acción que es determinante y perentoria.

Lección Aprendida 6: Competencia Actual y Concentración de los Mercados

Actualmente la aglutinación de la propiedad en la gran mayoría de segmentos del mercado energético, incluyendo aquella del Estado, muestra niveles de concentración que semejan situaciones de posición de dominio y/o duopolios, con tendencia a incrementarse.

Si bien por la magnitud de los mercados, por economías de escala y tecnología, y otros factores, es difícil lograr incrementar la competencia en los mercados energéticos como los de Perú, no se debe cejar en la iniciativa, siendo en todo momento pro-activo e ingenioso en los mecanismos que se establezcan a fin de promover dicha competencia. Entre estos mecanismos se encuentra el priorizar los incentivos sobre las penalidades.

El análisis actual de la competencia en los segmentos del mercado energético de Perú, medida en términos de la concentración de la propiedad por grupos económicos, muestra en la mayoría de éstos, índices de alta o muy alta concentración, que semejan a situaciones de posición de dominio determinante y duopolios. Muestra clara del bajo o muy bajo nivel de competencia. Obviamente, no falta un segmento que aparece como excepción a la regla.

El análisis permite también colegir lo siguiente:

- El Estado mantiene aún una amplia porción de varios segmentos del mercado, que determina el incremento del índice de concentración.
- Los agentes privados haciendo uso de los vacíos legales y sobre la base de las señales económicas de los mercados tienden a concentrarse en forma horizontal y vertical, a fin de generar sinergias que les den ventajas relativas respecto a los competidores.

No se debe dejar de lado el hecho que como vehículo de promoción de la competencia en los mercados del subsector electricidad se encuentra la topología del sistema de transmisión y que los demandantes reciban las señales económicas del mercado de oportunidad.

El proceso de privatización de las empresas y activos existentes de propiedad del Estado se truncó hacia la mitad del segundo lustro de implantada la reforma de primera generación. La ventana de oportunidad ya no es la misma, tanto en términos del entorno nacional, como internacional.

En esta medida, para continuar y concluir con el proceso de privatización y profundizar en la promoción de nuevas inversiones en infraestructura energética, de manera tal de inyectar un mayor nivel de competencia 'en' y 'por' el mercado, y considerando la coyuntura del entorno nacional, se requiere de la realización de una campaña de información a la población, de manera tal de revertir las condiciones de un hecho percibido como políticamente incorrecto. La continuación del proceso de privatización también deberá incluir la variable competencia prospectiva buscada como una determinante para la evaluación de sus resultados.

Lección Aprendida 7: Instituciones del Estado y Agencia Autónoma

La sostenibilidad temporal y la competencia al interior de los mercados deben ir aparejadas con instituciones del Estado y Agencias Autónomas robustas, peritas, cercanas al usuario, ágiles, de bajo costo y pro-activas.

La sostenibilidad temporal de los mercados de oferta y demanda y el inyectar el mayor nivel de competencia posible en los mercados de energía requiere, entre otros, que la institucionalidad que los observa, controla y administra sea tan fuerte y robusta como los mayores agentes del mercado, de manera tal que sus

disposiciones sean percibidas y aceptadas como serias, transparentes y sustentadas adecuadamente y que sus representantes sean percibidos y aceptados como que cuentan con probidad, pericia, experiencia y reputación de conocedores del mercado. En esta medida, es fundamental que las instituciones cuenten con profesionales adecuados, de manera tal que la percepción y aceptación se sustente en la acción del quehacer diario.

Así mismo, en la búsqueda de eficiencia, las instituciones deben acercarse al usuario de sus servicios de la manera más ágil y al menor costo posible, contando con delimitaciones precisas de sus atribuciones y responsabilidades. En forma determinante su acción debe ser más pro-activa adelantándose a los hechos, de manera de alejarse de una actitud reactiva ante hechos consumados. Medidas que se requieren, tanto en las instituciones del Estado, como en las Agencias Autónomas involucradas con los mercados energéticos, a fin de promover la inversión privada en el sector, como promover y vigilar la competencia entre agentes 'en' y 'por' el mercado, así como entre energéticos.

En esta medida, la institucionalidad del Estado y las Agencias Autónomas deben ser robustecidas para promover la inversión y la competencia en el sector energía, actualizadas en términos de estandarizar e informatizar sus procedimientos, descentralizadas a fin de acercarse al usuario de sus servicios.

Constantemente se debe vigilar y prevenir la tentación en la que caen algunos representantes de la sociedad política partidaria, gremial de los oferentes, de consumidores y del propio Estado, que bajo diferentes argumentos, vislumbran el hecho de capturar el gobierno de las agencias sectoriales, a fin que éstas no pierdan la característica de ser realmente Agencias Autónomas.

Lección Aprendida 8: COES y Mercado de Electricidad

COES debe ser adecuado y renovado a fin de cumplir con el papel de institución técnica independiente en el manejo del sistema y del mercado de oportunidad del sub-sector electricidad.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), como institución encargada del despacho del sistema eléctrico y fundamentalmente de la administración del sistema y del mercado de oportunidad, o de corto plazo, en la medida que se le asignen nuevas funciones y se amplíen los tipos de agentes que concurren al mercado, requiere que la dirección del mismo sea adecuada y renovada a fin de otorgar a la sociedad señales de independencia, transparencia y equidad para lograr la aceptación de sus decisiones.

Así, la integración de la ejecución de la función de la administración del sistema y de administración del mercado de oportunidad o corto plazo, sin una institución independiente de cualquier grupo de presión e inclusive del Estado, mal puede ser la garante del libre acceso a la infraestructura del sistema y del libre acceso al mercado en equidad de condiciones. La condición del libre

acceso al sistema y al mercado es básica para lograr una mayor profundidad y liquidez del mercado, vía que permite incrementar la competencia en el mercado del subsector electricidad.

En esta medida, la estructura y nominación de la dirección de COES debe ser renovada totalmente con relación a la independencia de sus integrantes de todo grupo de presión y del propio Gobierno.

4.5 Nuevos Cambios en la legislación del sector

La Ley 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

La formulación de esta nueva ley, publicada el 23 de julio del 2006, se originó durante los problemas del sector eléctrico del año 2004 ocasionados esencialmente por tres factores: la sequía en el centro norte del Perú, los retiros de potencia y energía del sistema eléctrico interconectado por empresas de distribución sin contrato de suministro y el desincentivo de inversión en el área de generación y de transmisión por una señal de precios inadecuada.

En consideración a estos factores la propuesta de solución tuvo como enfoque un mercado que se ajuste por si solo a través de la búsqueda de un equilibrio en el precio adecuado para el consumidor y que permita la sostenibilidad al sistema en la operación, el mantenimiento y la obtención de recursos para ampliaciones futuras de las propias empresas.

Los principales conceptos innovadores que establece esta Ley son los siguientes:

1. Licitaciones a precio firme

Las distribuidoras realizarían licitaciones con tres años de anticipación para ampliar la participación de generadores y aumentar la competencia; esto aseguraría la suficiente generación a través de contratos de suministro. Las generadoras ofertarían la energía a los precios que cada una fije por el servicio brindado, pero con ciertas restricciones de ley y del organismo regulador.

2. Reestructuración del operador COES

La conformación del COES no solo será de los generadores y transmisores como era hasta la entrada en vigencia de ésta nueva Ley, que integra al COES a los clientes libres y a las empresas de distribución. Asumiendo una nueva función de Planificación de la Transmisión elaborarán el plan de expansión para someterlo a aprobación en el Ministerio de Energía y Minas.

3. Nueva regulación de transmisión
El Ministerio de Energía y Minas licitará las nuevas líneas y su construcción será el resultado de la competencia. Se reconocen los valores actuales de las instalaciones de transmisión para los contratos BOOT y RAG para alentar la inversión. Se permite la construcción de nuevas líneas que pueden pactar un cliente y un transmisor acordando una retribución.
4. Participación de los grandes usuarios en el mercado de corto plazo
Los clientes libres con una demanda superior a 10 MW, podrían participar en el mercado spot; como también las distribuidoras.
5. Empresas Estatales
Las empresas eléctricas de propiedad estatal, que no serían privatizadas, pueden participar en forma competitiva en el sector eléctrico realizando inversiones de re-potenciación, incremento de capacidad, traslado de equipos que se encuentren sustentados en un análisis de rentabilidad que permitan su financiamiento.
6. Compensaciones a Sistemas Aislados:
En consideración a las diferencias económicas existentes en los sistemas aislados con los sistemas interconectados, se implementaría un mecanismo para compensar tales diferencias.

Se han incluido medidas complementarias, tales como:

- Las tarifas resultantes en las licitaciones para abastecer a las distribuidoras, marcarán la nueva referencia de mercado para la comparación del precio de barra.
- Se promueven los proyectos hidroeléctricos, la generación distribuida del sistema y la cogeneración eficiente.
- Se implanta un mecanismo de ajuste para controlar los costos marginales en el caso de ocurrir una falla del gasoducto de Camisea.

Algunos reglamentos de esta ley, ya fueron publicados y otros se encuentran en proceso.

Los cambios que trae esta nueva Ley tienen como objeto la mejora continua del sistema eléctrico peruano.

5 Estudio de caso de Chile

En este capítulo se resume el informe de estudio de caso Chile, realizado por el consultor Héctor Lagunas⁵, contratado en el marco del Proyecto OLADE/ Universidad de Calgary: Competencia en Mercados Energéticos.

5.1 Planteamientos de la reforma

Desde las Reformas del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos realizadas en la década de los años ochenta, los sectores de electricidad y gas en Chile han evolucionado lenta pero sostenidamente hacia la operación de mercados competitivos, cuya evaluación general, si bien se diagnostica en forma positiva por los diversos actores del ámbito nacional, la experiencia real ha presentado y, en algunos aspectos, mantiene problemas de aplicación práctica.

En efecto, previo a la reforma que se hizo en Chile en 1982, considerada como la Regulación de Mercados de Primera Generación, la visión tradicional que se tenía del servicio eléctrico era la de un Monopolio Integrado cuya regulación no distinguía de tal caracterización procesos o servicios que no poseen economías de escala o bien que sus economías de ámbitos se pueden preservar aún después de una segmentación.

En la década de los ochenta, dada la experiencia favorable lograda en procesos de descentralización e introducción de competencia en otros sectores de servicio público; la tendencia mundial se orientó a la reforma de la estructura del servicio eléctrico en el sentido de separar los servicios en los cuales con una normativa apropiada se posibilitaría la competencia. La principal conclusión que se obtuvo de esta segmentación es la potencialidad de lograr el establecimiento de un mercado competitivo a nivel de generación de electricidad, para lo cual se requerían tres aspectos básicos:

- a. La existencia de un pool, o ente administrador del mercado, donde se realizan las transacciones de energía.
- b. La existencia de un despacho de carga centralizado (operador del sistema), de modo de preservar las economías de ámbito de la operación coordinada del sistema eléctrico en su conjunto.
- c. El libre acceso de los productores y clientes a los sistemas de transporte.

Dada las dificultades tecnológicas y los costos asociados, ha sido difícil pensar en la liberalización completa del mercado, por lo que se adopta el paso intermedio de la creación de un mercado mayorista en el cual participen los grandes consumidores que poseen capacidad de negociación y alternativas de autoproducción.

La creación del mercado mayorista permitió contar en un principio con un solo transmisor, mientras en distribución podrían existir distintos operadores, sin que ello afecte la coordinación económica del sistema eléctrico.

5.2 Reformas de segunda generación

Si bien en el día de hoy, existe mayor tecnología a bajos precios para continuar con la reforma con el objeto de desarrollar el mercado minorista, se han observado problemas de regulación y de aplicación práctica en Chile, que motivaron perfeccionamientos del marco regulatorio.

La segunda fase de reformas en el sector eléctrico chileno se materializa finalmente en marzo de 2004, con la promulgación de la Ley 19940, del Ministerio de Minería, también denominada “Ley Corta”, que básicamente se centra en reformular la Ley de Peajes de Transmisión.

En materia de aseguramiento de suministro de electricidad para clientes regulados, recientemente hubo otra modificación de la Ley General a través de la Ley 20.018 de mayo de 2005, que reguló la licitación de los contratos de suministro a las empresas de distribución, de forma tal que el precio de nudo vaya gradualmente ajustándose al precio de mercado resultante del proceso de licitaciones, permite solucionar los problemas derivados de la falta de interés de las empresas generadoras para suscribir contratos con distribuidoras que hasta ese momento la Comisión había encausado parcialmente a través de la RM N° 88.

Si bien, en lo sustantivo, el marco legal eléctrico se ha mantenido estable por más de veinticinco años, como se ha discutido antes, en el período se han realizado modificaciones que aclaran y complementan la regulación y en los últimos dos años se han realizado otras modificaciones más profundas a las que podemos denominar de “Segunda Generación”.

Los problemas detectados y que a continuación se presentan, se han clasificado en el ámbito normativo, de abastecimiento y de falta de política energética.

Ámbito Normativo

En el ámbito normativo, se han detectado los siguientes problemas en la operación de los mercados energéticos nacionales:

- Falta de claridad en las Compensaciones relativas a la Seguridad y Calidad de Servicio
- Falta de Autorregulación por parte de las empresas operadoras

- Disparidad de los Modelos de Regulación Regionales
- Tarificación del Transporte con más de un objetivo
- Falta de facultades fiscalizadoras de la Autoridad
- Falta de Transparencia en los procesos de tarificación
- Falta de instancias de participación de los clientes
- Necesidad de subsidio al consumo básico de electricidad
- Desfase temporal entre problemas y soluciones, lo cual ha llevado a falta de inversiones

En el ámbito normativo hay coincidencia en la necesidad de perfeccionar el marco legal, especialmente en el sentido aclaratorio, objetividad en la relación calidad, costos y tarifas, así como dotar de mayores facultades a los organismos fiscalizadores y reguladores para que las resoluciones vayan acordes con las necesidades y no constituyan un freno para la inversión.

No se detecta temor a los cambios regulatorios, dado que se entiende que no están en juego cambios radicales en las reglas del juego, pero si se detecta reticencia a los excesos regulatorios que se pueden evitar tendiendo las empresas a una mayor autorregulación.

Abastecimiento

En el ámbito operacional, en los últimos veinticinco años Chile se ha visto enfrentado a situaciones de restricción de suministro de electricidad y gas natural debido a circunstancias hidrológicas y a déficit de producción de gas argentino, que además de las implicancias concretas de desabastecimiento dejó ver los siguientes problemas o necesidades:

- Conflictos Diplomáticos
- Necesidad de tener una matriz energética diversificada
- Restricciones a la integración horizontal en relación al tamaño del mercado
- Falta de Arbitraje entre países.

Se observa que aún falta en la región una regulación más uniforme y procedimientos más seguros para las interconexiones, de forma que éstas puedan ser menos vulnerables a los cambios o coyunturas políticas y económicas de la región. La lección mejor aprendida en Chile es la de diversificar las fuentes de energía que sin lugar a dudas encarecerá el suministro de corto plazo, pero dará seguridad e independencia al abastecimiento de largo plazo.

Política Energética

Los actores del sector energía aprecian la falta de un instrumento concreto de política energética, lo cual se traduce en las siguientes falencias:

- Poca claridad en la matriz de objetivos de la Autoridad
- Existencia de cambios relevantes en las políticas de largo plazo
- Falta de incentivos a la reducción de demanda en épocas de crisis y de ahorro sostenido en el tiempo.
- Falta de agilidad en la gestión de análisis y aprobación de la viabilidad ambiental de proyectos.

Surge la necesidad de que exista un instrumento más formal que el plan indicativo de inversiones que emite la Comisión Nacional de Energía (CNE) al momento de fijar los precios de nudo. En efecto, se requiere de un instrumento de mayor rango, más participativo y con objetivos, plazos y recursos claramente definidos.

5.3 Aspectos destacados de la operación de mercados energéticos

Subsector electricidad

Entre los aspectos destacados de la experiencia chilena, en operación de mercados energéticos, surgen los que se señalan a continuación.

Precios en los sistemas de transmisión

La condición de monopolio natural que caracteriza económicamente tanto a los sistemas de transmisión como de distribución de electricidad, determina la necesidad de regular las condiciones de acceso y sus precios.

La reforma reciente del sistema de precios de la electricidad contienen una solución híbrida en la cual por una parte se estampillan los costos de transmisión troncal en la denominada Área de Influencia Común, como una forma de favorecer la competencia a nivel de generación, y por otra parte, fuera de esta área los costos de transmisión se asignan en relación al uso de las instalaciones.

El mercado de electricidad en Chile, a nivel de producción, opera a través de la existencia de un sistema de transacciones de energía entre los generadores; estos compran energía en diversos nudos del sistema y los venden en los nudos en que tienen contratos; las diferencias de precio entre distintos nudos están dadas por la asignación de factores que reflejan las pérdidas marginales de energía asignables a cada tramo.

El sistema eléctrico opera bajo un esquema en que los diversos productores inyectan su energía en diversos nudos, y ésta se valora según el nudo, tomando como referencia un precio de transferencia a nivel mayorista (Costo

marginal del sistema) afectado a través de los llamados factores de penalización geográficos, que dan cuenta de las pérdidas marginales de energía y potencia que corresponden a los diversos tramos del sistema.

Como consecuencia de que las pérdidas efectivas en el sistema son inferiores al pago asociado a las pérdidas marginales (mayores que las pérdidas medias), se genera en la operación un ingreso, llamado Ingreso Tarifario, que sirve para cubrir parte del ingreso que le corresponde al dueño del sistema de transmisión.

Previo a la reforma, es decir, en el período 1982 a marzo de 2004, se aplicaba solamente un “Peaje Básico” a las instalaciones donde se fijaban precios de nudo, definiendo para el resto los denominados “Peajes Adicionales” que se cobraban a los usuarios de las instalaciones a prorrata de su uso para la demanda máxima.

El Peaje Básico (PB), se aplicaba a los generadores pertenecientes al “Área de Influencia” de las centrales, a prorrata del uso que en un principio se determinó a través de una medida teórica prevista para los flujos provenientes de la operación y posteriormente se reemplazó por una proporción del uso teórico que realiza cada central en la trayectoria desde su punto de inyección hasta una subestación básica en forma proporcional a su potencia firme.

El concepto de Área de Influencia (AI), se definía como las instalaciones directas y necesariamente afectadas por la inyección de una central generadora, concepto que al igual que las prorratas por uso, provocó una serie de divergencias entre las empresas generadoras y arbitrajes con el dueño del sistema de transmisión (ST), que finalmente terminó por acentuar la necesidad de modificar el sistema de precios de transmisión; pues por su poca claridad y certidumbre en los peajes de transmisión para los generadores y la incertidumbre de cobro que a su vez tenía el dueño del ST, atentó contra el normal desarrollo no solo de las inversiones en transmisión, sino que se convirtió en una barrera para la entrada para nuevas inversiones en generación.

Otro aspecto relevante tiene relación con el principio de asignación de costo por uso, que si bien incentiva al uso eficiente del ST, dando una adecuada señal de localización, crea barreras para el adecuado funcionamiento del mercado por el hecho de que existen centrales ubicadas muy cerca de los centros de consumo, que no hacen uso explícito del ST pero que, sin embargo, se favorecen de la seguridad que éste proporciona.

La Ley General vigente, segmenta el ST en tres etapas: Sistema de Transmisión Troncal (STT), Sistema de Subtransmisión (SST) y Sistema de Transmisión Adicional (STA).

El sistema de transmisión troncal (STT) se caracteriza por flujos de potencia con variables en magnitud y dirección, esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores, ni inyección de generadores y está para abastecer una demanda con diferentes escenarios (generación, contingencias y fallas). Los peajes se determinan de igual forma a la metodología previa a la reforma, es decir, descontando al STT los ingresos percibidos por concepto de ingresos tarifarios (IT), valorados a través de las diferencias entre las inyecciones y retiros valorados a costo marginal.

La diferencia, sin embargo, es que el nuevo marco legal hace una distinción en el STT entre los tramos que pertenecen o no pertenecen al área de influencia común (AIC). Para los primeros, es decir, los tramos de STT ubicados dentro del AIC la ley le asigna un 80% del costo de las instalaciones a la generación y un 20% a los retiros. Para los segundos, es decir, los tramos del STT ubicados fuera del AIC (NAIC) la asignación de costos distingue los casos en que los flujos van hacia o desde el AIC, asignado el peaje en el primer caso, a centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario, y en el segundo caso, asignado el peaje a empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los Sistemas de Subtransmisión (SST) se caracterizan por no calificar como instalaciones troncales pues sus flujos no se atribuyen exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. Para estos sistemas (SST), el valor anual o costo de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas y que considere separadamente.

Para la determinación de peajes, en cada barra de retiro del SST, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia (“peajes de subtransmisión”), que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales más los costos de la energía y la potencia inyectada.

El sistema de transmisión adicional STA corresponde a las instalaciones de transmisión que no califican en las categorías anteriores. El costo de un tramo del STA se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el Reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

Licitación de Contratos de Suministro a Empresas Distribuidoras

Antes de junio de 2005, los precios a los cuales las empresas distribuidoras compraban energía y potencia a las empresas generadoras estaban regulados, en la proporción en que éstas a su vez vendía energía y potencia a clientes finales regulados. A estos precios regulados se les denominaba “Precios de Nudo” y eran fijados semestralmente por la CNE sobre la base de una proyección de los costos marginales del sistema de generación-transmisión proyectados a largo plazo. Como un mecanismo de corrección a los precios de mercado, el procedimiento incluía un ajuste del precio de nudo calculado por la Autoridad a una banda de 10% respecto al precio promedio de los clientes libres, que posteriormente se redujo a una banda de 5%.

No obstante lo anterior, dada la necesidad de atraer nuevas inversiones y promover la competencia, se promulgó una nueva ley en junio de 2005 que liberaliza el precio de venta de energía a las empresas distribuidoras mediante un proceso de licitación de contratos de largo plazo.

Las empresas de distribución deberán disponer del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Las bases para los procesos licitatorios, deben ser elaboradas por las propias empresas y aprobadas por la CNE; y podrán coordinarse entre varias distribuidoras para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales, para un período máximo de 15 años.

El precio techo para la licitación se fija en función del límite superior de la banda de precios libres, incrementado en un 20%, con un mecanismo de ajuste entre los precios promedio de cada distribuidora y el precio promedio del sistema, aceptando una banda del 5% como máxima desviación. En caso de licitaciones desiertas, el Consejo Directivo de la CNE puede incrementar este límite hasta 15% adicional. La generación no convencional tiene derecho a vender a las empresas de distribución, hasta el 5% de la demanda total destinada a clientes regulados.

El consumo regulado equivale a casi el 60% de la demanda total de electricidad. Estos consumos equivalen hoy a una facturación anual de alrededor de 1200 millones de dólares.

Sistema de precios de la distribución de electricidad

La recientemente promulgada modificación a la Ley de Servicios Eléctricos, entre otros aspectos, introdujo correcciones a nivel de la prestación de servicios de distribución con la finalidad de facilitar las condiciones de competencia en el suministro a clientes libres ubicados en zonas de concesión de las empresas distribuidoras y sometiendo a regulación de precios la

prestación de servicios no tarifados que hasta ese momento que las empresas prestaban en forma monopólica.

Para comprender mejor el alcance y necesidad de la modificación al marco legal, a continuación primeramente se describen los servicios provistos por las empresas distribuidoras y se presentan los mecanismos de regulación de acceso y precios.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución prestan básicamente tres servicios: el transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión; servicio de transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión; y otros servicios, asociados tanto al uso de la infraestructura por terceros, como a servicios adicionales a los propios clientes de la distribuidora.

A continuación se realiza una descripción general del proceso productivo de los servicios prestados por las empresas concesionarias, destacando los cambios legales recientes introducidos por la Autoridad.

La actividad principal de las empresas concesionarias es el transporte y comercialización a consumidores ubicados en su área de concesión. La distribuidora compra energía y potencia a las empresas generadoras, normalmente en distintos puntos del sistema de transmisión; transporta la energía a través de su propia red de distribución, y la vende a los clientes. El mercado que existe dentro del área de concesión puede estar compuesto por clientes de diverso tamaño. Pequeños, definidos como aquellos que presentan una demanda menor a 2000 kW, y para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados; y grandes, definidos como aquellos con una demanda igual o superior a 2000 kW, que no son exclusivos de las empresas distribuidoras, ya que pueden contratar su suministro con empresas generadoras, a precio libre. Se amplió la calidad de cliente libre a contar de los 500 kW de capacidad instalada, cuya calidad es optativa por parte de dichos clientes.

La fijación de precios de distribución se realiza mediante un proceso cada cuatro años, que se inicia con la promulgación de las bases para la realización de los estudios de Valor Agregado de Distribución (VAD), a las cuales deben ajustarse los consultores de las empresas y de la CNE. Estos estudios se realizan para cada una de las empresas modelos contenidas en Áreas típicas de Distribución definidas por la Comisión, en las cuales se agrupa a la totalidad de las empresas concesionarias que poseen valores agregados de distribución similares. Una vez finalizados los estudios, si no hay acuerdo entre la CNE y las empresas respecto a los resultados de los estudios, éstos se ponderan en la proporción 2/3 para la CNE y 1/3 para las empresas. Con los VAD ponderados, la Comisión estructura las tarifas al público adicionándoles los

precios de nudo (precios regulados a nivel de generación-transmisión) y definiendo diversas opciones tarifarias de acuerdo al uso de la potencia.

Si bien el proceso de resolución de diferencias entre los VAD de la CNE y las empresas genera incentivos perversos que tienden a obtener marcadas diferencias entre los estudios, se analiza la posibilidad de someter las discrepancias a la resolución de un panel de expertos.

El servicio de comercialización de energía no necesita ser exclusivo de las empresas distribuidoras; en particular, los grandes consumidores dentro de una zona de concesión pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras, en la medida en que las redes estén regidas por un sistema de libre acceso, a cambio de un peaje que cubre el costo de transporte. Los clientes regulados de entre 2000 kW y 500 kW pueden optar por ser abastecidos por un comercializador distinto del distribuidor; además, mediante disposición reglamentaria se puede reducir el límite de 500 kW, de manera que en el futuro, sin modificación legal puede ampliarse el mercado potencial al que podrán acceder los comercializadores.

Subsector Gas Natural

La exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural en Chile son delegados por el Estado a la Empresa Nacional de Petróleos (ENAP), o bien entidades privadas o mixtas mediante concesiones o bien contratos de operación delegada. La ENAP es una empresa estatal que puede operar individualmente o bajo asociación con empresas privadas.

La producción de petróleo y gas natural en Chile cubre alrededor del 10% de la demanda total del país, el 90% restante se abastece mediante importaciones provenientes principalmente de Argentina (77%) y de otros países como Brasil, Perú y Nigeria.

Tanto el transporte de gas como la distribución operan bajo el régimen de concesiones reguladas por el Estado, que son no exclusivas. Por el Norte de Chile existen dos interconexiones con la Provincia de Salta en Argentina: el gasoducto Norandino y el gasoducto de Atacama, destinadas para el abastecimiento de tres empresas eléctricas del sistema eléctrico del norte y algunos consumos mineros. En la zona central del país se encuentran los gasoductos Gasandes, que abastece principalmente a centrales generadoras de electricidad y al consumo industrial y doméstico de la zona metropolitana (Santiago), y el Gasoducto del Pacífico ubicado en la VIII Región que interconecta a la ciudad de Concepción con la cuenca de Neuquén en Argentina. En la zona Austral, provincia de Magallanes, no obstante ENAP posee sus propios pozos, existen tres interconexiones con Argentina destinadas principalmente para la importación de GN para la producción de metanol.

La distribución de gas natural requiere por lo general de una concesión de distribución de gas para la construcción y operación, la cual es de plazo indefinido. Actualmente existen redes de distribución de GN en las regiones: V, Región Metropolitana, VIII y XII.

Desde 1978 existe libertad de precios para el gas natural en Chile, con excepción de la XII región donde existe un único productor y distribuidor (ENAP) y cuyo costo es significativamente más bajo que otros sustitutos. En todo caso los precios aplicados por las distribuidoras deben ser transparentes y no discriminatorios.

No obstante lo anterior, la ley contempla disposiciones que permiten regular los precios a usuarios de bajo consumo, en caso de detectarse posibles situaciones de ganancias monopólicas, calificadas como tales por la Comisión Resolutiva Antimonopolios, y en todo caso apelables por las empresas a la Corte Suprema de Justicia.

Para la interconexión de gas con Argentina se establecieron protocolos adicionales al acuerdo de complementación económica a través del Decreto N° 1187 de 1995, que establecen normas para la interconexión gasífera y el suministro de gas natural, así como normas de comercialización, explotación y transporte de Hidrocarburos Líquidos, Petróleo Crudo, Gas Licuado, y Productos Líquidos Derivados del Petróleo y del Gas Natural.

La concesión de transporte de gas otorga al concesionario el derecho a imponer servidumbres y la obligación a transportar gas de otros usuarios mientras sus instalaciones posean capacidad disponible, cuyos precios al igual que los de suministro son pactados bajo negociación entre las partes, respetando el principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados. Los precios o tarifas y demás cargos que se apliquen en el territorio de una de las Partes a los servicios de transporte comprendidos en el Protocolo de interconexión, no incluyen recuperación de costos y/o gastos económicos y/o financieros y/o beneficios de ninguna naturaleza imputables al sistema de transporte emplazado en el territorio de la otra Parte.

5.4 Resultados Obtenidos

Al cabo de más de 20 años de experiencia de operación de mercados de servicios públicos en Chile, tanto las instituciones reguladoras, como las empresas y los consumidores han aprendido varias lecciones, que si bien han impulsado cambios en la legislación en estos últimos años, se ha mantenido el fondo de la normativa y subyace un consenso en la percepción de logro del desarrollo alcanzado en los niveles de cobertura y calidad de los servicios, especialmente en el sector de electricidad.

En el período de existencia de la normativa, el país se ha visto enfrentado a situaciones extremas de sequía, como la de los años 96 al 98, que obligó a la aplicación de programas de racionamiento, y como consecuencia a un cambio brusco en la matriz energética con la importación de gas natural desde Argentina desde 1999, que permitió disminuir la dependencia de la variabilidad hidrológica, y final y actualmente se vive el problema de restricción de suministro de gas debido a los déficit que sufre el país vecino, que no solo afecta a la generación eléctrica sino también a gran parte de la industria que recientemente había transformado sus procesos a gas natural.

Un primer aspecto importante de destacar durante el período de vigencia del marco legal del sector energía es sin duda la estabilidad de las reglas del juego, que en lo sustantivo se han mantenido desde el origen de la actual legislación. Ello ha permitido el desarrollo de inversiones y el mejoramiento de la calidad de servicio, sin ser afectadas y, por el contrario, impulsadas por los cambios regulatorios de segunda generación.

Sin embargo también es relevante destacar como una gran conclusión obtenida de la operación del mercado en este período, es la necesidad de contar con una matriz energética ampliamente diversificada, que permita disminuir la dependencia no solo hidrológica sino también del suministro de gas. En esta dirección van los nuevos proyectos impulsados en materia de gas natural licuado (GNL), el retorno de proyectos de generación termoeléctrica a carbón y las recientes modificaciones legales en materia de liberalización de los precios de generación y suscripción de contratos de largo plazo con empresas distribuidoras.

En efecto, el desarrollo de inversiones cuyos períodos de recuperación son largos, tales como centrales hidroeléctricas, termoeléctricas a Carbón, Gas Natural, y el actual desarrollo de GNL, se ve afectado por las coyunturas de disponibilidad y precio de los insumos energéticos, de modo tal que la aplicación de un sistema de precios de corto plazo no da los incentivos suficientes para el desarrollo de estas inversiones ni a la diversificación de la matriz energética, razón por la cual es fundamental bajar los riesgos del inversionista aumentando el portafolio de contratos de largo plazo.

Por su parte las empresas también aprendieron que es necesario contar con sistemas de respaldo aún cuando éstos encarezcan el servicio, y los consumidores a utilizar más eficiente y racionalmente el recurso.

Este cambio de forma de pensar hace ahora viable, con los incentivos adecuados, la promoción de generación a pequeña escala y el desarrollo de proyectos de generación de energía no convencionales.

Si bien y como se mencionó, los cambios legales en materia de producción de electricidad tendieron a la desregulación de precios, por otra parte se regularon 25 nuevos servicios asociados al suministro de electricidad por considerarse que las empresas distribuidoras ejercían un poder monopólico. Esta situación también entrega una lección a las empresas en el sentido de resguardar las condiciones de transparencia y tender a la autorregulación en las prestaciones de servicios no regulados. También es un llamado de alerta respecto a la concentración de empresas en mercados energéticos.

Un papel importante ha desarrollado en los mercados energéticos chilenos la Comisión Resolutiva de la Comisión Antimonopolios, cuya intervención permite cautelar las condiciones de libre competencia tanto en el mercado eléctrico como el de gas.

Además de los precios, otro de los aspectos que afectó al desarrollo de las inversiones a nivel de generación fue precisamente el desarrollo de los sistemas de transmisión, lección que el país aprendió y entendió que su solución radica en la independencia de los Sistemas de Transmisión y la claridad en los retornos de inversión para el desarrollo de las instalaciones de transporte: Obligatoriedad de las expansiones y fijación de precios en transmisión. Este efecto sumado al de liberalización de precios están impulsando un volumen importante de inversiones que se anuncian públicamente, sin embargo aún es muy pronto para concluir respecto a su efecto.

Tan importante como la independencia de los sistemas de transmisión, la labor de operación del sistema y la administración del mercado es importante que se haga con independencia y transparencia. Así lo ha entendido el Regulador al impulsar la modificación de la Ley de forma tal que ingrese un representante de los clientes en el Directorio de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Originalmente, la normativa eléctrica se limitó a establecer estándares de calidad y seguridad de servicio a nivel de consumidores finales, sin embargo y dada la incapacidad de las empresas para ponerse de acuerdo en delimitar sus obligaciones y responsabilidades en materia de calidad de servicio, la Autoridad emitió recientemente una Norma Técnica que define además de los límites máximos de calidad a nivel de generación y transmisión, las exigencias mínimas para las instalaciones y para la operación del sistema eléctrico.

También es importante destacar los mecanismos de resolución de conflictos que existen en Chile, tanto entre las empresas con la Autoridad Regulatoria como entre las propias empresas, cuyas controversias muchas veces pusieron en riesgo o trabaron el desarrollo de inversiones y dificultaron la operación segura y económica del sistema. Se espera que con la existencia del Panel de Expertos se facilite la resolución de las naturales divergencias que siempre

surgirán, pero también aún es pronto para evaluar en alrededor de un año de funcionamiento de dicho Panel.

Diversificación de la Matriz Energética

Producto de los recortes en el suministro de gas natural que ha sufrido Chile debido a las restricciones en la producción de Argentina, la CNE ha elaborado una propuesta de diversificación de la matriz energética para no depender del abastecimiento de gas natural argentino y de futuras sequías.

La propuesta de Gobierno consiste en construir una planta de re-gasificación de gas licuado, encabezado por ENAP, invertir en proyectos de energías renovables- principalmente fuentes geotérmicas -, elaborar un Plan de Obras de generación de electricidad que brinde más seguridad, garantizar una transparencia regulatoria, e incentivar la competencia en el mercado libre.

En febrero de 2006, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la empresa transportista de gas METROGAS y la empresa eléctrica ENDESA han adjudicado la construcción, operación y suministro de GNL a la empresa British Gas, aún cuando no se han sumado a este desarrollo otras dos importantes empresas generadoras del SIC como AES Gener y COLBUN. El proyecto contempla la instalación de la planta re-gasificadora en la localidad de Quintero, ubicada en el litoral central del país, cuya entrada en operación se estima para el segundo semestre del año 2009.

5.5 Lecciones Aprendidas

Se transcribe casi literalmente, el documento de lecciones aprendidas presentadas por el consultor Héctor Lagunas⁶ y concertadas en el Taller Nacional de Mercados Energéticos, que en el marco de referencia de este proyecto convocó a los principales actores del sector para analizarlas.

Lección Nº 1: Estabilidad en las Reglas del Juego

La estabilidad del Marco Legal en el sector energía ha propiciado el desarrollo de inversiones, el mejoramiento de la calidad de servicio y aumento de los niveles de consumo.

El marco legal chileno se ha mantenido estable en sus aspectos sustantivos por más de veinte años, lo cual ha favorecido el desarrollo de las inversiones y el mejoramiento de la calidad de servicio.

No obstante lo anterior, en el período de vigencia del actual marco legal, se han introducido modificaciones legales las cuales han tenido por objeto corregir aquellos aspectos que el mercado no solucionó, ha introducido nuevos

incentivos y mayor claridad en las responsabilidades y obligaciones de los diversos actores, así como una respuesta a las necesidades de adaptación de las reglas a las nuevas condiciones del mercado.

Dentro de los principales cambios legales denominados de segunda generación, se pueden destacar los siguientes:

- Liberalización del mercado de suministro a empresas distribuidoras por la vía de licitaciones de contratos de largo plazo.
- Incorporación de un Panel de Expertos permanentes para la resolución de conflictos entre empresas, así como entre empresas y la Autoridad.
- Aclaración de la normativa de peajes de transmisión en el sentido de propender al aseguramiento de los retornos de inversión eficientes y a la asignación de los costos por concepto de uso.
- Actualización de la Normativa de Calidad y Seguridad de Servicio que identifica claramente las responsabilidades de los diversos actores y además de establecer los estándares de calidad, establece los criterios mínimos de diseño y operación de las instalaciones. La aplicación de esta norma es fiscalizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y se ha fortalecido su capacidad de control con la participación de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).
- Reconocimiento de los costos asociados a la seguridad y calidad de servicio a través de un sistema de tarificación de los servicios complementarios (también llamados servicios auxiliares) de control de frecuencia, control de voltaje y recuperación de servicio.
- Reconocimiento de la falta de mercado en los sistemas eléctricos medianos (potencia instalada entre los 1.5 y 200 MW), y su consecuente regulación de precios a través de un mecanismo de costos incrementales de desarrollo.

Un aspecto positivo del proceso de modificación del marco legal ha sido la participación de las empresas y de especialistas del sector en las jornadas de discusión y realización de observaciones a las propuestas originales, sin embargo, es necesario que existan mecanismos formales para ello de modo que no dependa de la voluntad de las Autoridades de turno.

Lección N° 2: Valoración de la Seguridad y Calidad de Servicio

La regulación en Chile fue muy eficiente para la incorporación de capital privado y desarrollo de las inversiones, sin embargo, fue insuficiente para resguardar la Seguridad de Servicio.

Las situaciones de sequía y restricciones en el suministro de gas natural, demostraron la necesidad de modificar el marco legal en materia de Seguridad y Calidad de Servicio, dado que se produjeron racionamientos (cortes), sin que

se materializaran los mecanismos de compensación a los afectados, múltiples divergencias entre las empresas, y contratos que sirvieron al momento de hacer valer las responsabilidades.

De la experiencia adquirida, podemos destacar las siguientes lecciones:

- Necesidad de contar con información transparente y oportuna de las disponibilidades y los déficits.
- Se requiere de coordinación Eficiente entre las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, grandes clientes, organismo coordinador y Regulador, y autoridades políticas.
- Para hacer frente a las crisis es relevante contar con generación de respaldo, ahorro voluntario y mecanismos de transacción de cuotas de racionamiento.

El sistema de precios vigente demostró no ser suficiente para la existencia de generación de respaldo, debido a que centrales de alto costo de producción en condiciones normales no son despachadas y el reconocimiento de la potencia firme, así como el costo de la potencia no era suficiente ni estable como para que las empresas emprendieran en este tipo de desarrollos, situación que se espera revertir con las recientes modificaciones legales (Ley N° 19.940/2004 y N° 20.018/2005).

Hay otras medidas técnicas en desarrollo como la implementación de la reciente Norma Técnica (mayo de 2005), la cual establece la obligación a las empresas y clientes para poner a disposición de los CDEC todos los recursos necesarios para resguardar la calidad de servicio. De esta forma se están implementando esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), de desconexión automática de generación (EDAG), plan de defensa ante contingencias extremas (conformación de islas eléctricas), plan de recuperación de servicio (partida en negro y sincronización de islas), y se han sincerado también los costos asociados a los servicios complementarios (auxiliares) para la regulación de frecuencia y tensión, que permiten remunerar entre otros aspectos las mayores reservas de las unidades generadoras.

Lección N° 3: Diversificación de Matriz Energética

Se requiere formalizar una política energética de alto nivel que entregue las señales de largo plazo relativas a la composición de la matriz energética, a partir de la cual la Regulación sea el instrumento para su materialización.

Chile hizo frente a los problemas de variabilidad hidrológica con la incorporación del gas natural argentino en la matriz energética a partir del año 1999, reduciendo la dependencia hidrológica desde un 80% a alrededor de un 55%.

Las restricciones en la importación y suministro de gas natural de los últimos años, han demostrado que Chile aún es vulnerable desde el punto de vista energético, lo cual ha reflejado la necesidad de emprender nuevamente acciones para seguir diversificando la matriz energética, sea a través de nuevas interconexiones con países como Perú y Bolivia (anillo energético), a través del desarrollo de plantas regasificadoras de GNL, y el resurgimiento de los proyectos de generación térmica con centrales a carbón.

Si bien como gobierno se pueden gestionar protocolos de interconexión entre países de la región, estos acuerdos son lentos y no aseguran la estabilidad de suministro frente a coyunturas políticas y económicas que experimente uno o más países de la región, por lo tanto los desarrollos debieran apuntar a una independencia energética.

En un país como Chile en que las decisiones de inversión energética son tomadas por los privados, el Estado ha movilizó el mercado a través de nuevos cambios regulatorios que posibilitan la licitación de contratos de suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, instrumento mediante el cual se pretende dar estabilidad a los retornos de inversión en relación a los cambios que pueda experimentar en el tiempo la matriz energética del país.

Lección N° 4: Vigilancia de la Competencia

La existencia de un organismo que detecte la conformación de acciones monopólicas, complementa la Regulación dando al regulador las atribuciones para ordenar las correcciones necesarias.

El marco legal chileno considera el pronunciamiento del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (Comisión Antimonopolios), para calificar las prestaciones o servicios que requieren someterse a regulación de precios.

Así, por ejemplo, este organismo ha analizado o se ha pronunciado respecto a:

- La concentración económica en el sector eléctrico,
- Integración vertical en los segmentos de generación transmisión,
- La prestación de servicios asociados al suministro de electricidad por parte de las empresas distribuidoras, entre otros aspectos.

Producto de una resolución de este organismo es que la Ley actual limita la participación de las empresas generadoras en la propiedad de las empresas generadoras (8% individualmente y 40% generadoras como conjunto)¹, también producto de la actuación de este organismo es que la Ley se modificó y sometió a regulación de precios servicios tales como:

- Apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.

¹ Artículo 7 de la Ley DFL N° 1 modificado por la Ley 19940.

- Arriendo de empalme.
- Arriendo de medidor.
- Atención de emergencia de alumbrado público.
- Aumento de capacidad de empalme.
- Cambio o reemplazo de medidor.
- Certificado de deuda o consumos.
- Conexión o desconexión del servicio o corte y reposición.
- Conexión y desconexión de empalme a la red o alumbrado público.
- Conexión y desconexión de subestaciones particulares.
- Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura.
- Ejecución o instalación de empalmes.
- Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial.
- Inspección de suministros individuales, colectivos y redes.
- Instalación o retiro de medidores.
- Instalación y cambio de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora.
- Mantenimiento de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora.
- Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente.
- Pago de la cuenta fuera de plazo.
- Retiro o desmantelamiento de empalmes.
- Revisión y aprobación de proyectos y planos eléctricos, en el caso a que se refiere el N° 1 del artículo 76 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Verificación de lectura de medidor solicitada por el cliente.
- Verificación de medidor en laboratorio.
- Verificación de medidor en terreno.

Y por acción de este organismo mañana pudiera someterse a regulación de precios la distribución de gas natural domiciliario.

Lección N° 5: Auto Regulación y Transparencia

Frente a la falta de respuesta en los mercados, la Autoridad Regulatoria debe intervenir incorporando más regulaciones.

La necesidad de evitar la concentración del mercado, de modo que ésta no se refleje en precios abusivos ni calidad de servicio deficiente a los consumidores, ha significado que la Autoridad elabore nuevas herramientas regulatorias, las cuales no serían necesarias si las empresas propendieran hacia la auto-regulación y mayor transparencia.

La experiencia de los últimos años ha motivado a los diversos actores a una mayor cooperación y voluntad en la solución de los problemas del sector energético.

En relación a la transparencia, las últimas modificaciones al marco legal han instituido la exposición en audiencias públicas de los resultados de los estudios de expansión del sistema troncal y de determinación del valor de subtransmisión, por parte de los consultores a cargo de los estudios.

Lección N° 6: Independencia del Sistema de Transmisión y los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

La libertad de acceso a los Sistemas de Transmisión y la transparencia y equidad en los criterios de operación requieren de empresas e instituciones autónomas e independientes de las empresas generadoras. Límites para la participación de los generadores en la propiedad del Sistema Troncal de Transmisión.

Para un adecuado funcionamiento del mercado eléctrico se requiere de independencia y autonomía a los centros de despacho económico de carga (CDEC), que realizan conjuntamente la coordinación de la operación del sistema eléctrico y la administración del mercado.

La regulación eléctrica se ha perfeccionado a través del tiempo en el sentido de que los CDEC estén integrados no solo por las empresas generadoras, sino también por transmisoras y representantes de grandes clientes. Quizás a futuro la regulación busque darle mayor autonomía a los CDEC como por ejemplo la constitución de un organismo autónomo del Estado.

Lección N° 7: Claridad Retornos de Inversión del Sistema de Transmisión

Entre otros aspectos, la falta de claridad en la Regulación del uso y retribuciones de los Sistemas de Transmisión atentó contra el adecuado desarrollo de las inversiones e incorporación de nuevos actores en generación.

La experiencia en la operación del mercado de generación - transmisión en Chile reflejó la necesidad de contar con mayor claridad respecto al acceso abierto y remuneración de los sistemas de transmisión, de modo tal que se corrigió la legislación de peajes de transmisión con los siguientes criterios:

- Transmisión Troncal
 - Solución Mixta: Estampillado y Uso
 - Participación de las Inyecciones y de los Retiros
 - Licitación de Obras de Expansión
- Subtransmisión
 - Sistema Adaptado
 - Participación de las Inyecciones y de los Retiros
 - Reglas claras para la Expansión

Este mecanismo de tarificación y regulación de las expansiones, dan las señales de precios que permiten la inversión y financiación privada de los proyectos de transmisión, y facilita las condiciones para el desarrollo de proyectos de generación eliminando barreras de entrada.

No obstante lo anterior, aún no se han promulgado los reglamentos que aclaren los procedimientos, especialmente en lo que se refiere a la forma en que aplican los cargos de transmisión a los usuarios y a la forma en que las recaudaciones se asignan a los propietarios de las distintas instalaciones.

Actualmente se encuentran en desarrollo los primeros estudios de transmisión troncal y de subtransmisión, situación que pondrá a prueba la eficacia de la regulación que sin lugar a dudas será recogida en los reglamentos que se dicten posteriormente.

Lección Nº 8: Obligaciones y Responsabilidades respecto a la Seguridad y Calidad de Servicio.

La falta de entendimiento entre las empresas operadoras respecto a sus obligaciones y responsabilidades en materia de Seguridad y Calidad del Servicio determinó la necesidad de una mayor regulación en la materia.

Los complementos regulatorios a través de la normativa de calidad y seguridad de servicio, incorporaron la definición de obligaciones y responsabilidades de los operadores en cuanto a la calidad del producto y a las características de diseño y operación de las instalaciones.

Para el adecuado control del cumplimiento de estas responsabilidades la normativa dio atribuciones de los CDEC para supervisar, coordinar y controlar la aplicación de la NT, y de la SEC para fiscalizar y sancionar su cumplimiento.

Consecuentemente, la regulación reconoce que el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio tienen un costo que no está debidamente reconocido en los precios de la energía y potencia, ni en los peajes de transmisión, incorporando por lo tanto una remuneración de los Servicios Complementarios.

A la fecha de este estudio no están aprobados los procedimientos para la administración y operación de los servicios complementarios, ni se ha emitido el reglamento donde se defina la forma de remuneración de estos servicios, de modo que aún está por verse las bondades de estas nuevas regulaciones.

Lección Nº 9: Resolución de Conflictos

Las continuas divergencias entre las empresas integrantes de los Centros de Despacho Económico de Carga, así como entre las empresas y el regulador

determinaron la necesidad de contar con un mecanismo eficiente de resolución de conflictos.

Como un mecanismo ágil, objetivo y transparente para la resolución de conflictos en el sector eléctrico, la Ley creó un Panel de Expertos permanentes, que tiene las siguientes características:

- Alta calificación de sus integrantes
- Proceso de selección institucionalizado, transparente y competitivo
- Rotación parcial de sus integrantes
- Inhabilidades para el ejercicio profesional en actividades que puedan tener conflictos de intereses respecto al rol de Experto.
- Presupuesto que garantice su adecuado funcionamiento
- Resolución de discrepancias con mecanismos que incentiven el acercamiento de las posiciones.

Aún es reciente para calificar el trabajo de los expertos, cuya participación sin duda se pondrá a prueba en las próximas divergencias que se presenten con motivo de las fijaciones de estudios de STT y de SST.

6 Estudio de caso de Trinidad y Tobago

Este capítulo se sustenta en el informe del estudio de caso de Trinidad y Tobago desarrollado por el consultor Gregory McGuire⁷, en el marco del Proyecto OLADE/ Universidad de Calgary: Competencia en Mercados Energéticos.

6.1 Reformas en el sector

Subsector hidrocarburos

Gas natural

Mientras el Estado tiene el desarrollo de la mayor parte de la industria de gas natural, la estructura de la propiedad actual está dominada por intereses extranjeros privados. Esta es una consecuencia directa de una aparente decisión política de mantenerse fuera de las inversiones directas en empresas productivas en la década de la economía en declive. Desde 1993 la mayor parte de las inversiones en el sector han sido hechas por intereses del sector privado. La participación del Gobierno en los beneficios proviene en su mayor parte de la venta de gas a las compañías, impuestos a esas empresas y regalías.

Una de las características distintivas del desarrollo del mercado de gas en Trinidad y Tobago es el papel desempeñado por las agencias estatales la Corporación Energética Nacional (National Energy Corporation, NEC) y la Compañía Nacional del Gas (National Gas Company, NGC). La NEC fue pionera en el desarrollo de la industria en el período de 1975 a 1990. En 1991, el mandato de la NGC se expandió de ser transportadora y comercializadora a incorporar el desarrollo del negocio y la infraestructura a cargo de NEC. Esta fusión fue revertido el 2005 cuando la NEC sus actividades como entidad autónoma. Juntas estas dos agencias han jugado un rol dominante, los últimos 30 años, en el crecimiento del subsector en Trinidad y Tobago

Las agencia NGC y NEC tiene a su cargo las siguientes funciones:

- Comercializador. Solamente con la excepción de las entregas a Atlantic Liquefied Natural Gas Company (ALNG), todo el gas comercializado en el país pasa por NGC.
- Transportador. NGC es el único transportador de gas natural en el país, incluyendo las entregas a ALNG.
- Inversionista. NGC tiene parte del capital de Atlantic LNG (10% del tren 1 y 11% del tren 4); en Phoenix Park Gas Processors el 51%; y otros. NEC posee infraestructura marina significativa en Point Lisas y La Brea.

- Desarrollador de Negocios. Han desarrollado el negocio del gas en el país.
- A menudo se las identifica como EL punto de contacto para este negocio.

En el lado del upstream de la industria esta la posición dominante de uno de las firmas, pues British Petroleum Trinidad y Tobago (BPTT) maneja el 62% del gas comercializado, tiene el 60% de las reservas del país y el 30% de las concesiones en el mar. BP tiene además participaciones en GNL, generación eléctrica y metanol. Su posición dominante es un factor a considerar en la liberalización del mercado.

Otros productores, BG y Repsol, tiene intereses en GNL, mientras EOG Resources participa en el negocio del amoníaco.

El sector downstream también tiene una estructura oligopolista, con unas pocas empresas grandes que controlan el 95% del mercado total mientras el 5% restante corresponde a los clientes de la industria liviana y comerciales.

A partir de 1990 se produce una des-inversión del Estado y una inyección importante de capitales privados que impulsan la expansión del uso del gas natural. La utilización llegó a un billón de pies cúbicos por día el año 2000 partiendo de la mitad de ese valor en el año 1993. La expansión se produce en la industria de amoníaco, metanol, hierro y acero, y la generación eléctrica.

Un impulso mayor se produce en 1999 cuando Trinidad y Tobago entra en el negocio del Gas Natural Licuado (GNL) con el tren 1, a partir de ahí la capacidad de producción se ha expandido a 4 trenes que producen alrededor de 15 millones de toneladas métricas por año, que ha llevado la utilización del gas natural a un total de 3.1 billones de pies cúbicos por día a finales del 2005.

Subsiste la importante presencia de NGC en el subsector, que por sus éxitos y múltiples contribuciones al desarrollo de la industria en el país, no fue cuestionado hasta 1997, cuando se analiza la posibilidad de desagregar sus funciones. La combinación de funciones comerciales y de regulación se mira como ineficiente; sin embargo, el pequeño tamaño del mercado y la posición dominante de unas pocas firmas se miran como restricciones para una liberalización del mercado, donde NGC ha sido un contrapeso para evitar que cualquier productor o consumidor abuse de su posición.

Se piensa que la competencia en los mercados de gas puede ser alcanzable, en el mejor de los casos, en el mediano plazo entre 5 y 8 años. El Estado desea usar el gas natural como elemento crítico de su estrategia de industrialización y las imperfecciones del mercado parecen ser sus mayores obstáculos. Una aproximación de evolución y una visión regulatoria flexible sería tal vez el mejor camino hacia la competencia.

Petróleo

El sector petrolero de Trinidad y Tobago tiene una participación privada y estatal. En la producción están empresas privadas internacionales British Petroleum Trinidad y Tobago, BG Trinidad y Tobago, BHP Billiton y Repsol YPF.

En la refinación, la Compañía Petrolera de Trinidad y Tobago Limitada (Petroleum Company of Trinidad and Tobago Limited, Petrotrin) de propiedad estatal es el único actor. La Empresa es dueña de la refinería de 160,000 barriles por día situado en Pointe a Pierre, que exporta la mayor parte de su producción al Caribe y América Central.

Hay dos actores en el transporte y distribución de combustibles, la estatal Compañía Nacional de Comercialización de Petróleo (National Petroleum Marketing Company, NPMC) es el principal distribuidor de los combustibles del mercado minorista doméstico; y, desde el 2002, la Distribuidores Unidos de Petróleo (United Petroleum Distributors, Unipet) inició operaciones con una pequeña participación en el mercado.

La producción de crudo decreció hasta el descubrimiento en el 2002 y la subsecuente producción de las nuevas reservas de BHP Billiton. La producción de crudo en el 2005 contabilizó 52.4 millones de barriles, el nivel más alto en 15 años.

Transporte y distribución de combustibles

El mercado minorista de combustibles de petróleo en Trinidad y Tobago era competitivo hasta 1963 y participaban Shell, BP, Texaco y Esso, hasta que la proliferación indiscriminada de estaciones de servicio y acusaciones de malas prácticas de parte de las autoridades forzaron al Gobierno a intervenir.

En 1969 el Estado adquirió las acciones de las empresas y puso las operaciones a cargo de la Compañía Nacional de Comercialización de Petróleo (National Petroleum Marketing Company, NPMC), como permanecen hasta la presente fecha a pesar de algunos criterios internos que aparecieron en 1996 intentando desregular este segmento del mercado e incorporar empresas internacionales.

Electricidad

Hasta 1994 el sector eléctrico fue operado por la Comisión Eléctrica de Trinidad y Tobago (Trinidad and Tobago Electricity Comisión, T&TEC) como un monopolio verticalmente integrado de propiedad estatal.

En el período en que la economía redujo su crecimiento y se producen ajustes estructurales en los 80s, T&TEC fue identificada como candidato para des-inversiones.

El Gobierno acometió la des-inversión parcial de las acciones en 1994. Esto señaló el regreso de la participación privada a la generación de electricidad por primera vez en 50 años. La des-inversión de la generación de electricidad tuvo efecto en 1994 cuando la Compañía de Generación Eléctrica (Power Generation Company, Powergen), un consorcio extranjero/local comenzó operaciones. Trinity Power, un productor independiente (IPP), de propiedad totalmente extranjera comenzó operaciones en 1999.

T&TEC mantuvo la transmission y distribución, formando divisiones independientes para cada una de estas actividades.

En la formación de Powergen los socios extranjeros pagaron US \$ 72 millones por el 49% de las acciones de la nueva empresa y se comprometieron a invertir US \$ 36 millones adicionales para modernización de centrales y mantenimiento. Tiene un contrato de venta a T&TEC por 15 años.

A pesar de esperar que la venta de acciones de Powergen sería el inicio de la liberalización del mercado, no ocurrió nada más hasta 1999 cuando InnCogen inicio operaciones como productor independiente con el fin de abastecer a un complejo industrial que nunca se materializó y terminó firmando un contrato de venta de energía a T&TEC por 30 años.

6.2 **Condiciones de operación actuales**

Institucionalidad

El Ministerio de Energía e Industrias Energéticas es responsable de la supervisión, control y regulación de las industrias energéticas y minerales. El Ministerio también es responsable de definir las políticas e implementarlas. Sin embargo, la instancia de decisión más importante es el Comité Permanente del Gabinete en Energía. Este comité ad-hoc está compuesto de 10 ministros del Gobierno, tecnócratas senior de los Ministerios de Energía e Industrias Energéticas, Finanzas, Planeamiento, el director y ejecutivos de de las empresas energéticas estatales, incluyendo NGC, NEC, Petrotrin y T&TEC.

Los asuntos de política fiscal, impuestos y exenciones están bajo el Ministerio de Finanzas. La Agencia para Manejo del Ambiente es la que aprueba los temas ambientales.

Subsector hidrocarburos

Gas natural

Las reservas actuales, 2006, de gas natural se estiman en 35 Tcf, de las cuales 18.8 Tcf son probadas.

El gas natural es la fuente de energía más empleada en Trinidad y Tobago, llegando al 80% del consumo de energía primaria. La decisión deliberada del Gobierno de emplear los recursos de gas natural para promover la industrialización dieron como resultado un crecimiento sostenido del 8% anual en el período 1975-95. La siguiente década la industria alcanzó una tasa compuesta de 18% anual, liderada por el crecimiento del gas licuado.

Las corporaciones transnacionales dominan el segmento del upstream del subsector gas natural. Sin embargo, la compañía estatal NGC posee y opera la red nacional de gasoductos que comprende 4 gasoductos principales. Adicionalmente, NGC tiene varios roles incluyendo el de comercializador y proveedor de gas. La planta procesadora de gas, Phoenix Park Gas Processors Limited, es un consorcio entre NGC y Conoco.

Grandes empresas privadas dominan la petroquímica y la industria pesada. Los elementos más importantes del sector son: 4 trenes de GNL, 7 plantas de metanol incluyendo dos de las más grandes del mundo, 10 plantas de amoníaco, 1 planta de urea, un complejo de hierro y acero y dos productores independientes de electricidad. La mayor parte de los clientes de GNC están en el subsector de industria liviana y comercial, que suman 110 empresas, que con un promedio de consumo de menos de 100 millones de pies cúbicos día, representan el 1% de las ventas totales de gas.

Al 2005 la producción alcanzó 3,087 millones de pies cúbicos por día, con BPTT como productor dominante con el 65% del total, mientras BG y EOG produjeron 20% y 10%, respectivamente. NGC recolectó gas de baja presión de campos maduros y comprimió a la presión de los gasoductos para inyectarlo al sistema, produciendo el 4% del abastecimiento. Petrotrin y otros pequeños productores completan el resto.

El 2005, el mayor consumidor fue Atlantic LNG, que procesó aproximadamente el 54% del gas natural convertido en GNL para exportación. Le siguen las plantas de amoníaco con el 18%, luego las de metanol con el 15% y la generación eléctrica con el 8%. La mayor parte del volumen remanente consume la industria de hierro y acero, 3%, y las plantas de cemento, 1%. Mientras, la industria liviana y clientes comerciales participan con el 1%.

Petróleo

A enero 2005, las reservas probadas de petróleo están en 620 millones de barriles a las que se añaden 404 millones de probables y 1688 millones de barriles de posibles.

El sector petrolero de Trinidad y Tobago tiene una estructura mixta del Mercado en las diferentes etapas de la cadena de producción.

En el upstream están las compañías más grandes de propiedad extranjera, incluyendo las subsidiarias locales de los gigantes internacionales British Petroleum Trinidad y Tobago, BG Trinidad y Tobago, BHP Billiton y Repsol YPF. Una pequeña empresa estadounidense independiente, EOG Resources, y la estatal Petrotrin, completan el panorama de la exploración y producción. Hay un cierto número de pequeños operadores independientes que producen bajo contratos.

En la refinación, la Compañía Petrolera de Trinidad y Tobago Limitada (Petroleum Company of Trinidad and Tobago Limited, Petrotrin) de total propiedad estatal es el único actor. La Empresa es dueña de la refinería de 160,000 barriles por día situado en Pointe a Pierre, que exporta la mayor parte de su producción al Caribe y América Central, con embarques internacionales ocasionales. Petrotrin produce aproximadamente el 40% del crudo para su refinería. Mientras la refinería debe importar crudo para completar sus requerimientos, el 55% de la producción local se exporta.

Hay dos actores en el transporte y distribución de combustibles, la estatal Compañía Nacional de Comercialización de Petróleo (National Petroleum Marketing Company, NPMC) es el principal distribuidor de los combustibles del mercado minorista doméstico; y, en 2002, la Distribuidores Unidos de Petróleo (United Petroleum Distributors, Unipet) inició operaciones como un relativamente pequeño distribuidor que suministra a sus propias estaciones de servicio.

El Mercado minorista de combustibles se mantiene como un virtual monopolio donde NPMC es la firma dominante, con una red de 154 estaciones de servicio; de ellas 28 son operadas directamente y 69 se operan por distribuidores bajo contrato, pero se mantienen bajo la propiedad de NPMC. Las 57 restantes son de propiedad de los distribuidores y se mantienen en la red. NPMC además elabora y comercializa lubricantes y comercializa GLP.

El monopolio de NPMC fue roto en 1999 con la presencia de Unipet como una liberalización parcial del mercado y la operación de una red de 9 estaciones de servicio.

El abastecimiento de combustibles corresponde a Petrotrin, la compañía estatal, que no está permitida a comercializar, mientras que los distribuidores no pueden importar combustibles.

En los últimos 5 años, la política del Gobierno ha demostrado una conciencia aguda de la necesidad de reemplazar las reservas e incrementar reservas y que solamente 2/5 del área marina ha sido explorado. El Gobierno se ha embarcado en un programa agresivo de concesiones para incrementar el esfuerzo exploratorio. Rondas de licitaciones en el 2003, 2004 y 2005 han abierto la puerta a numerosas compañías para nuevas exploraciones.

La producción de crudo alcanzó 143,700 barriles por día ó 52.4 millones de barriles en el 2005. Las contribuciones por empresas son: 38% Petrotrin, 26% BHP Billiton y 20% BP. Otros productores incluyendo Repsol y Primera, juntos, alcanzan el 12% restante.

Electricidad

La regulación del sector corresponde a la Comisión de Industrias Reguladas (Regulated Industries Comisión, RIC), que opera desde junio del 2000 y que tiene como misión asegurar que se provean servicios de calidad y eficientes a precios justos y razonables.

El subsector eléctrico comprende una empresa de transmisión y distribución, T&TEC, y dos generadoras, Powergen y Trinity Power. T&TEC compra en bloque la energía eléctrica de los productores independientes para la reventa a sus clientes. T&TEC es también responsable de obtener el el gas natural para los productores independientes, a través de un contrato con NGC.

Powergen fue establecida como un consorcio creado de la desagregación de las actividades de generación de T&TEC. Los accionistas actuales son T&TEC con 51%, Mirant Corporation con 39% y BPTT con 10%. La capacidad instalada total es de 1178 MW en 3 centrales.

Trinity Power inicio operaciones en septiembre de 1999 como InnCogen y es de propiedad de un consorcio de empresas de Estados Unidos donde Power Management Co. mantiene el control. Su capacidad instalada es de 225 MW y tiene un contrato de venta a T&TEC de 195 MW por 30 años.

T&TEC sirve a más de 350,000 clientes domésticos, comerciales e industriales. Mas del 97% de la población tiene acceso a la electricidad y las pérdidas se estiman en el rango de 8 a 10%. T&TEC suministra energía a Tobago a través de un cable submarino y tiene una central diesel de 11 MW como respaldo. La tasa de crecimiento de las ventas de electricidad han crecido a una tasa de 5.5% anual. El sector industrial representa el 65% del consumo.

El crecimiento pronosticado para la generación de energía eléctrica, en los próximos 5 años es importante debido a la rápida industrialización, crecimiento de la población y los programas habitacionales, para lo que se requiere expansión de la capacidad de los productores independientes (IPPs) ó el establecimiento de nuevos. Esto creará una oportunidad de ampliación de los IPPs, pero su participación no irá más allá de los contratos de largo plazo.

Varios factores impiden la introducción de un mercado liberalizado, como son: El gas natural que se emplea como el principal combustible para la generación eléctrica permanece controlado por el Estado, en su abastecimiento y precio. Dado que T&TEC mantiene la mayor parte de las participaciones en Powergen las licitaciones no tienen el nivel de competitividad deseada. Los contratos de largo plazo actuales impiden la apertura de la transmisión y distribución a la participación privada.

El pequeño tamaño del mercado presenta pocas opciones para la segmentación del mercado, pues no permite la participación de varios actores. Esto también influye para preferir contratos de largo plazo (15 años o más). Los precios de la electricidad se regulan por el RIC, pero sus recomendaciones están sujetas a la decisión final del Gobierno, por lo menos son anticompetitivas.

Habiendo definido un rol específico para el sector eléctrico en el proceso de industrialización, el Gobierno se asegurará que los mecanismos de control permanezcan en efecto para lograr sus objetivos más amplios.

6.3 Definición de precios y tarifas

Gas natural

La base para la definición de precios difiere para cada uno de los subsectores. El método empleado consiste en indexar el precio del gas al precio del producto de la industria (amoníaco, metanol) y ha sido adoptado por muchos países con excedentes de producción de gas. De esta manera el precio del gas fluctúa con los precios de los productos, produciendo beneficios para el abastecedor y para el consumidor de gas (plantas petroquímicas). El abastecedor del gas tiene parte del riesgo y sufre los períodos de bajos precios pero recibe los beneficios cuando el mercado se recupera. El mecanismo se ha extendido parcialmente a los contratos con los productores en el upstream, después de varios años de resistencia de las empresas. La fórmula relacionada con el precio del producto ha sido el mayor factor de competitividad de Trinidad y su presencia como el mayor exportador de amoníaco y metanol.

Los precios para otras industrias se mantienen con base en reajustes fijos. En el caso de las industrias de metales, los precios son negociados ampliamente.

Los precios para la generación eléctrica son determinados por el Gobierno con base en sus objetivos sociales y macroeconómicos. Con excepción de los precios para la industria liviana y el comercio, los precios del gas se tratan como confidenciales entre las partes.

El precio del gas mantiene tiene una gran ventaja sobre los combustibles alternativos a pesar que también están subsidiados.

Tarifas eléctricas

Los contratos de largo plazo de Powergen y Trinity Power especifican los mecanismos para determinar los precios que paga T&TEC para la energía en bloque, cargos de capacidad y potencia. Los ajustes periódicos de precios se basan en cambios en los combustibles y la inflación.

Las tarifas del servicio eléctrico son recomendadas por el RIC, después de un proceso de propuesta de T&TEC, investigación e informes propios del RIC y consultas públicas; pero la decisión final la adopta el Gobierno.

Precios de los combustibles

En Trinidad y Tobago, como en la mayoría de países exportadores de petróleo el precio minorista de los combustibles lo fija el Gobierno. Sin embargo, a partir de 1974 el Gobierno adoptó una política activa de subsidios a los combustibles, que consiste en reembolsar a los distribuidores la diferencia entre los precios internacionales y el precio controlado.

Los distribuidores, NPMC y Unipet, adquieren los productos de Petrotrin a precios internacionales y venden a los clientes a los precios fijados por el Gobierno. Parte del subsidio se recupera a través de la tasa al ñpetroleo que se carga a las empresas productoras en proporción directa a su participación. Los precios del mercado interno de combustibles han bajado en términos reales, a pesar del incremento de precios en el mercado internacional. El subsidio se estima llega a TT\$ 1.5 billones en el 2006.

6.4 Resultados obtenidos

Electricidad

A pesar que ninguno de los productores independientes que operan en Trinidad y Tobago puede ser asociado a una política de liberalización, han existido varios beneficios atribuibles a este cambio en el sector de generación, que se pueden resumir de la siguiente forma:

Mejoras en la confiabilidad del servicio debido a los programas de mantenimiento sistemático realizado por los IPPs, que están sujetos a estándares de operación predeterminados. Por ejemplo, Powergen ha mejorado la disponibilidad de 65% en los 90s al 82% actual y mantiene un estándar de menos de 5% de paradas no programadas.

T&TEC a recibido dividendos por su participación de acciones en Powergen. Se observan mejoras en la misma t&TEC como resultado de su concentración en transmisión y distribución y es así que, en el período 1999 a 2003 la confiabilidad del suministro para los segmentos de transmisión y distribución ha ido mejorando. El número de fallas por cada 10 km de líneas de distribución se ha reducido de 4.10 en 1996 a 2.20 en el 2001. El número de fallas por cada 20 km de líneas de transmisión se redujo 9.36 en 1996 a 4.80 en 2001. Las interrupciones no restauradas dentro de 4 horas disminuyeron del 54% en 1996 al 9% en 2001. Las interrupciones no restauradas dentro de 12 horas decrecieron del 10% en 1996 al 1.3% en 2001.

6.5 Lecciones aprendidas

A continuación se transcriben las lecciones aprendidas preparadas por el consultor Gregory Mc Guire⁸, que en el marco de este proyecto, y discutidas y analizadas en un taller nacional convocado por el proyecto donde participaron los principales actores del sector reflejan una concertación de los participantes.

Lección aprendida 1. Condiciones particulares de Trinidad y Tobago

La condición de superávit en producción de energía, en medio de un mercado pequeño impone condiciones limitaciones a la competencia.

En economías con exceso de energía, como Trinidad y Tobago, la introducción de una política de liberalización del mercado, para estimular la competencia en el mercado energético está circunscrita por la estructura del mercado y la política de industrialización del gobierno, existentes. Mientras Trinidad y Tobago presume de un alto rango entre los exportadores líderes a nivel mundial de GNL, amoníaco y metanol, el número de actores en la industria es muy pequeño, dejando espacio para comportamiento anti-competitivo en un ambiente de mercado liberalizado.

Lección aprendida 2. El gas natural como herramienta de desarrollo

Para emplear el gas natural como herramienta del desarrollo del país el Gobierno debe mantener control.

La liberación del mercado puede ser contraproducente para la política deliberada del Gobierno de usar gas natural como una herramienta para el desarrollo industrial y económico. El Gobierno puede perder control sobre la elección que la industria como proveedora busca maximizar ganancias, mientras el país puede desear enfocarse en maximizar el valor añadido. Un ejemplo clásico aquí, es la selección entre más GNL y la expansión de la industria petroquímica en el downstream.

Lección aprendida 3. La presencia de subsidios a la energía está muy arraigada en la población

El pensamiento de que la riqueza natural es de toda la población y los beneficios económicos que genera deben ser compartidos para todos, es parte del pensamiento de los consumidores locales.

La población de un pequeño país exportador de hidrocarburos se siente muy fuertemente motivada por “compartir la riqueza natural por el bienestar de la nación”. En respuesta a este sentimiento muy arraigado, los Gobiernos tienden a mantener precios bajos de los productos energéticos mediante el uso de subsidios o reembolsos. Precios bajos y consecuentes márgenes estrechos son des-incentivos para la inversión privada. Este ha sido el caso con respecto a la generación de energía eléctrica y al negocio de transporte de combustibles.

Lección aprendida 4. Los subsidios generan distorsiones difíciles de corregir

Los subsidios impiden la incorporación de nuevas tecnologías que pueden ser ventajosas para el país.

Los subsidios y los precios artificialmente fijados distorsionan las señales del Mercado y resultan en selecciones del consumidor por debajo del óptimo. Esto es evidente en el contexto de Trinidad y Tobago, donde las alternativas tecnológicas como energía solar, GNC y aire acondicionado con gas tienen dificultades para competir en el Mercado debido a los precios subsidiados de la electricidad y de los combustibles para el transporte. Si los subsidios se estiman necesarios, deben ser focalizados a grupos específicos y la comunidad nacional ser conciente del subsidio.

Lección aprendida 5. Las iniciativas para segmentación del mercado no se vieron como solución para Trinidad y Tobago

Las iniciativas de desmonopolización no han recibido un soporte sustancial y constante.

Las iniciativas de privatización y desmonopolización tomadas por el Gobierno de Trinidad y Tobago han estado impulsadas principalmente por la necesidad de reducir la carga del Estado, antes que por introducir competencia en los mercados. No hay evidencia que soporte la idea que la liberalización del Mercado es una política a escoger basada en la teoría económica y la realidad práctica.

Lección aprendida 6. La presencia de subsidios a la energía está muy arraigada en la población

El pensamiento de que la riqueza natural es de toda la población y los beneficios económicos que genera deben ser compartidos por todos, forma parte del pensamiento de los consumidores locales.

El interés del Gobierno en la liberalización del Mercado se mueve cíclicamente contra el comportamiento de la economía. En condiciones económicas deprimidas, hay movimiento para liberalizar los mercados. Pero cualquier iniciativa que podría ser introducida retrocede o se suspende cuando la prosperidad vuelve.

Lección aprendida 7. El mercado interno de gas natural aún no esta listo para incorporar la competencia

El tamaño del mercado, la propiedad de los recursos y el número de actores dificulta la competencia.

El mercado de gas natural de Trinidad y Tobago es todavía una industria joven donde la competencia puede ser difícil por el tamaño del mercado, propiedad restringida de los recursos y el número limitado de actores en el upstream y downstream.

Lección aprendida 8. La evolución hacia un mercado competitivo parece ser la mejor opción

El cambio drástico de la estructura del sector no parece ser la mejor opción para la situación actual de Trinidad y Tobago.

Una aproximación de evolución antes que de revolución parece ser la opción preferida para introducir cierta competencia en el Mercado, particularmente en el subsector de gas natural.

7 Lecciones aprendidas en la región

El estudio realizado dentro del marco del Proyecto Competencia en Mercados Energéticos permite establecer algunas conclusiones que serán valiosas para mejorar el manejo del sector por parte de las autoridades de los países de la región.

Dado que la motivación principal de las reformas realizadas en el sector energético es la incorporación de la competencia, el examen del nivel alcanzado fue una de las principales preocupaciones del estudio y se ha podido observar que independiente del tamaño del mercado, puesto que los estudios de casos comprendieron condiciones muy diferentes entre sí, el número de actores que se ha logrado incorporar en los mercados es reducido, debido a la magnitud de las inversiones relativas que implica la participación en algunos de los segmentos más importantes de los subsectores energéticos y a la reducción del riesgo financiero que implica el aumentar la participación en un mercado ya conocido frente a la incorporación inicial en un nuevo mercado.

Con un número reducido de actores no es extraño que se produzcan concentraciones importantes de la participación del mercado en uno o más actores, reduciendo al mismo tiempo los niveles de competencia en el mercado. Además, la pérdida de credibilidad de los inversionistas en las posibilidades de rentabilidad de los mercados de Latinoamérica y el Caribe, no solo ha reducido las inversiones del sector privado que ya participa en los países, sino que ha limitado la incorporación de nuevos actores, reduciendo, de esa manera la competencia por el mercado.

La particularidad anotada de los mercados energéticos de la región, establece deficiencias notorias en la aspiración de conseguir mercados bien condicionados y próximos al ideal. Esto significa que el papel del Estado debe ser más fuerte de lo que se pensó cuando se plantearon las reformas al sector.

Las instituciones del sector energético que en algunos casos desaparecieron y en otros fueron relegadas a un plano secundario, deben ser fortalecidas a fin de que retomen el papel rector de políticas energéticas que vigilen la seguridad del abastecimiento; así como, la supervisión y fiscalización de las empresas que actúan en el sector, a través de una institución reguladora con la fuerza y respaldo suficiente para que compense las deficiencias que el grado de competencia bajo ocasiona en el funcionamiento de los mercados.

Adicionalmente, se requiere absorber y digerir las lecciones aprendidas de la operación de los mercados energéticos, a fin de corregir las deficiencias que se observan, incorporando reformas mejor meditadas y fuera del apresuramiento con que se afrontaron los cambios iniciales, comprendiendo que la creación de los mercados energéticos es un proceso más que un solo evento, como señala

la Agencia Internacional de Energía⁹, al sugerir el proceso de maduración que deben seguir los mercados. Es que, además, ahora se necesita mantener las señales de estabilidad estructural mejorando aquellos aspectos que requieren atención.

Uno de los aspectos más críticos es la falta de inversiones en el sistema de transmisión eléctrica y que no solo es un problema regional, sino que es generalizado en el ámbito global. Están faltando señales claras para incentivar inversiones en este segmento de las actividades del sector eléctrico a fin de mantener la confiabilidad y disponibilidad que dependen de la redundancia de algunos elementos.

En los mercados más pequeños, se hace aún más difícil la incorporación de la competencia en el mercado por lo que ha resultado complicado hacer reformas que cambien la estructura del sector de un día para el otro, parece más lógico adoptar un esquema que permita que el sector evolucione desde un monopolio hacia un sistema de comprador único con productores independientes, para luego ir evolucionando progresivamente en la incorporación de la competencia.

Finalmente, aún en los casos donde las reformas solo permiten la incorporación de productores independientes se observa la reducción del peso que el Estado tenía para afrontar las inversiones para expansión de la oferta; por lo tanto, se considera necesario fortalecer este aspecto no solo para incentivar las inversiones privadas tanto en el sistema nacional como en las interconexiones, sino también, para demostrar que este segmento mantiene ventajas competitivas para los inversionistas.

De los estudios de caso realizados en el marco del proyecto, se obtienen algunas lecciones aprendidas que son comunes a todos los casos.

Lección Aprendida 1: Resultados positivos de la Reforma

Las reformas de primera generación que incorporaron mercados de competencia produjeron varios beneficios al sector energético de los países donde fueron implantadas.

Son varios los aspectos positivos que se observan como resultado de la incorporación de mercados energéticos después de las reformas estructurales que sufrió el sector energético de la región.

La reducción de la carga financiera que pesaba sobre el Estado para la ampliación de la oferta de energía, es una de ellas, más aún si se analiza que esa carga se transformó en generación de recursos a través de tributos que deben pagar al Estado las empresas privadas participantes en el mercado y también sus accionistas.

La mejora de la calidad del servicio es otro importante beneficio que se logró con la participación de empresas que están sujetas al cumplimiento de normas, que incluso obligaron a mejorar a las empresas estatales que continuaron prestando servicios, por que un regulador independiente supervisa su cumplimiento.

La reducción de pérdidas de las empresas eléctricas, que se logró después de las reformas, cuando las reglas obligaron a las empresas a cumplir con los límites establecidos, forma parte de las mejoras de la eficiencia operativa y financiera de las empresas.

De todas formas, quedan algunos temas pendientes que deberán ser resueltos a medida que las instituciones se fortalezcan, para incorporar la eficiencia energética como una de las políticas del sector, para ampliar la cobertura en el sector rural, la inclusión de energías renovables, entre otras.

Lección Aprendida 2: Política energética nacional y planificación

La política energética nacional, tanto la de Estado, de largo plazo, como aquella complementaria de corto plazo, planteada por las administraciones de los Gobiernos de turno, debe ser explícita y apoyada por una planificación.

Las experiencias dolorosas que sufrieron algunos de los países de la región, por crisis de abastecimiento, demostraron que el Estado es el responsable final del suministro energético del país y que, por lo tanto, su presencia en el sector no puede ser relegada a un plano secundario y por el contrario, debe mantener el papel protagónico en la definición de políticas sustentadas en una planificación energética que contemple la diversificación de la matriz energética y el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles.

La protección del ambiente no puede relegarse a la aprobación de ciertos aspectos al momento de las concesiones energéticas, sino a sistemas de operación y mantenimiento que duren toda la vida de una instalación.

Lección Aprendida 3: Autonomía y fortaleza de la regulación

La regulación del sector es una de las tareas pendientes en la región. Es preciso fortalecer los entes reguladores dando los elementos necesarios en recursos humanos y materiales acompañados de la autonomía suficiente para que cumplan su papel a cabalidad.

La escasa experiencia que tiene la regulación del sector energético en la región, comparada con el largo tiempo de funcionamiento de la regulación en los países con bases de legislación anglosajona, se ha podido comprobar en el desarrollo del proyecto, al verificar las necesidades de los entes reguladores de

mejorar su estructura interna y contar con una capacitación permanente de su personal.

Lección Aprendida 4: Corrección de algunos aspectos que no funcionan como se esperaba

Las lecciones aprendidas de la operación de los mercados deben impulsar reformas de segunda generación, que sin alterar las adecuadas señales económicas de estabilidad de la estructura del sector, corrijan las desviaciones observadas de los propósitos originales.

La urgencia con la que se implantaron las reformas en el sector energético de la región dejó poco espacio para la reflexión de algunos aspectos que aún ahora están en debate en los países industrializados y que reflejan ciertas dificultades en la operación de los mercados.

Es preciso un proceso de reflexión de las lecciones aprendidas que permita incorporar reformas de segunda generación suficientemente meditadas para corregir los aspectos que necesitan ser ajustados cuidando de no enviar señales equivocadas a los inversionistas que sean interpretadas como inestabilidad de la estructura en que se opera al momento.

Lección Aprendida 5: Control de la competencia actual y concentración en los mercados

Es preciso cuantificar adecuadamente la participación en el mercado de los diferentes actores a fin de evitar concentraciones que tiendan a establecer poderes de mercado que distorsionen la competencia que debe existir en el mercado.

La verificación del grado de concentración en los mercados es un aspecto que necesita ser establecido a través de alguna forma de cuantificación que permita normar los límites esperados en cada uno de los segmentos de los mercados energéticos.

Lección Aprendida N° 6: Claridad de los retornos de las inversiones en el sistema de transmisión eléctrica

Las regulaciones para el sistema de transmisión requieren incorporar condiciones que aseguren claridad en los retornos esperados por el inversionista del segmento, que permitan especialmente asegurar la confiabilidad del sistema.

Las limitaciones observadas en las inversiones en los sistemas de transmisión eléctrica exigen soluciones creativas para que el inversionista logre los retornos adecuados, especialmente cuando se trata de secciones de línea cuya razón

de ser, corresponde a la mejora de la confiabilidad de todo el sistema y no necesariamente a su grado de utilización.

La valiosa intervención de los operadores del sistema eléctrico no será suficiente si no cuentan con los elementos que les permitan mantener el sistema operando cuando se producen condiciones de emergencia.

Lección aprendida No. 7. La evolución hacia un mercado competitivo parece ser la mejor opción para pequeños mercados

El cambio drástico de la estructura del sector no parece ser la mejor opción para mercados energéticos relativamente pequeños.

En los mercados de tamaño relativamente pequeño la incorporación de la competencia representa un reto mayor que en los mercados mayores; por lo tanto, las reformas que busquen cambios inmediatos no parecen ser las más adecuadas, en su lugar, conviene adoptar un esquema de cambios progresivos que permita ir ampliando el grado de competencia de manera que la adaptación sea gradual.

Lección aprendida No. 8. Reforzar la participación de productores independientes

La presencia de productores independientes sin importar el grado de apertura logrado en los mercados energéticos ha significado una ventaja para los países.

La participación de Productores independientes en el sector eléctrico ha dinamizado las inversiones en el sector eléctrico al captar inversiones tanto locales como foráneas y, al mismo tiempo, ha reducido la carga del Estado en las inversiones para expansión de la oferta, mejorado el comportamiento de todo el sector.

8 Bibliografía

- ¹ Energy Markets Limited, Conditions for a Truly Competitive Gas Markets en EU, United Kingdom, November 2005.
- ² Stoft, Steven, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, 2002.
- ³ Miranda, Gastón, Estudio de Caso Perú, Proyecto Competencia en Mercados Energéticos, OLADE/ Universidad de Calgary, abril 2006.
- ⁴ Miranda, Gastón, Documento de Lecciones Aprendidas en Perú, Proyecto Competencia en Mercados Energéticos, OLADE/ Universidad de Calgary, abril 2006.
- ⁵ Lagunas, Héctor, Estudio de Caso Chile, Proyecto Competencia en Mercados Energéticos, OLADE/ Universidad de Calgary, julio 2006.
- ⁶ Lagunas, Héctor, Documento de Lecciones Aprendidas en Chile, Proyecto Competencia en Mercados Energéticos, OLADE/ Universidad de Calgary, julio 2006.
- ⁷ McGuire, Gregory, Trinidad and Tobago Case Study, Competition in Energy Markets Project, OLADE/ University of Calgary, February 2007.
- ⁸ McGuire, Gregory, Trinidad and Tobago Lessons Learned Document, Competition in Energy Markets Project, OLADE/ University of Calgary, February 2007.
- ⁹ International Energy Agency, Energy Market Experience: Lessons from Liberalized Markets, OECD/IEA 2005.