

Biblioteca



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA



DEPARTAMENTO TECNICO DE
AMERICA LATINA Y EL CARIBE
División de Infraestructura y Energía

CONFERENCIA
UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA:
Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de
América Latina y El Caribe

Ponencias



Hacienda Cocoyoc, México, del 4 al 6 de septiembre de 1991

333.793 2
0748p
1991
g.1

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE CIENCIAS Y ENERGÍA
7 2614



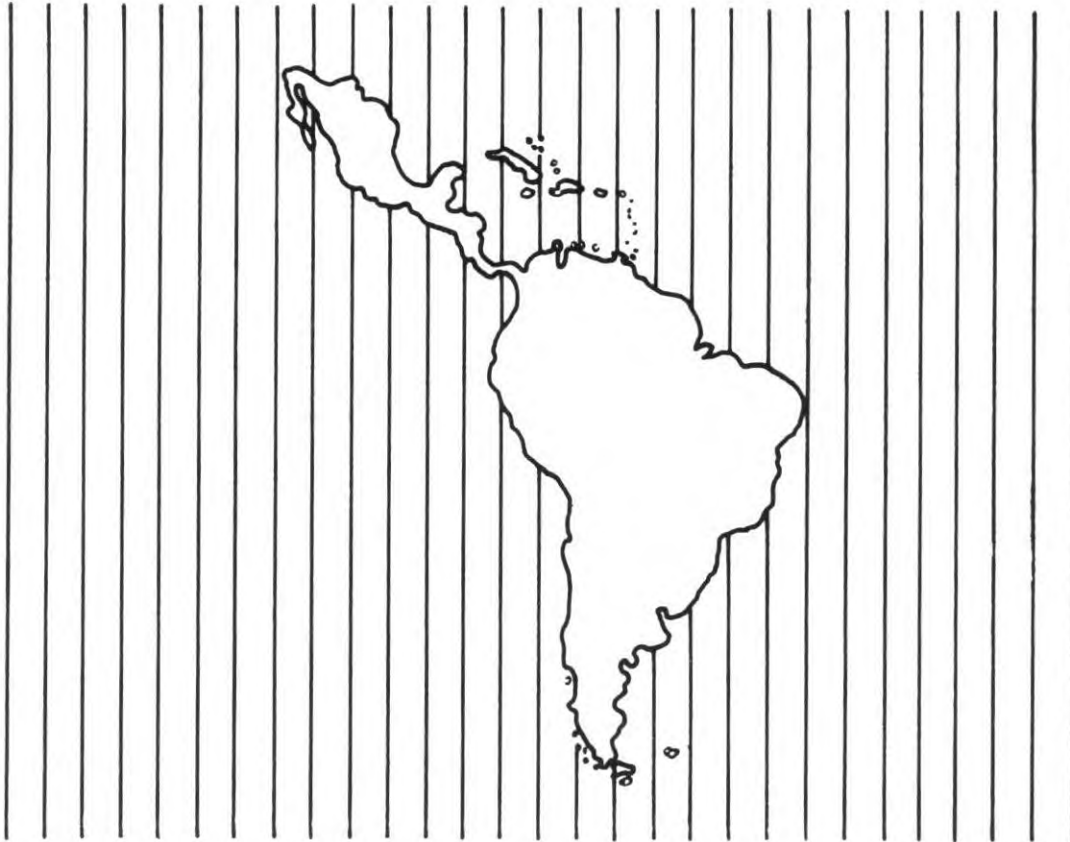
ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA



DEPARTAMENTO TECNICO DE
AMERICA LATINA Y EL CARIBE
División de Infraestructura y Energía

CONFERENCIA
UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA:
Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de
América Latina y El Caribe

Ponencias



Hacienda Cocoyoc, México, del 4 al 6 de septiembre de 1991



ISBN 9978-70-020-X
OLADE 003-EE/92

Editado en 1993
por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
Av. Occidental, Sector San Carlos, Edificio OLADE
Teléfonos: 538280/539676, Casilla 17-11-6413 C.C.I.
Télex: 2-2728 OLADE ED, Fax 593-2-539684, Quito-Ecuador

© OLADE, 1993

La Conferencia UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: COMO SUPERAR LA CRISIS DEL SECTOR ELECTRICO EN LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE se realizó en Hacienda Cocoyoc, México, del 4 al 6 de septiembre de 1991, bajo los auspicios del Programa de Asistencia para el Manejo del Sector Energético (ESMAP) del Banco Mundial y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con fondos de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y la coordinación del Gobierno de México.

Tabla de Contenidos

	Página		
AGENDA.....	i	El Mejoramiento de la Eficiencia a través de la Modernización <i>Rodolfo R. D' Amado</i>	161
Problemas y Opciones: Exposición Introductoria <i>S. Shahid Husain</i>	1	Definición de los Indices de Gestión CIER <i>CIER</i>	191
La Importancia del Sector Electricidad y sus Regulaciones para el Desarrollo Económico <i>Hernán Búchi B.</i>	7	Indicadores de Gestión Financiera <i>OLADE</i>	195
Marco Legal y Regulatorio: La Importancia de las Reglas del Juego <i>Rafael A. Moscote</i>	39	Definición y Descripción de Indices Empresariales.....	203
Un Mayor Sistema de Propiedad Privada: El Sistema Regulador de Energía de los Estados Unidos <i>Charles G. Stalon</i>	47	El Uso Eficiente del Capital: Una Perspectiva Empresarial <i>Les Gelber</i>	211
Pasos Previos en el Camino hacia la Privatización y Corporatización <i>Roger Douglas</i>	75	El Papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo: Un Catalizador para la Movilización de Recursos <i>James W. Conrow</i>	221
Marco Institucional del Sector Eléctrico Español (1983-1991) <i>Paulina Beato</i>	91	Opciones de Políticas Complementarias y de Precios para un Desarrollo Eléctrico Sostenido en América Latina y El Caribe <i>Mohan Munasinghe</i>	229
Gestión de las Empresas Eléctricas y Desarrollo Económico en América Latina y El Caribe <i>Gabriel Sánchez - Sierra y Roberto Gomelsky</i>	121	Formas Alternativas de Participación Privada: Modelos Tradicionales y Nuevos <i>James B. Sullivan</i>	259
La Ejecución de Reformas: Estrategia y Tácticas <i>Anthony A. Churchill</i>	131	El Modelo Chileno de Estructuración del Sector Eléctrico <i>Sebastián Bernstein</i>	289
Eficiencia en un Sistema Eléctrico Estatal: El Contrato Plan en Francia <i>François Treilhou</i>	145	La Privatización del Sector de Energía en el Reino Unido <i>S.C. Littlechild</i>	309
		Movilización de Recursos: El Punto de Vista del Inversionista <i>Francisco G. Aguerrevere</i>	327



Un Desafío de Política para la Década de 1990: La Superación de la Crisis del Sector de Energía de los Países de América Latina y El Caribe <i>José-Félix Palma</i>	335
Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe <i>Fernando Hiriart B.</i>	341
El Sector Mexicano: Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas. <i>José Luis Aburto Avila y Arturo Gómez Mariles</i>	347
El Sector Eléctrico en Trinidad y Tobago <i>Pamela Nicholson</i>	357
Electricidad: La Crisis Fiscal y la Reestructuración Económica <i>Carl B. Greenidge</i>	367
Jamaica: Orientaciones de Política Energética para los Años Noventa <i>Horace Clarke</i>	381
Colombia: Hacia un Sector Eléctrico Eficiente y Abierto a la Participación Privada <i>Luis Fernando Vergara</i>	387

CONFERENCIA

UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe

Patrocinada conjuntamente por ESMAP (Programa Banco Mundial/PNUD)
y OLADE, con fondos provistos por USAID y con la colaboración del
Gobierno de México

Hacienda Cocoyoc, México
4-6 de septiembre de 1991

PROGRAMA

MIERCOLES, 4 DE SEPTIEMBRE

HORA	TEMA	PONENTE
10:00	Rueda de Prensa (Hotel Camino Real)	S. Shahid Husain, Vicepresidente, América Latina y El Caribe, Banco Mundial Gabriel Sánchez Sierra, Secretario Ejecutivo, OLADE
16:00	Inscripción (Hotel Hacienda Cocoyoc)	
20:00	Inauguración	Fernando Hiriart Balderrama, Secretario de Energía, México
20:30	Cóctel y Cena de Inauguración (ofrecidos por SHCP y SEMIP, México)	

JUEVES, 5 DE SEPTIEMBRE

SESION I: SITUACION Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Presidida por el Dr. Pedro Aspe Armella, Secretario de Hacienda, México

09:00	Problemas y Opciones: Introducción	S. Shahid Husain, Vicepresidente, ALC, Banco Mundial
-------	---------------------------------------	---------------------------------------------------------



09:30	Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe	J. M. Bakovic, Responsable de Proyecto, Banco Mundial
	Presentación del Estudio	Roberto Gomelsky, Director de Planificación y Política Energética, OLADE
10:30	Receso	
11:00	La Perspectiva de los Países	Delegaciones Oficiales
12:00	Debate	
13:00	Almuerzo (ofrecido por el Banco Mundial)	

SESION II: DESAFIOS PROGRAMATICOS

Presidida por el Honorable P.J. Patterson, Ministro de Finanzas, Desarrollo y Planeamiento, Jamaica

HORA	TEMA	PONENTE
14:30	El Impacto del Sector Eléctrico sobre la Economía	Hernán Büchi Ex Ministro de Finanzas, Chile
15:00	Marco Legal y Regulatorio: La Importancia de las Reglas del Juego	Rafael A. Moscote, Jefe de División, Banco Mundial
	Un Sistema Principalmente de Propiedad Privada: El Sistema Regulatorio del Sector Eléctrico en los EE.UU.	Charles G. Stalon, Ex Comisionado, FERC, EE.UU.
	Pasos Previos en el Camino hacia la Privatización y Corporatización	Roger Douglas, Ex Ministro de Finanzas, Nueva Zelandia
	Coexistencia de las Empresas Públicas y Privadas: El Modelo Español	Paulina Beato, Ex Presidenta, REDESA, España
16:30	Receso	
17:00	La Perspectiva de los Países	Delegaciones Oficiales
18:00	Debate	
20:00	Cena (ofrecida por OLADE)	

VIERNES, 6 DE SEPTIEMBRE

SESION III: MEJORAS DE GESTION

Presidida por el Dr. Domingo Felipe Cavallo, Ministro de Economía, Argentina

HORA	TEMA	PONENTE
09:00	Gestión de las Empresas Eléctricas y Desarrollo Económico	Gabriel Sánchez Sierra, Secretario Ejecutivo, OLADE
09:30	Ejecución de la Reforma: Estrategia y Táctica	Anthony A. Churchill, Director, Industria y Energía, Banco Mundial
	Eficiencia en un Sistema Eléctrico Estatal: El Contrato Plan en Francia	François Treilhou, Director, Europa Occidental y América La Electricité de France (EdeF)
	Mejoramiento de la Eficiencia a través de la Modernización	Rodolfo D' Amado, Ex Gerente General, Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), Uruguay
	Uso Eficiente del Capital: Prospectiva Empresarial	Les Gelber, Director de Desarrollo Empresarial, FLP Group, EE.UU.
11:00	Receso	
11:30	La Perspectiva de los Países	Delegaciones Oficiales
12:00	Debate	
13:00	Almuerzo (ofrecido por el Banco Mundial)	

SESION IV: MOVILIZACION DE RECURSOS

Presidida por el Dr. Armando Ribeiro de Araujo, Secretario de Energía, Brasil

HORA	TEMA	PONENTE
14:30	El Rol de los Organismos Multilaterales: Catalizador para la Movilización de Recursos	James W. Conrow, Vicepresidente, Banco Interamericano de Desarrollo



15:00	Precios y Opciones Complementarias de Política para el Desarrollo Sostenido del Sector Eléctrico	P.C. Mohan Munasinghe, Jefe de División, Política Ambiental, Banco Mundial
	Formas Alternativas de Participación Privada: Antiguos y Nuevos Esquemas	James B. Sullivan, Director, Unidad de Energía, USAID
	El Modelo Chileno de Reestructuración del Sector Eléctrico	Sebastián Bernstein, Ex Secretario Ejecutivo de la Comisión de Energía, Chile
	La Privatización del Sector de la Electricidad en el Reino Unido	S.C. Littlechild, Director General, Oficina para la Regulación de la Electricidad, Reino Unido
	El Punto de Vista del Inversionista	Francisco G. Aguerrevere, Presidente Ejecutivo, Electricidad de Caracas, Venezuela
16:30	Receso	
17:00	La Perspectiva de los Países	Delegaciones Oficiales
18:00	Debate	

SESION V: ACTO DE CLAUSURA

Presidida por el Dr. Pedro Aspe Armella, Secretario de Hacienda, México

20:00	Acto	Gabriel Sánchez Sierra, Secretario Ejecutivo, OLADE
		S. Shahid Husain, Vicepresidente, ALC, Banco Mundial
20:30	Cena de Despedida (ofrecida por el Banco Mundial)	

Problemas y Opciones: Exposición Introdutoria

S. Shahid Husain

Vicepresidente Oficina Regional de
América Latina y El Caribe, Banco
Mundial

Problemas y Opciones: Exposición Introductoria

Señor Presidente de la Conferencia,
Señores ministros,
distinguidos invitados,
señoras y señores:

Deseo dar las gracias a nuestro anfitrión, el Gobierno de México, por su gentil hospitalidad y, además, a todos ustedes que han aceptado nuestra invitación para analizar la gestión y el financiamiento de las inversiones en el sector de la energía eléctrica, dos aspectos de importancia para el crecimiento y el bienestar de los países de América Latina y del Caribe.

En vista de la velocidad, la profundidad, y la total imposibilidad de predecir los cambios que se están produciendo en Europa Oriental, las autoridades de esta región deben felicitarse a sí mismos porque han logrado cambios radicales en la filosofía de desarrollo, en la gestión económica y hacia procedimientos democráticos, -sin las perturbaciones sociales ni el caos que vemos en otras partes.

Se ha dicho que los últimos diez años han sido una década de crisis para la región. Por el contrario, considero que marca el momento en que los líderes de América Latina y del Caribe aceptaron el reto que plantea una época de cambio y comenzaron a implantar un orden económico, político y social que augura un futuro favorable. No hay región alguna en el mundo en desarrollo, que haya abrazado tan de lleno el cambio de instituciones y de políticas con el objeto de asegurar un futuro mejor para sus habitantes.

Por supuesto, se advierten diferencias en el grado en que han cambiado los distintos países. Algunos, como México y Chile, ya han alcanzado logros importantes en lo relativo al cambio estructural. Otros, como por ejemplo Argentina, Bolivia, Jamaica, y algunos países de América Central están avanzando en forma decidida hacia el establecimiento de un nuevo orden económico y social. Pero los dos grupos de países reconocen que es necesario reanudar el crecimiento y lograr mejoras sostenidas del ingreso y de la producción.

Los pueblos de América Latina y del Caribe han hecho y siguen haciendo grandes sacrificios para pagar por las políticas seguidas en décadas anteriores. El ajuste seguirá siendo motivo de inquietud en muchos países, pero es menester reconstituir una base firme para el crecimiento. La inversión en general y las de infraestructura en especial han sufrido a causa del ajuste. En algunos países, la capacidad de



la infraestructura ha llegado a disminuir. Es evidente que la reactivación económica y el crecimiento requieren montos significativos de inversiones nuevas en infraestructura. En el caso de la energía eléctrica, esta necesidad es apremiante. En los países en desarrollo la demanda de electricidad tiende a aumentar con mayor rapidez que la producción y que el ingreso. En especial debemos esperar que esto ocurra en la región al regresar a un patrón de crecimiento económico.

En el curso de los dos próximos días, escucharemos a varios oradores, muy capaces y con gran experiencia, examinar distintos aspectos del sector de la energía eléctrica. Hoy quisiera considerar en términos generales: la demanda de inversiones en el sector, el financiamiento de esta inversión, y la gestión y el papel del Banco Mundial.

El sector de la electricidad requiere un uso muy intensivo de capital. El Banco Mundial estima que en los próximos 5 años, los países de la Región tendrán que invertir, en promedio, alrededor de US\$20 mil millones al año en instalaciones de electricidad para atender la demanda. Y no sólo en capacidad adicional, ya que en general, las instalaciones tienen una vida útil de unos 30 a 35 años y muchas de las existentes ya deben ser reemplazadas. El problema es especialmente grave en países en los que, durante años, se han descuidado tanto la inversión como el mantenimiento. En Brasil, no se ha puesto en marcha ningún proyecto significativo de generación de electricidad en diez años. Argentina tiene grandes instalaciones sin terminar. En Colombia varios proyectos hidroeléctricos que se iniciaron en el curso del último decenio necesitarán montos significativos para su terminación. Países como el Perú, que han sufrido crisis económicas e institucionales, necesitarán inversiones sustanciales para poder siquiera devolver al sector su capacidad anterior.

El sector de la electricidad se ve frente a esta necesidad de inversión en un momento en que la

base de financiamiento muestra una significativa erosión. El peso del servicio de la deuda que recae en las empresas del sector es muy grande. En casi todos los países se han ejercido presiones políticas sobre las tarifas. Frente a la inflación, los gobiernos se han sentido obligados a evitar el aumento de las tarifas y, por ende, los ingresos han disminuido en términos reales. Es por esta razón que algunos gobiernos todavía contribuyen en forma sustancial al sector, incluso para sufragar costos de operación. Y aunque el sector debería generar internamente por lo menos una tercera parte de los fondos de inversión, la mayoría de las empresas de electricidad no contribuye en forma significativa. La fijación de las tarifas no es el único aspecto del sector que está sometido a presión política. También se toman en el más alto nivel político muchas, o quizás demasiadas, decisiones que afectan a las finanzas y a las operaciones de las empresas de electricidad.

En el pasado, el financiamiento externo cumplió un papel trascendente en la expansión del sector. Pero durante los años de ajuste, el flujo de fondos externos se ha agotado en parte por la interrupción del financiamiento otorgado por los proveedores y los bancos comerciales, en parte porque los organismos internacionales encauzaron sus recursos en apoyo del ajuste económico, y en parte porque las empresas de electricidad no podían complementar los recursos externos para terminar los proyectos.

En pocas y francas palabras, las grandes inversiones que se necesitan en este sector no se materializarán a menos que se modifique la forma en que se le financia y se le administra. Es necesario eliminar las interferencias políticas en la gestión administrativa. Sean de dominio público o de dominio privado, las empresas de electricidad sólo pueden ser autosuficientes si se manejan conforme a principios comerciales. Un problema que debe debatirse es si los gobiernos pueden o deben financiar grandes inversiones en el sector. No obstante las reformas realizadas, las finanzas públicas de muchos países de la Región

continuarán bajo presión por muchos años. Entre otras cosas, los gobiernos se enfrentan a la necesidad de reconstruir los servicios sociales. No sería acaso necesario recurrir, en el sector de la electricidad, a la descentralización y a la propiedad y gestión privadas, no meramente como un medio de mejorar la administración, sino también para movilizar recursos no públicos? Algunos de los países de la región de América Latina y El Caribe están marchando en esta dirección. Por ejemplo, en Jamaica se está trabajando en un plan para incorporar a la inversión privada en la generación de electricidad, y en Argentina se están privatizando algunas empresas eléctricas.

Puede que el sector privado sea un agente clave para la expansión de la energía eléctrica en esta década. También tendrán que fortalecerse los mercados nacionales de capital para disponer de financiamiento suficiente en plazos adecuados para estas inversiones.

Cuando se redefine la función del sector privado, es menester considerar nuevamente la reglamentación del sector. Las empresas de electricidad se han manejado esencialmente como monopolios públicos y con frecuencia bajo reglamentaciones ad hoc. Si bien algunos países mantuvieron un sistema bien establecido de tarifas y de criterios financieros hasta los años setenta, muchos de dichos sistemas se desintegraron como secuela de la crisis del petróleo y de los aumentos de los precios internacionales de los energéticos.

Algunos países -México por ejemplo- están estableciendo un marco regulatorio para el sector de las telecomunicaciones. Quizás la experiencia de este sector pueda servir de guía al sector de la energía eléctrica y para el establecimiento de reglamentaciones apropiadas. Los cambios de las reglamentaciones no se necesitan exclusivamente para el sector privado. Las empresas de servicios públicos que sigan siendo de propiedad estatal deberán ser autónomas pero con claras líneas de responsabilidad. Deberán ser más eficientes en

sus operaciones y en la selección de inversiones. No tendría sentido permitir aumentos de tarifas para pagar, en parte, por el uso ineficiente de recursos escasos.

En resumen, el sector de la electricidad, como otros aspectos de la gestión económica, ha sufrido de excesiva centralización y politización, lo que debe revertirse. La propiedad, la gestión, la regulación y la participación del sector privado deben considerarse como parte de los esfuerzos para descentralizar y despolitizar la adopción de decisiones, la planificación, la gestión y el financiamiento del sector de la electricidad.

En esta Región, el Banco Mundial ha sido un prestamista importante para la expansión de la electricidad. El primer préstamo del Banco en la Región correspondió a este sector y se otorgó a Chile en 1948; hasta la fecha el Banco ha comprometido, en apoyo de obras del sector de la electricidad alrededor de US\$11 mil millones (US\$ 23 mil millones en dólares de 1990). En los últimos diez años, la situación económica y los imperativos de la reforma económica no han permitido que el Banco preste tanto como quisiera para el sector de la electricidad.

A medida que prosigue el ajuste, el Banco Mundial espera poder ir regresando gradualmente a su labor básica de financiar el desarrollo y el crecimiento. Evidentemente la infraestructura tendrá, en esta tarea, suma importancia. Por ejemplo, aquí en México, el Banco proporcionó montos significativos para financiar la reforma del comercio, la gestión del sector público y la desreglamentación a fin de apoyar al Gobierno en su labor de ajuste. Ya está bien avanzada la transición hacia un crecimiento respaldado por el Banco. Después de una interrupción de 15 años en sus operaciones crediticias para el sector de la electricidad, en el curso de los dos últimos años el Banco ha otorgado dos préstamos que ascienden a un monto de US\$910 millones. También está tramitado un tercer préstamo para apoyar al



Gobierno en la tarea de dar una sólida base financiera y satisfacer sus necesidades de inversión en la generación, la transmisión y la distribución de electricidad.

El Banco sabe muy bien que se necesitan fondos provenientes de muchas otras fuentes y que, por lo tanto, habrá que coordinar mucho más y mucho mejor los esfuerzos por movilizar financiamiento. Dada la magnitud de las inversiones y la evidente imposibilidad de la mayoría de los países de dedicar recursos fiscales al sector, la movilización de capitales privados se convierte en una tarea de primera prioridad. El Banco Mundial espera colaborar para encontrar la forma y los mecanismos para que el sector privado pueda contribuir de modo importante en el financiamiento de obras de infraestructura.

Durante los últimos años, una nueva corriente de preocupación mundial ha emergido. La conservación y protección del medio ambiente ha adquirido particular importancia a medida que la humanidad ha tenido la oportunidad de estudiar a fondo los serios problemas causados por la falta de atención a este tema. El sector eléctrico, por la naturaleza de sus inversiones,

necesariamente tiene que tomar en cuenta estas preocupaciones y analizar a fondo los posibles efectos de sus obras sobre el medio ambiente. El Banco Mundial respondiendo a estas inquietudes mundiales, ha aumentado su capacidad para ayudar a sus Países Miembros en esta labor.

Hemos aprendido, y, estoy seguro otros también lo han hecho, una lección de la experiencia acumulada. Esta lección es que la inversión necesita un sólido marco institucional. Una inversión utilizada en forma improductiva puede provocar una deuda inmanejable. Algunos estudios realizados recientemente sobre la experiencia del Banco en el sector de la energía eléctrica en algunos países de América Latina y El Caribe señalan que ni el Banco ni sus socios prestaron suficiente atención a las políticas institucionales. Esperamos que a medida que se intensifique la labor del Banco en el sector y aumente la inversión, se dará primacía al establecimiento de sólidos marcos normativos e institucionales. Y es con esta expectativa que espero una asociación renovada entre el sector de la electricidad y el Banco Mundial, una asociación que dé nueva fuerza al crecimiento económico y lleve a la Región de América Latina y El Caribe hacia un futuro más brillante.

La Importancia del Sector Electricidad y sus Regulaciones para el Desarrollo Económico

Hernán Büchi B.

Ex Ministro de Finanzas de Chile

La Importancia del Sector Electricidad y sus Regulaciones para el Desarrollo Económico

RESUMEN

Es un hecho conocido que el sector energía, en general, y el sector eléctrico, en particular, son contribuyentes importantes al desarrollo de los países y bienestar de las personas. Múltiples evidencias así lo confirman y se entiende, en el marco de este trabajo, que no es necesaria su demostración.

En este contexto, el presente documento intenta describir, aunque sintéticamente, la importancia del sector electricidad en el desarrollo económico. Abordar este tema es una tarea compleja, dadas las variadas conexiones e implicancias que se pueden dar entre ambos conceptos. Una caracterización que satisfaga el objetivo y la extensión limitada del presente informe requiere, necesariamente, de una simplificación del problema y de un enfoque que centre el análisis en los factores considerados más relevantes.

Dos grandes ángulos que permiten enfocar este tema son el punto de vista tecnológico y la óptica de la regulación económica. Aunque la vertiente tecnológica reviste importancia por sí misma se sabe que la tecnología y sus usos alternativos, en último término, también tienen que ver con las reglas que rijan al sector y a la economía en su conjunto y, en consecuencia su expresión económica dependerá en gran medida de ellas. Luego, al parecer, desde una perspectiva global, el problema regulatorio comprende ambos componentes: la tecnología y la regulación económica propiamente tal.

Por lo anterior, parece de mayor interés para los fines de este trabajo enfocar el problema en el segundo aspecto; esto es: en la organización económica del sector o, en otras palabras, en las políticas de regulación del rubro electricidad para el desarrollo económico. Un análisis en este sentido debe examinar cuatro elementos básicos que componen la problemática de la regulación en esta área: el sistema de precios, la asignación de recursos, el financiamiento, y la seguridad de suministro de energía. Cada uno de estos tópicos constituye un problema en sí mismo que debe resolver la política económica del sector.

Enfocado entonces el análisis en los aspectos normativos, la problemática del sector eléctrico se circunscribe a la labor de determinar su organización óptima a fin de maximizar su contribución al desarrollo económico. El objetivo final es, pues, elaborar las reglas que posibiliten lo anterior sujeto a las restricciones que imponen las características particulares de este rubro.



El primer desafío que asoma, en la resolución de este problema, consiste en identificar las alternativas de configurar el marco sobre el cual se desenvolverá el sector eléctrico. La planificación centralizada y el régimen de mercado son las dos opciones clásicas que surgen al respecto. Para el problema económico global, la aplicación de una economía de mercado es hoy claramente la respuesta más adecuada; en la actualidad, especialmente para los países en vías de desarrollo donde existe una creciente tendencia a la adopción de esta solución, el problema particular del sector eléctrico se reduce, fundamentalmente, al desafío de incorporar este sector a una estrategia de desarrollo de este tipo. ¿Cómo enfrentar este desafío? es la pregunta que, desde un punto de vista de económico, interesa resolver.

Definida la problemática y las posibles vías de solución, el análisis pasa a centrarse en la caracterización de cada alternativa. Se concluye, en este proceso, que la opción estatal presenta deficiencias importantes que limitan la contribución del rubro eléctrico al desarrollo. Se mencionan, entre otras, criterios errados de fijación de tarifas que promueven la ineficiencia económica del sector y de otras áreas de la economía a través de una mala asignación de los recursos. También, se destaca la tendencia a un sobredimensionamiento del sector que suele implicar importantes compromisos fiscales, crisis de balanza de pagos, inversiones sobredimensionadas e inclusive inconclusas, mala asignación de los recursos, especialmente del capital, y otros efectos sobre la economía. En esta situación, claramente el sector está desperdiciando su potencial de contribución al desarrollo económico.

La alternativa privada, por su parte, normalmente despreciada en los países en desarrollo, promete, en virtud de la experiencia de otras áreas donde ha sido aplicada, eliminar o minimizar muchas de las deficiencias que caracterizan al sector bajo la conducción estatal. Desde ya, y en términos generales, un régimen de competencia y libertad empresarial asegura que el sistema de precios se

corresponda con el valor real del bien electricidad. La óptima asignación de recursos y la maximización del desarrollo económico siguen de la mano a este proceso.

Seleccionada la alternativa privada, la problemática que se plantea en seguida radica en las regulaciones que permitan la participación de agentes privados y posibiliten una real competencia en el sector dadas sus características intrínsecas. Este rubro, como se explica en un capítulo especialmente dedicado a la descripción de él, goza de ciertas peculiaridades que requieren de normas especiales para que se pueda desarrollar un mercado. Lo anterior es especialmente válido dado que existen sesgos monopolizantes en algunos segmentos de esta actividad y ciertos rasgos tecnológicos sugieren, también, algún grado de coordinación central.

Definida cabalmente la problemática, el análisis desarrolla, más adelante, una descripción del sector electricidad a fin de determinar sus características técnicas y económicas más relevantes. De este capítulo se desprende que el sector puede ser dividido, para efectos de su organización económica, en generación, transmisión, y distribución, donde cada una de estas partes posee sus propias peculiaridades. A partir de estos antecedentes se ofrece, en los capítulos que siguen, una proposición de solución al problema de la regulación en el sector. Esta proposición consiste, básicamente, en la posibilidad de incorporar a los agentes privados al sector y en la definición de políticas de regulación de tarifas, de operación del sistema y de acceso a la transmisión, entre otras materias. La regulación de tarifas intenta establecer el costo real del recurso eléctrico a través de la libertad de precios, donde se pueda dar (ventas a grandes clientes), o por medio de la simulación del mercado a través del criterio de tarificación a costo marginal. Las normas sobre operación del sistema buscan, por su parte, dadas las necesidades de coordinación que imponen las características técnicas y económicas del sector, concertar con el máximo de eficiencia la relación producción-consumo de electricidad

incluida la seguridad de suministro. Por último, la libertad de acceso a las líneas de transmisión, por medio del concepto de servidumbre (en el mismo sentido histórico de esta figura jurídica), representa una regulación básica que se propone para la implantación de la competencia en el sector. Otras normas se definen en los capítulos correspondientes.

Las políticas asociadas a hacer participar a los privados en muchos casos emanan de otros ámbitos de la economía, aunque por cierto la estabilidad y transparencia en las reglas, un sistema de precios correcto y la posibilidad de intervención de los privados son responsabilidades propias del

trabajadores como accionistas y darle oportunidades al público en general para que también participe del proceso. Cada país será un caso distinto de acuerdo con el desarrollo de su mercado de capitales, apertura de la economía y base inicial de propiedad privada, entre otros factores.

Una vez que se han logrado las reformas y cambios anteriores, el marco regulatorio debiera hacer posible integrar al sector dentro de las formas generales de financiamiento de la economía. El problema esencial, como se aprecia, es proceder paralelamente a las nuevas regulaciones del sector electricidad con el desarrollo y perfeccionamiento

Relación Consumo Energía/Producto Interno Bruto				
País	Relación consumo de energía/PIB			Var.% prom. anual
	1970	1980	1987	1970-1987
Argentina	3,3	3,6	4,0	1,1
Brasil	3,7	3,1	3,7	0,0
Chile	3,5	3,1	2,6	-1,7
México	3,6	4,3	4,5	1,3
Venezuela	2,9	3,6	3,5	1,1
A.Latina	3,5	3,6	3,9	0,6

Fuentes: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE); BID, Informe Anual 1987

sector. La lógica y la experiencia demuestran, sin embargo, que, para una real participación privada, se requiere también del desarrollo del mercado de capitales, lo cual implica reformas estructurales en la economía como cambios en el sistema de pensiones, creación de reglas para inversionistas institucionales y la integración a los mercados de capitales mundiales. Por otro lado, es importante considerar nuevas maneras de aprovechar la oportunidad para diversificar la propiedad y crear una nueva base de propietarios. En este sentido, es conveniente establecer políticas para integrar a los

de las normas del mercado de capitales. No obstante, no sólo es relevante la normativa sino también las decisiones gubernamentales que posibiliten la canalización de un mayor volumen de recursos a través del sistema financiero. La interrelación con los mercados mundiales, tanto de crédito como de inversión directa, también resulta determinante para estos fines.

Finalmente, el trabajo presenta el caso de Chile como un ejemplo de la aplicación de reglas adecuadas y de cómo ello ha impactado en la



contribución del sector al desarrollo económico. Las principales conclusiones de la experiencia chilena consisten en la constatación que efectivamente es posible lograr la eficiencia del sector con reglas apropiadas; que bajo condiciones claras y estables el capital privado está dispuesto a participar y; finalmente, entre otras consideraciones, que es necesario para el éxito de la reforma contar, simultáneamente, con un mercado de capitales en desarrollo y opciones para hacer participar en la propiedad a inversionistas extranjeros, institucionales, individuales y trabajadores.

I. IMPORTANCIA DEL SECTOR ELECTRICO EN EL DESARROLLO ECONOMICO

1. Algunos Antecedentes sobre la Importancia Relativa del Sector

Una forma de medir la relevancia de este rubro en una economía es determinar cuantitativamente su participación relativa en el producto interno bruto. También existen otras maneras de apreciar su importancia económica como el peso del sector energético sobre las finanzas públicas, el porcentaje de la inversión total que ocupa el sector, la fracción de la deuda externa que se debe a este concepto y otros indicadores.

Para el sector energía en su conjunto y para una muestra de países latinoamericanos se ilustra a continuación la evolución del consumo de energía en relación al PIB.

El caso chileno, como se aprecia, hace una excepción a la tendencia de las demás economías lo cual se explica por un mayor grado de eficiencia en el uso de energéticos motivado, esto, por los cambios de políticas las cuales se han basado en las fuerzas del mercado y la competencia más que en regulaciones "voluntaristas".

El sector eléctrico, como caso particular del sector energía, ha experimentado un crecimiento

importante a nivel mundial en la última década. El consumo neto de energía eléctrica en el mundo aumentó de 7.3555,7 a 9.855,4 miles de millones de KWh entre 1980 y 1989 lo cual equivale a un crecimiento superior a un 33% en el período.¹ El comportamiento de algunos países latinoamericanos en relación a economías asiáticas de alto crecimiento se muestra en la Figura 1. En la Figura 2, a su vez, se ilustra la evolución del consumo eléctrico en diferentes regiones del mundo. Por otra parte, es interesante observar el consumo de energía primaria, desde sus diversas fuentes y segmentado por tipo de países, lo cual se muestra en el Cuadro 3. Destaca de estas estadísticas el significativo crecimiento de la energía nuclear eléctrica, la cual aumenta su consumo en más de un 160% entre 1980 y 1989. La hidroelectricidad, el carbón y el gas natural también experimentan un crecimiento importante que varía entre el 16,8% y 35,4% en el período. El petróleo, por su parte, está caracterizado por una débil expansión levemente superior al 3% en casi una década.

2. Enfoque del Problema

Más allá de las mediciones cuantitativas, sin embargo, en el contexto de este trabajo interesa examinar primordialmente los factores que relacionan la importancia del sector eléctrico con el desarrollo económico. La pregunta obvia que surge es cómo lograr la máxima contribución del sector energía y en particular del sector eléctrico al desarrollo económico. En realidad esta es la misma interrogante que se aplica a la economía en su conjunto y a cada sector de ella en particular.

El propósito de determinar, aunque resumidamente, la relación entre el desarrollo económico y el sector eléctrico, es, sin duda, una tarea compleja. Son tan variadas las conexiones e implicancias entre ambos conceptos que una caracterización de ellos que satisfaga el objetivo y la extensión limitada del presente documento requiere, necesariamente, de una simplificación del problema y de un enfoque que centre el análisis en los factores más relevantes.

En este contexto, quizás sea posible, en principio, dividir el tema en dos aspectos que integran la relación sector eléctrico-desarrollo económico: el factor tecnología y el factor organización económica. El primero de ellos, la tecnología, es poseedor de un doble estándar por cuanto es condicionada por las formas de energía disponibles a la vez que condicionante del desarrollo. Así, en un sentido, la economía demanda el uso de ciertas tecnologías que, por ejemplo, implican la utilización de energía eléctrica lo cual presiona al desarrollo de este sector. En el sentido inverso, la existencia de una forma de energía, como la electricidad, condiciona, hasta cierto punto, el desarrollo de la tecnología, la cual a su turno es, como se dijo, determinante del desarrollo económico. El factor tecnológico abre, entonces, un capítulo que amerita ser estudiado en toda su extensión porque está demostrada la importancia que él tiene, con su doble accionar, en el desarrollo económico. Sin embargo, se sabe que la tecnología y sus usos alternativos en último término también tiene que ver con las reglas que rijan al sector y a la economía como un todo; y su expresión económica dependerá en gran medida de ellas.

Por todo lo anterior, parece de mayor interés para el propósito dado a este documento enfocar el problema en el segundo aspecto, esto es: en la organización económica del sector o, en otras palabras, en el factor que tiene que ver con las políticas de regulación del sector eléctrico y su conexión con el desarrollo económico. Un análisis en este sentido debe examinar sin que la enumeración sea taxativa, los siguientes cuatro elementos: sistema de precios, asignación de recursos, financiamiento del sector, y la seguridad de suministro de energía. Cada uno de estos puntos constituye un problema básico que debe resolver la política económica del sector.

3. La Problemática de la Regulación

Enfocado entonces el análisis en los aspectos normativos, la problemática del sector eléctrico se circunscribe a la tarea de determinar su

organización óptima desde el punto de vista del desarrollo económico. Hay aquí, pues, un primer desafío: identificar las alternativas de configurar el marco sobre el cual se desenvolverá el sector eléctrico. Para ello se debe mantener presente el objetivo último, cual es: que la organización escogida maximice la contribución del sector al desarrollo de la economía, y esto, sujeto a las restricciones que imponen las características particulares de este rubro.

Las opciones clásicas y el desafío contemporáneo

En este contexto, asoman dos opciones y un dilema clásico para la organización del sector: la planificación centralizada y el régimen de mercado. La historia ha probado ambos esquemas a nivel de toda la economía y en el sector de energía eléctrica inclusive. Para el problema económico global la aplicación de una economía de mercado es claramente la respuesta más adecuada, y en la actualidad, especialmente para los países en vías de desarrollo donde existe una creciente tendencia a la adopción de esta solución, el problema particular del sector eléctrico se reduce, fundamentalmente, al desafío de incorporar este sector a una estrategia de desarrollo de este tipo. Cómo enfrentar este desafío es la pregunta que, desde un punto de vista de económico, interesa resolver. La respuesta está en las regulaciones y políticas adecuadas que deben elaborarse para que sea posible insertar al sector eléctrico al nuevo orden económico.

Los principales problemas asociados a cada alternativa

a. Opción estatal

Tradicionalmente, se ha considerado válido el supuesto que el sector eléctrico es representativo de un monopolio natural y que por tanto, a fin de preservar el bien común, su administración y propiedad deben estar en manos del Estado. Por otra parte, las dimensiones de este sector, el volumen de capitales que requiere, el período de



maduración de las inversiones y la capacidad operativa que impone, junto a consideraciones de industria estratégica y de soberanía nacional, han reforzado la afirmación anterior sobre la necesidad de la intervención estatal. Estas premisas han confabulado para que el sector asuma, más que una condición de monopolio natural, la de un monopolio legal, situación que ha llevado, en la mayoría de los países, a que el sector eléctrico tienda a ser menos eficiente en términos relativos que otras áreas de la economía que se desarrollan en competencia y propiedad privada.

Un vistazo rápido de los principales problemas que derivan del control del Estado, en términos de los factores de desarrollo identificados más arriba (precios, asignación de recursos, financiamiento y seguridad de suministro de energía), permiten una calificación breve del desempeño del sector electricidad gestionado por el Estado.

- i) El tamaño del sector, su financiamiento y su impacto en el fisco y en la asignación de recursos

La relevancia del sector electricidad para una economía cualesquiera es un hecho evidente como ha quedado demostrado sintéticamente en los capítulos anteriores. En economías centralmente planificadas, al menos en el área eléctrica, la percepción de la importancia del sector tiende a magnificarse, especialmente porque, por sus características, lleva implícito que cualquier cambio en ella involucra grandes cantidades de recursos. Así, el desarrollo del sector, en relación a otros, demanda significativamente más inversiones, las cuales, por su cuantía, en una especie de círculo vicioso, tiende a ponderar al sector de energía eléctrica por sobre otras actividades. La experiencia demuestra que, en los países de desarrollo intermedio, frecuentemente se da que este sector, ya sea por ser considerado un área estratégica para la nación, ya sea por su vinculación con el desarrollo industrial o el bienestar de la población, o por razones diversas, tiende efectivamente a sobrestimarse, lo cual se expresa a través de un dimensionamiento de su capacidad instalada más

allá del tamaño económico óptimo o lo que es peor en obras inconclusas. Y ello, como se anticipó, a través de una sobreinversión que, a costa de una mala asignación de los recursos, finalmente es contraproducente al propio propósito de desarrollo.

Lo anterior es agravado por el hecho que las inversiones en este rubro comprometen grandes cantidades de recursos que usualmente se financian con préstamos de organismos multilaterales, con capitales del Estado, con créditos de proveedores y con aportes, en algunos casos, de los propios consumidores. Basta observar la composición de la deuda de los países latinoamericanos, la cual evidencia el peso del sector electricidad en el total. Cuando las inversiones en el sector (rentables en términos absolutos) no contribuyen, sin embargo, a maximizar el nivel de bienestar de la sociedad porque la utilización de dichos recursos bien podrían rendir más en otras áreas de la economía, entonces tales inversiones introducen un grado de ineficiencia que frena el crecimiento de los países que, precisamente, más requieren de desarrollarse.

Si las inversiones eléctricas son financiadas por préstamos externos, entonces, se está ocupando una capacidad de endeudamiento que, utilizada en otros proyectos de más alta rentabilidad social, generarían un mayor desarrollo. Del mismo modo, si el financiamiento proviene de capitales del Estado o del ahorro interno privado, en circunstancia que existen proyectos de inversión alternativos mejores, entonces la economía funcionará de manera subóptima y el crecimiento se estancará en un sentido relativo. Si operan los créditos de proveedores, la experiencia ha demostrado que pueden venir acompañados de condiciones desventajosas (especialmente cuando no se dan condiciones de licitación competitivas) en cuanto a precio o calidad de los equipos, pero que son aceptadas a cambio de la posibilidad de crédito a largo plazo, siendo este otro elemento de ineficiencia económica. La situación descrita, que es válida en términos generales para cualquier área de la economía, se agudiza en el sector eléctrico,

por cuanto en este rubro las inversiones son utilizadas principalmente en proyectos estructurales de gran envergadura y de escasa movilidad de los recursos invertidos, haciendo prácticamente inviable su uso alternativo una vez realizados los proyectos. Esta peculiaridad lleva a que los proyectos del sector eléctrico involucren grados de riesgos de consideración para el desarrollo de los países si no los acompañan esquemas rigurosos de evaluación económica.

También es relevante a este tema la importancia que se le da a la confiabilidad de suministro de energía en el marco de una gestión centralmente planificada. En efecto, en este tipo de ambiente, donde no está presente muchas veces el imperativo de eficiencia que impone el mercado, el problema de la falla de abastecimiento se trata más bien con criterios técnicos, o de otra índole, y no siempre bien ponderados con los criterios económicos. En estos casos, se tiende a privilegiar la seguridad de suministro eléctrico más allá de lo razonable, llevando esta situación a grados de ineficiencia productiva que afectan el desarrollo económico.

ii) El sistema de precios

Es usual encontrar para este sector, en el esquema estatal, tarifas que difieren del valor que mide la escasez relativa del recurso eléctrico. Esto, ya porque en sus costos, a nivel de energía primaria o de capital, hay distorsiones de precios, o porque el procedimiento de fijación tarifaria al consumo no obedece a un criterio estrictamente económico. Así, por ejemplo, no es raro encontrar al Estado subsidiando a la población o sectores de la economía a través de los precios de la energía eléctrica. Este hecho tiene un doble efecto. Por una parte, las tarifas de servicio público suelen no ser un buen mecanismo de distribución del ingreso, por cuanto el subsidio implícito en ellas tiende a ser recibido en forma generalizada sin discriminación de los sectores que se pretende favorecer.² En este sentido existen alternativas más eficientes como el gasto focalizado a través de un subsidio directo del gobierno, que además en este

sector es fácil de operar por cuanto tanto la identificación del beneficiario como el costo para el fisco resultan transparente. Por otra parte, un segundo efecto dice relación con que, siendo la electricidad un bien intermedio, una distorsión en el precio de ella acarrea distorsiones sucesivas hacia adelante en el proceso productivo, lo cual incide en la óptima asignación de recursos y en el desarrollo económico. Un tercer efecto se encuentra en el hecho que la electricidad también es un bien final, y por tanto una distorsión en los precios provoca una distorsión correspondiente en el consumo de energía. Este fenómeno tiende además a ser autosostenido, por cuanto un consumo desvirtuado incentiva inversiones erróneas que luego, por su existencia, fomentan la utilización de aquellas a través de privilegiar el consumo de su propia producción. A veces la propia ineficiencia o error de planificación agrava la distorsión de precios relativos.

b. La alternativa privada

En el otro extremo, la gestión privada del sector, ensayada muy precariamente en países en desarrollo, promete, en consonancia con la experiencia de otras áreas, eliminar muchos de los problemas de ineficiencia que caracterizan al sector bajo la conducción estatal. Desde ya, y en términos generales, un régimen de competencia y libertad empresarial asegura la determinación de precios que se correspondan con el valor real del recurso eléctrico. La óptima asignación de recursos y la maximización del desarrollo económico siguen de la mano a este proceso. Ello, a pesar de las experiencias pasadas donde, por la intervención inadecuada del Estado en las reglas, como ser la determinación de precios a base de criterios políticos o la virtual desaparición de los mercados de capitales, resultó afectada la capacidad de los privados, terminando, consecuentemente, por desalentar su participación en el sector, lo cual llevó, en su reemplazo, a un predominio estatal casi absoluto.

El problema está, en consecuencia, en las regulaciones que permitan la participación de



agentes privados y posibiliten una real competencia en el sector dadas sus características intrínsecas. En efecto, y como se verá en el capítulo II (Análisis del Sector Eléctrico), este rubro goza de ciertas peculiaridades que requieren de normas especiales para que se pueda desarrollar un mercado en el sector. Lo anterior es especialmente relevante ya que existen sesgos monopolizantes en algunos segmentos de esta actividad. Otros rasgos tecnológicos sugieren, también, algún grado de coordinación central.

II. ANALISIS DEL SECTOR ELECTRICO

1. El Flujo Económico de la Energía Eléctrica

La electricidad es una energía que puede nacer a partir de otras formas básicas de energía. De esta definición se desprende que una primera actividad en el proceso de conformación de la oferta de electricidad es la producción de ella a partir de sus fuentes. Esta fase del proceso suele denominarse producción o generación eléctrica. Por restricciones físicas de la ubicación de las fuentes primarias, que en la mayoría de los casos corresponden a recursos naturales que se encuentran alejados de los centros de consumo, le sigue a la actividad de generación la transmisión de la energía que acerca la función producción al consumo. Esta fase intermedia se denomina usualmente transmisión eléctrica. Un tercer y último elemento, que completa el circuito, es la distribución de la energía transmitida desde la fuente a los usuarios finales de ella.³ Cada una de estas actividades se distingue de las otras por sus propias peculiaridades técnicas y económicas que en lo que sigue se revisarán resumidamente. Estas diferencias son las que determinan la metodología para resolver la problemática económica de la producción y consumo del bien eléctrico, y por tanto, orientan las políticas y definen el marco regulatorio del sector.

2. Generación: Principales Características

Asignación de recursos

La electricidad es una forma de energía que puede ser generada a partir de diversas fuentes de energía primaria tales como: el carbón, el petróleo, la leña, el gas natural, la energía nuclear y otras vertientes menores y, desde luego, la energía hidráulica. Hay, entonces, posibilidades de elección de la fuente primaria, lo cual otorga un mayor grado de libertad a la producción eléctrica, elevando su potencial de optimización y planteando, de paso, la necesidad que el marco regulatorio del sector permita una efectiva selección entre fuentes alternativas a fin de lograr una mejor asignación de los recursos. No obstante, la condición anterior es necesaria pero no suficiente, toda vez que no basta que la posibilidad de opción exista si la valorización de las alternativas no corresponde a la escasez relativa de las fuentes primarias. En tal caso se estará promoviendo una mala asignación de estos recursos básicos.

Por ejemplo, si el precio del carbón estuviera distorsionado como efecto de un subsidio, entonces podría ocurrir que generar electricidad a partir de este combustible resulte más barato que la producción hidráulica, lo cual fuerza a concentrar, por la demanda que se generaría por el carbón, recursos como el capital, el trabajo, la tecnología y otros, en la producción de dicho mineral en lugar de otras actividades más rentables para la sociedad. Y esto que ocurre a nivel de los recursos primarios se propaga a través de los precios, en mayor o menor medida, al resto de la economía toda vez que el valor asignado a la fuente incide en el costo final de la energía eléctrica producida. Como la electricidad, a su vez, es un bien intermedio para la fabricación de otros bienes, existe, entonces, un efecto propagador en los costos y como es un bien final se distorsiona el consumo de los sustitutos. De aquí que es necesario que el sistema de generación refleje correctamente el costo real de su principal insumo (energía primaria). Lo anterior exige que el sector eléctrico cuente con señales de precios correctas desde los mercados de los insumos que ocupa en su funcionamiento.

El factor capital

La generación de electricidad es altamente intensiva en uso de capital. Los costos de operación, sin embargo, se comportan de manera inversa al costo de inversión como se ilustra en la siguiente tabla que recoge el caso chileno:

La relación inversa del costo de inversión con el costo de operación acentúa el problema que se produce en la selección de la fuente de generación cuando existen distorsiones de precios. En efecto, al haber diferencias importantes en los montos de las inversiones

generando de este modo un círculo vicioso. Luego, en países como los latinoamericanos, la regulación del sistema debiera poner especial cuidado a este fenómeno, de relación inversa de costo de inversión y explotación, en la medida que acentúa la mala asignación de recursos en presencia de distorsión en los precios de los energéticos primarios.³

Restricción tecnológica del almacenamiento de energía

La imposibilidad de almacenar cantidades importantes de energía eléctrica⁶ con la tecnología

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION*		
Tipo de generación	Costo por KW instalado (US\$/KW)	Costo Variable (US\$ centavos/KWh)
Hidroeléctrica	1.000-2.000	cercano a cero
Termoeléctrica vapor-carbón	900-1.100	2-4
Termoeléctrica vapor-petróleo	800-1.000	2-4
Turbinas a gas de petróleo	300-500	cercano a 8

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 1989
* Referidos a casos chilenos

entre alternativas, la similitud en los costos de explotación (producto de una distorsión en el precio de la fuente) elimina el contrapeso entre ellas y añade un sesgo equívoco en la decisión de elección de una determinada energía primaria.⁴

En las economías en desarrollo, donde el capital es un recurso especialmente escaso, se puede tender a privilegiar las opciones que en mayor grado prescindan de él aún a cambio de mayores costos operaciones, los cuales, al ser elevados, terminan, por este mismo hecho, siendo subsidiados

actual y en presencia de una demanda de alta variabilidad instantánea, horaria, diaria y estacional, requiere un elevado grado de sincronización entre producción y consumo. En virtud que la electricidad es esencialmente un bien intermedio y no transable y que la condición tecnológica de la sociedad actual hace que ésta prácticamente no pueda prescindir de ella, el costo (C) asociado a una falla en el suministro de energía eléctrica es considerado no despreciable para la economía. Por su parte, la probabilidad (P) de desencuentro entre oferta y demanda en un tiempo finito aumenta en ausencia de una variable



de ajuste (stocks), lo cual en conjunción al costo determina el costo esperado de falla $CE = P * C$. La existencia de este costo justifica, en general, una instancia de coordinación entre producción y consumo, específicamente, cuando dicha coordinación resulta de más bajo costo que CE. Es decir cuando introduce eficiencia en el sistema agregado. He aquí entonces otro elemento que condiciona el sector eléctrico y que debe contenerse en la regulación de él.

Economías de escala

Demostraciones empíricas revelan que no es evidente o al menos notoriamente significativa, a partir de cierto tamaño de operación, la existencia de economías de escala a nivel de generación eléctrica.⁷ Lo anterior sugiere que, al menos en la fase productiva, existe algún grado de flexibilidad en cuanto a la consideración de la existencia de monopolios naturales.

Período de gestación de los proyectos

En general se da que las inversiones en generación de electricidad requieren largos períodos de gestación que, sin contar la fase prospectiva, toman de 8 a 10 años en centrales hidroeléctricas y 4 a 6 años en proyectos termoeléctricos. Esta característica añade un rigidez al sector por cuanto hace necesario algún grado de planificación, con suficiente antelación, de las inversiones estructurales que se requieren para satisfacer la demanda futura de electricidad. Esta planeación de largo plazo se complementa con la programación de corto plazo que resulta necesaria para coordinar los suministros y consumos en ausencia de stocks (ver punto anterior).

Aleatoriedad del recurso hidrológico

Una restricción física para ciertos países, entre los que se cuenta Chile, la de la aleatoriedad del recurso hidrológico.⁸ Este representa dos tercios de las fuentes primarias de electricidad a nivel nacional y aproximadamente un 80% en la zona central del país que concentra mayoritariamente la

población y la industria. Este factor de aleatoriedad determina la necesidad de suplementar este tipo de energía con otras fuentes como la térmica que, con otros costos de producción, alteran la curva agregada de oferta de generación eléctrica. Este fenómeno refuerza el concepto de planificación y coordinación del sector en países con aleatoriedad hidrológica.

3. Distribución: Principales Características

Compartimentalización espacial y tendencia al monopolio espacial

Los sistemas de distribución eléctrica en una zona específica quedan determinados por las características propias de esa área: concentración poblacional, tipo de industria, características geográficas y climáticas, etc., y no dependen de los sistemas de distribución de otras zonas. Esta situación lleva racionalmente a tratar en forma aislada cada distribución zonal lo cual actúa a favor de una tendencia a la conformación de monopolios regionales. Y refuerza lo anterior el hecho que, aun cuando tampoco son de magnitud las manifestaciones de economías de escala en la distribución,⁹ parece obvio que se produce una duplicación de costos en la superposición de redes. Se agrega a lo dicho, la relación desbalanceada que se produce entre un único y gran distribuidor e infinitos usuarios atomizados que además presentan elasticidades precio de la demanda significativas. La importancia de la regulación en este caso es fundamental a fin de evitar el comportamiento monopolístico en la distribución.

4. Transmisión: Principales Características

El transporte de la energía eléctrica o enlace entre los productores y consumidores sí presenta economías de escala. Esta condición hace aconsejable la conformación de sistemas interconectados que agrupan regiones físicamente empalmables. La tecnología de transmisión permite

la transferencia de grandes bloques de energía, lo cual facilita la comercialización de ella. Esta característica debe ser aprovechada por la regulación por cuanto cumple un rol básico en la implantación de la competencia a nivel de generación.

III. EL MARCO REGULATORIO: UNA PROPOSICION GENERAL

1. Descripción de la Solución General

En capítulos anteriores se había especificado que, según el enfoque dado a este trabajo, la problemática general del sector electricidad se puede resumir como la determinación de la organización de este sector que contribuya más eficazmente al desarrollo económico. Este proceso de organización cae en el campo de la economía política y su instrumento operacional es lo que se ha llamado acá la regulación.

La regulación consiste, entonces, en proveer un marco que permita al sector electricidad desenvolverse no como un ente desconectado del resto de la economía, sino por el contrario engranado con ella, específicamente, en forma funcional con el objetivo de desarrollo. El desafío en cualquier tiempo es, pues, determinar la regulación que garantice este propósito. El desafío contemporáneo sin embargo es, en realidad, cómo insertar a este sector en una economía de mercado.

Para ello debe ser consideradas y respetadas las restricciones que imponen las peculiaridades de este sector a la vez que aprovechar las ventajas evidentes del mecanismo de mercado. En realidad se trata de dictar normas que permitan funcionar en el sistema eléctrico el sistema de mercado. En los párrafos que siguen se intentará describir, sintéticamente, los principales criterios de regulación que deberían orientar, desde la óptica anterior, al sector electricidad. No obstante lo dicho, de ninguna manera se pretende que los criterios de regulación acá propuestos sean definitivos. Cambios tecnológicos seguramente irán modificando las necesidades de regulación, como ya se aprecia en el sector de las

telecomunicaciones y específicamente en la industria telefónica.

2. Criterios de Regulación

2.1 Criterios de separación de funciones normativas y empresarial

Independiente de quién sostenga, el Estado o privados, la responsabilidad de la función productora, parece más razonable separar el rol normativo, que implica la definición y ejecución de las políticas del sector, de la función empresarial cuyo papel esencial es producir.¹⁰ La regulación debe buscar, entonces, esta separación de roles.

2.2 Criterios de organización del sector

Las diferencias que se marcan entre las distintas fases del sistema eléctrico plantean la necesidad de estructurar el sector en función de ellas. Así, la generación, transmisión y distribución se pueden organizar en divisiones económicamente autónomas, constituyendo, cada una de ellas, mercados separados. Generación produce y vende a distribución y a otros clientes por medio del sistema de transmisión, el cual como negocio independiente cobra por su servicio. Distribución, a su turno, vende la energía comprada a generación a los usuarios finales a través de sus redes de distribución.¹¹ Una limitante a esta forma de organización es la capacidad de transmisión la cual, en términos prácticos, es impuesta por las características físicas de una región o país. Ello hace que sea necesario integrar la organización descrita en macrosistemas que agrupan y conectan, en una superficie determinada, todas las fuentes productoras, transmisoras y distribuidoras.¹² Esta organización del sector permite el tránsito de la energía en todas las direcciones dentro del espacio de cada sistema interconectado, maximizando las posibilidades de comercialización de ella. Es necesario, sin embargo, incluir al interior de este cuerpo interfases que conecten las distintas partes del sistema dada la necesidad de coordinación producción-consumo, especialmente en ausencia de stocks y alta variabilidad de la demanda.¹³



2.3 Criterio de regulación de precios

Principios generales

El principio que guía la regulación de tarifas es la búsqueda del valor económico de producir, transmitir y distribuir energía eléctrica, a fin que se promueva la eficiencia económica y se convierta el sistema de precios en una señal eficaz para la óptima asignación de recursos. Aquí, entonces, la regulación debe permitir la expresión real de las tarifas, lo cual se logra con la liberación de ellas en los casos que es posible o, en su defecto, con el establecimiento de valores regulados que simulen el comportamiento del mercado mediante la tarificación a costo marginal. En todo caso, es condición de la regulación, si se pretende la participación de los privados el ser clara y estable en el tiempo.

Definiciones preliminares

Es posible definir dos niveles de precios en términos de regulación. El nivel generación-transmisión, que da lugar a los llamados en Chile "precios de nudo" y que se calculan; para la energía, por el costo marginal de satisfacer 1 KWh adicional en el sistema; y para la potencia, por el costo de incrementar la capacidad instalada de generación y transmisión de punta en 1 KW. Estos precios de nudo son válidos tanto para la comercialización de energía de generadores con distribuidores como para la transferencia entre generadores, en cada punto (nudo) de entrega. Un segundo nivel está dado por los precios de distribución, que valoran el suministro de energía entre distribuidores y público final.

Caso generación

La fase de producción admite la posibilidad de competencia en la comercialización de energía entre generadores y grandes consumidores. En este caso, la regulación no tiene motivos para no establecer la libertad de tarifas y dejar que la competencia entre productores determine el precio. Ello es posible por la existencia de una

diversidad de empresas generadoras, no condicionadas espacialmente en su comercialización gracias a la tecnología de transmisión y que por tanto pueden vender su producto en cualquier mercado dentro de una vasta zona geográfica.

Como se observa, el factor que permite la competencia a nivel producción es la factibilidad de transportar energía que, sin esta posibilidad, cada generador quedaría relegado a su propia área física, minimizándose así las posibilidades de competencia. La relevancia de este hecho imprime la necesidad de que la regulación contemple este fenómeno y otorgue la facultad de acceder al sistema de transmisión a cualquier productor. Por otra parte, por el lado de la demanda, la competencia se hace posible porque los grandes consumidores poseen un tamaño suficiente¹⁴ que les da un poder de negociación y una capacidad técnica y de financiamiento, para desarrollar sus propios proyectos de generación que pueden entrar a competir con los suministros de servicio público. Por su parte, la transferencia entre generadores queda regulada por criterio de costo marginal.¹⁵

Caso distribución

La distribución, con su característica de tendencia al monopolio espacial, no permite la competencia y por tanto la libertad de tarifas. En este caso, la mejor alternativa que resta es la regulación de precios pero con criterios estrictamente económicos. La regulación en este caso debe preocuparse de simular el mercado para obtener, como resultado, tarifas que reflejen el costo de oportunidad de distribuir electricidad. Entonces, hacia atrás, para la compra de energía desde el generador, es necesario establecer una tarifa (precio de nudo) que es igual a los costos marginales de satisfacer las demandas de potencia de punta (KW) y energía (KWh) en cada uno de los puntos de entrega a las redes de distribución. Los costos marginales se calculan para el sistema integrado generación-transmisión. Por su parte, hacia adelante, la tarifa de electricidad desde el

distribuidor al usuario final, se debe calcular por la suma del precio de nudo y el valor agregado de distribución (que refleja el costo de distribuir).^{16, 17} Si es requerido otorgar un subsidio (sin discutir aquí la conveniencia de hacerlo) a los pequeños consumidores, esta posibilidad existe a través del sistema de precios (finales) u otras formas alternativas como el subsidio directo que normalmente es más recomendable. En otro aspecto, es recomendable que, a través del sistema de concesiones de las redes de distribución, exista la posibilidad de otorgar una nueva concesión sobre la ya existente, generando así una competencia potencial al distribuidor establecido. Esta es una forma de evitar que el sistema de concesión se convierta en una barrera a la entrada que fomente el monopolio.

Caso transmisión

La tarifa, por el uso de las líneas de transmisión, debe consistir, en términos simples, en un sistema de peajes. Si en la transmisión no existieran economías de escala (el CMg sería igual al costo medio) la tarificación a costo marginal para el sistema integral generación-transmisión sería congruente con un peaje por transmisión determinado por la diferencia de tarifas en los extremos de la línea usada (Ingreso Tarifario). Mas, como hay manifestación de economías de escala en este nivel, el llamado ingreso tarifario debe ser complementado por un sistema de peajes que es función del área de influencia del generador.¹⁸

2.4 Regulaciones del uso compartido de los sistemas de transmisión

Como ya se adelantara, la posibilidad de utilización compartida de la transmisión de la energía es clave para un régimen de competencia y libertad de tarifas a nivel generación. Por esta razón la regulación debe preocuparse de establecer una norma que asegure a cualquier productor el acceso al sistema de transmisión y, paralelamente, impida la configuración de monopolio por parte de los propietarios de las líneas.¹⁹

2.5 Regulaciones en el servicio

A nivel generación no es necesario establecer obligatoriedad de servicio. Esto está basado en el hecho de que en este segmento existe competencia y en que no hay necesariamente vinculación geográfica entre productor y consumidor, por cuanto siempre existe la posibilidad de utilizar líneas de transmisión y porque se supone que el sistema de precios es suficientemente atractivo para que la producción se desarrolle por sí sola. Sin perjuicio de lo anterior, el rol subsidiario del Estado debe permanecer latente para suplir oportunamente las deficiencias que puedan producirse. Para la distribución, no obstante, dada la existencia de un monopolio natural o la tendencia hacia ello, se requiere instaurar la obligatoriedad de servicio en las áreas de concesión. En todo caso, siempre habrá lugares apartados de la red central en que no es rentable al distribuidor privado extenderse a ellos. En estos casos siempre será posible otorgar un subsidio a quienes se desea beneficiar para permitirles el acceso al consumo eléctrico.

2.6 Regulaciones operativas

La coordinación de la operación de los sistemas interconectados es un requisito técnico y económico. Como se vio en capítulos anteriores, la no existencias de stock de energía efectiva, la alta variabilidad de la demanda, la libertad de producción a nivel de generación, y la necesidad de cumplir una determinada seguridad de suministro aconsejan un grado de coordinación a nivel operativo entre las distintas partes del sistema. El programa de coordinación debe obedecer a la función objetivo de minimizar los costos del sistema integrado en el corto plazo sujeto a las condiciones de la capacidad instalada, la disponibilidad de los recursos energéticos y a una probabilidad de falla. La regulación por tanto debe establecer un mecanismo que cumpla esta función coordinadora. Este mecanismo no interviene en los contratos de suministro entre el generador y sus clientes y solo salda producción entre generadores.



2.7 Regulaciones de las inversiones

Este tipo de regulación es función principalmente del grado de descentralización de los distintos segmentos del sector. La distribución, por ejemplo, se presta a una descentralización casi total y las decisiones de inversión pueden ser tomadas por las empresas distribuidoras independientemente. En la generación-transmisión, sin embargo, los proyectos suelen ser estructurales respecto al tamaño del sistema y afectan a la capacidad instalada existente y futura. Ello hace necesario un cierto grado de coordinación a este nivel, que busque minimizar el costo de suministro de energía eléctrica de largo plazo. Para proyectos pequeños, que no afectan la estructura del sistema, no se hace indispensable la coordinación centralizada de las inversiones y pueden ser evaluados en forma independiente a través del sistema de precios prevaleciente. Esta idea de regulación va emigrando desde una imperativa a una más bien indicativa en la medida que se vaya privatizando el sector.²⁰ La planificación indicativa busca velar por el oportuno desarrollo del sector que, en determinadas situaciones, puede no estar siendo abordado espontáneamente por el sector privado.²¹

2.8 Consideraciones sobre la propiedad

El objetivo en materia de propiedad de las empresas del sector eléctrico debe ser lograr consolidar la propiedad privada de dichas entidades. Mientras más estatizada haya estado tanto la economía como el sector, esta tarea se hace más difícil y requiere no sólo de decisiones en el ámbito del sector eléctrico, sino que también en lo que se refiere al desarrollo del mercado de capitales de modo que éste pueda absorber y proveer los recursos que se requieren para estos fines. Si las reglas de operación del sistema siguen los principios descritos en los puntos anteriores, la propiedad privada, lejos de ser un impedimento para el funcionamiento adecuado del sector, es un complemento necesario.

Dos materias principales son relevantes en este sentido. La primera dice relación con el desarrollo

del mercado de capitales, para lo cual se requiere de reformas estructurales, como podrían ser cambios en el sistema de pensiones, creación de reglas para inversionistas institucionales y la integración a los mercados de capitales mundiales. Por otro lado está la importancia de considerar maneras de aprovechar la oportunidad para diversificar la propiedad y crear una nueva base de propietarios. En este sentido, es conveniente estudiar opciones para integrar a los trabajadores de las empresas como accionistas, así como darle oportunidades al público en general para que también participe en el proceso con medidas especialmente diseñadas al efecto. Cada país será un caso distinto de acuerdo con el desarrollo de su mercado de capitales, apertura de la economía y base inicial de propiedad privada, entre otras cosas. En el capítulo siguiente se entregan algunos antecedentes de cómo se actuó al respecto en Chile.

2.9 Consideraciones sobre el financiamiento

Una vez que se han logrado las reformas y cambios anteriores, debiera ser posible integrar al sector dentro de las formas generales de financiamiento de las demás actividades de la economía. Si bien en esta actividad se requieren montos de recursos y plazos de financiamiento mayores que los normales, un mercado de capitales desarrollado no debiera tener impedimentos para financiarlos. Por otro lado, si las normas sobre el sector son estables los riesgos se minimizan, lo cual constituye una razón adicional para que los financiamientos puedan concretarse.

El problema fundamental es, en consecuencia, proceder simultáneamente a las nuevas regulaciones del sector electricidad con el desarrollo y perfeccionamiento de las normas del mercado de capitales. Sin embargo, no sólo es relevante la normativa sino también las decisiones gubernamentales que permitan que se canalice un mayor volumen de recursos a través del mercado de capitales. La interrelación con los mercados mundiales, tanto de crédito como de inversión directa, también es determinante para estos fines.

Mención aparte merece la situación de los créditos de organismos multilaterales, ya que éstos están especialmente diseñados para operar con el sector estatal. Lo anterior constituye un impedimento al desarrollo privado y es materia de los organismos crediticios, conjuntamente con los gobiernos, considerar modificaciones a esta situación para adecuarlos a la nueva realidad.

IV. EL CASO CHILENO: LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El propósito del presente capítulo es ilustrar la aplicación a un caso concreto de una política de regulación como la propuesta más arriba. Para ello, se revisarán los principales aspectos que tienen relación con el proceso de cambio y se mostrarán algunos resultados del mismo.

1. Situación Antes de la Reforma

El sector energía en Chile se caracterizaba por una elevada intervención estatal en todos sus ámbitos. Así, el Estado participaba 100% en la exploración, explotación y refinación del petróleo y sobre un 90% en la prospección y producción de carbón. En el sector eléctrico participaba en más de un 90% en la generación, un 100% en la transmisión y cerca de un 80% en la distribución. A pesar del control centralizado en manos del gobierno del sector energía, no existía una política ni una organización que integrara armónicamente las distintas ramas del sector, desperdiándose de esta forma una visión de conjunto optimizante del problema energético. Las principales consecuencias de la gestión estatal se expresaban en una tarificación con criterios que se alejaban de los estrictamente económicos; una política de desarrollo sin fundamentos racionales claros que terminaban, usualmente, en inversiones poco rentables; una sobredotación de personal no justificada por razones técnicas; monopolios sindicales; etc. y, en general, una confusión de los roles normativos y empresarial del Estado. A parte, se quiere resaltar la tendencia al sobredimensionamiento del sector que termina, frecuentemente, con una absorción de recursos de tal magnitud, es-

pecialmente capital, que limitan el crecimiento de otros sectores y de la economía en su conjunto. Los resultados finales eran precios distorsionados y distorsionadores, una mala asignación de los recursos, ineficiencia económica y un freno al desarrollo del país. En otras palabras, la situación chilena correspondía al clásico perfil de un país con un sector eléctrico organizado de manera centralizada y de propiedad del Estado.

2. El Contexto Macroeconómico

Algunos años antes de la reforma del sector eléctrico, el país había optado, como camino de desarrollo, por un esquema basado en la capacidad individual de las personas y en los mercados como modo de gestión económica y en la apertura al comercio exterior como forma de integración a la economía mundial. El Estado asumía así un rol preponderantemente subsidiario. Estos preceptos exigían una serie de condicionantes que obligaban a reformar las anteriores estructuras basadas esencialmente en el paternalismo estatal y proteccionismo económico.

En este contexto, se van desarrollando las distintas modernizaciones en Chile donde el sector energético era una pieza más que debía engranar en el nuevo orden económico que se establecía. La reforma laboral, la reforma tributaria, la reforma arancelaria, la reforma al sistema financiero, la reforma previsional y otras, conjuntamente con la reforma energética, configuraban un todo armónicamente concebido que enfilaba la institucionalidad chilena hacia una economía dinámica y competitiva que permitiría el desarrollo del país. En una economía regida por las fuerzas del mercado e inserta al comercio mundial -donde cualquier ganancia o pérdida de competitividad puede resultar relevante para el desarrollo- las distorsiones en el mercado de los energéticos, especialmente tratándose ellos de bienes intermedios, implicaban un serio riesgo para el desempeño del nuevo esquema económico.

Otro hecho relevante tenía que ver con los equilibrios macroeconómicos, que eran imperativos de



restablecer como primer paso en la nueva estrategia de desarrollo que emprendía el país. En estas circunstancias, y representando las políticas tarifarias muchas veces el reflejo de criterios distinto de los que determina el mercado, era un riesgo latente que el sector energía se transformara en una fuente de desequilibrio fiscal, resultando, para el nuevo orden económico, un elemento necesario de corregir estructuralmente.

3. La Reforma

3.1 Objetivos y estrategia general

Orientado por el contexto macroeconómico, reseñado arriba, el sector energía, en general, y el sector eléctrico, en particular, debían ser reformados en función de que éstos jugaran de la manera más eficaz y eficiente a favor de la estrategia de desarrollo económico que se instituiría en el país. Ello significaba que la meta impuesta era contribuir a la optimización de la economía en su conjunto optimizando su desempeño sectorial.

Enmarcada en esta orientación general, la estrategia que se adoptó para el sector eléctrico consistía, básicamente, en proveer una regulación que facilitara la maximización de la eficiencia productiva y seguridad en el suministro, determinara precios que reflejen la escasez relativa de la energía, y promoviera la optimización en la asignación de los recursos.

Esta estrategia aceptaba, como se vio en el capítulo de discusión conceptual, dos alternativas polares de regulación del sector: implantar un sistema de mercado o mantener una planificación centralizada. Entre ambos extremos se daba, desde luego, opciones mixtas de organización. Como antecedentes a la elección se tenía la larga experiencia de la planificación centralizada, cuyos resultados no satisfacían y eran, a la postre, los hechos que promovían el cambio y, en frente, estaba la percepción del buen desempeño del sistema de mercado en otras áreas de la economía. Otro dato, que resultaba principal, era el reconocimiento de las características técnicas y

económicas particulares de cada rama del sector energía, lo cual sugería un tratamiento caso a caso. En el sector eléctrico, a su vez, como se apreció en capítulos anteriores, las actividades de generación, transmisión y distribución cuentan, separadamente, con sus propias peculiaridades, desaconsejando la implantación de una solución única para el conjunto.

A base de lo anterior, la estrategia general para el sector electricidad consistió en la implantación de la libertad y competencia donde fuese posible y en subsidio de ello, en el establecimiento de una regulación que simule el funcionamiento del mercado en términos de precios y asignación de los recursos. El objetivo final era, entonces, promover la eficiencia económica del sector. Al Estado se le asignaba, en cualquier caso, el rol subsidiario y la potestad de la regulación superior.

3.2 Etapas de la reforma

Sintéticamente, tres eran los pasos indispensables en el proceso de reformulación del sector. El primero consistía en la liberación de los mercados de las otras fuentes de energía que servían de insumo o sustituto a la electricidad. Es así cómo, en años previos a la reforma, se liberó (entre 1975 y 1978) el petróleo y sus derivados y el carbón. Un segundo paso significó separar la función normativa de la productora, creando la instancia que estudiaría en forma independiente e integral los problemas de energía del país. Esta instancia se denominó Comisión Nacional de Energía (CNE) y tuvo a su cargo el diseño de las reformas del sector así como una labor permanente de planificación, coordinación y definición de políticas. La tercera etapa fue darle un cuerpo institucional a la nueva organización mediante la promulgación de leyes que contenían el marco regulatorio del sector. Estas normas básicamente consistieron en regulaciones sobre concesiones de distribución, criterios de tarificación y de operación del sistema. Un cuarto paso y culminación del proceso era la transferencia a manos privadas de la actividad

empresarial que hasta entonces ejercía el Estado. Se esperaba que un marco regulatorio claro y estable, con señales de precios correctos y regido por criterios esencialmente económicos atrayera la inversión privada. No obstante, también se sabía que, dada la magnitud del sector, el sistema de capitales o el ahorro privado podría ser insuficiente para financiar las inversiones y la operación del sistema. Era necesario, pues, avanzar primero en otras áreas de la economía que fortalecieran el ahorro y la capacidad de inversión de los privados. El detalle del proceso de privatización, por su importancia en la reforma del sector electricidad, se trata separadamente en el punto siguiente.

3.3 La privatización

Objetivos y estrategia general

El propósito de la privatización fue hacer participar a los privados en la propiedad y gestión del sector electricidad. Para lo anterior, el proceso se organizó tomando en cuenta las limitaciones que imponía un mercado de capitales poco desarrollado y escaso ahorro privado interno, en circunstancias que se hacía frente a grandes volúmenes de inversión; y, por otra parte, al deseo de hacer participar a muchos con el objeto de desconcentrar la propiedad.

Requisitos previos a la privatización

No era posible un proceso privatizador sin reglas claras y estables. Por ello fue primero el establecimiento del marco regulatorio. Tampoco resultaba viable la privatización sin la existencia de un poder comprador. Fue entonces necesario crearlo. Es en este punto donde actúa la participación de otras dimensiones de la economía como el ahorro privado interno: canalizado por el mercado de capitales, por los inversionistas institucionales, por el capitalismo popular y laboral entre otros; y por el ahorro externo, a través de la inversión extranjera y créditos, principalmente.²²

Los inversionistas institucionales y el mercado de capitales

La reforma previsional en Chile, basada en un sistema de capitalización individual, origina la existencia del principal inversionista institucional en la economía. Los fondos de pensiones de los trabajadores crecen a razón de US\$150 millones mensuales y suman, en la actualidad, cerca de US\$8,5 mil millones, lo cual representa cerca del 30% del PIB.²³ La reforma al sistema previsional ha impulsado el desarrollo de las compañías de seguro, convirtiéndose éstas en otra fuente de financiamiento para la economía.²⁴ El mercado de capitales, a su vez, ha gozado del mismo impulso, producto, en gran parte, del efecto de los Fondos de Pensiones.²⁵ La importancia de los inversionistas institucionales y del mercado de capitales en el proceso de privatización del sector electricidad se muestra en el Cuadro 11.

Capitalismo popular y capitalismo laboral

La privatización representaba una buena oportunidad para hacer participar a pequeños inversionistas individuales que, en gran número, facilitarían el proceso de desconcentración de la propiedad. Para ello se idearon los mecanismos denominados capitalismo popular y capitalismo laboral. El primero consistía en la oferta de una cantidad -limitada- de acciones de las empresas que se privatizaban a personas naturales con la única exigencia que éstas fueran contribuyentes al día en el pago de sus impuestos. El capitalismo laboral, por su parte, se asemejaba al procedimiento anterior pero con la diferencia que las acciones, de la compañía en privatización, se ofrecían a sus propios trabajadores, quienes las pagaban con el anticipo de sus indemnizaciones por años de servicio. Para la empresa, esta figura representaba el cambio de un pasivo exigible por capital y, para los trabajadores, la transformación de un beneficio de largo plazo por un derecho de propiedad de la misma compañía donde laboran. Era necesario, para ambos casos, incentivar el proceso de compra de acciones y para ello se requería que existiera ciertas facilidades de pago,



así como que el valor de ellas representara su justo valor. En este último aspecto, se requirió incorporar al precio de la acción, en un principio, el efecto de internacionalización del riesgo de un negocio emergente (y en muchos casos de un inversionista emergente). También hubo incentivos tributarios -para los inversionistas- respaldados por una lógica que obligaba al fisco a ser consecuente en términos del ahorro que se le produciría por el menor gasto público en el sector electricidad. También se debía considerar el mayor ingreso fiscal por concepto de impuestos en el esquema de empresa privada.²⁶

Inversionistas privados e inversión extranjera

También se utilizó en la privatización de empresas del sector el mecanismo de venta de compañías completas a través de licitaciones.²⁷ Aquí opera la participación de inversionistas privados nacionales y del exterior, resultando importante, en este último caso, los incentivos a la inversión foránea donde destaca el estatuto de la inversión extranjera y el mecanismo de conversión deuda capital.

4. Algunos Resultados

Es escasa la perspectiva histórica para medir, con algún grado de exactitud, los resultados de la reforma y separar qué se puede atribuir a la reestructuración y qué a la privatización. No obstante, es posible hacer algunas aproximaciones en este sentido.

Eficiencia de las empresas

Es interesante observar los Cuadros 13 y 14 que muestran la situación de Chile en términos de precios en relación con otros países latinoamericanos. Teniendo en cuenta que las tarifas chilenas no son elevadas aunque tampoco bajas, pero que no incluyen subsidios, y mirando los buenos resultados de las empresas (Cuadro 15), se desprende que ellos se deben no a altos precios sino más bien a una gestión eficiente. Lo

anterior resulta posible en un ambiente de empresa privada con competencia o con un marco regulatorio que simula el mercado. Por otra parte, el número de trabajadores por unidad eléctrica vendida o generada se ha reducido sistemáticamente desde las reformas, al igual que la pérdida en la distribución (por hurto y transmisión), la cual se ha reducido a la mitad en las principales distribuidoras.

Valor de las empresas

La misma eficiencia lograda por las compañías, sumada a la posibilidad de que los inversionistas privados puedan invertir sus capitales en el sector, gracias a un marco regulatorio eficaz en este sentido, ha elevado el valor de las empresas eléctricas en un grado importante como se aprecia en las Figuras 16 y 17.

Nuevas inversiones

Sin perjuicio de lo expresado anteriormente, tal vez la medida más importante sobre el comportamiento del sector post-reforma, es que el sector privado ha estado respondiendo satisfactoriamente al desafío que plantea una demanda creciente. Ello se ha traducido en importantes inversiones como las de la empresa CHILGENER, que está construyendo el proyecto hidroeléctrico Alfalfal de 160 MW. En 1989, ENDESA y CHILGENER, ya privatizadas, instalaron 100 MW en turbinas a gas. Una compañía subsidiaria de ENDESA inició la construcción de la Central Hidroeléctrica Curillín de 85 MW. La empresa Guardia Vieja recientemente inició las obras para una central de 46 MW. Por otra parte, un consorcio de cuatro empresas está terminando los estudios de factibilidad de una central térmica a carbón de 125 MW para ser puesta en servicio en 1995. ENDESA, finalmente, está conformando el financiamiento para la central hidroeléctrica Pangué de 450 MW, que espera terminar en 1996. Todas estas inversiones demuestran el rol que está jugando el sector privado en el sector eléctrico.

Efecto fisco

Los cambios introducidos en la regulación y la transferencia de propiedad a los privados ha generado un importante alivio en el nivel de inversión y de gasto del fisco. Ello ha permitido a éste concentrar sus recursos en áreas de mayor rentabilidad social y económica.

5. Problemas Asociados al Cambio

El financiamiento

Dadas las dimensiones y plazos envueltos en los proyectos del sector electricidad, es usual que el financiamiento de ellos provenga, en gran medida, de organismos multilaterales, los cuales tienen créditos ad hoc para este tipo de inversiones y que están orientados básicamente al Estado. En este sentido, el cambio de propiedad (a privados) dificulta la obtención de este tipo de créditos y consecuentemente limita las opciones de financiamiento. Ello se traduce, finalmente, en la exigencia de un mayor esfuerzo por parte de los privados, lo cual podría, en algún grado, desalentar la inversión de éstos en el sector. Es, pues, el tema de flexibilización de los préstamos de organismos de crédito internacionales, un punto pendiente en el proceso de reforma.

Las fuerzas que se oponen al cambio

La experiencia chilena demostró que al proceso de reforma se ofrecen varias resistencias desde distintas direcciones. De los trabajadores y sindicatos, que perciben en el cambio una amenaza a su estabilidad laboral y a ciertos beneficios, que en muchos casos eran privilegios conseguidos a un costo que, seguramente, la empresa privada no aceptaría asumir. Este temor, si bien esperable, delata la existencia de beneficios no asociados a la productividad, porque, de lo contrario, no se justificarían las aprensiones por este concepto. Algunos gremios empresariales, que se benefician de una industria eléctrica subsidiada, también se incluyen en la

lista de las resistencias que se ofrecen a la reestructuración del sector. Por último, la opinión pública, influida por los partidos políticos y otros entes sociales, y basada en los conceptos de seguridad nacional, sector estratégico, monopolio natural y otros, suele representar una fuerza gravitante en contra del proceso de cambio.

NOTAS

1. Fuente: *International Energy Annual*, edición febrero de 1991.
2. En caso de monopolios o sectores ineficientes, el subsidio (precio-costo real) tiende a sobreestimarse en la medida que el costo real tiende a ser mayor.
3. La distribución se define como tal para la repartición masiva a clientes atomizados (por ejemplo, ciudades). En el caso de suministro a grandes consumidores individuales, puede hacerse directamente del generador a éste desde la fase de transmisión.
4. Por ejemplo, lo que hace considerar como una alternativa válida a la generación termoeléctrica la opción hidroeléctrica, según los números de arriba, es porque, si bien esta última presenta costos de inversión superiores a la primera, sus costos de funcionamiento resultan sensiblemente más bajos (casi cero) que aquella. Ahora, si se suprime uno de los elementos que hace la diferencia, por ejemplo, reduciendo el costo operacional a través de precios subsidiados al carbón, entonces, en estas condiciones claramente la opción hidroeléctrica pierde artificialmente su ventaja natural frente a la alternativa termoeléctrica. En este caso, las inversiones se enfocarían hacia este tipo de fuente provocando una mala asignación de los recursos como se comentara anteriormente.
5. El otro elemento que hace la diferencia es, desde luego, el monto de la inversión. Esta puede ser alterada por la tecnología o por el costo del capital, principalmente.
6. Con excepción de la posibilidad de almacenar grandes cantidades de recursos hídricos, que es una forma de energía potencial eléctrica.
7. Ver Gráfico 4.
8. Ver Gráfico 5.
9. Ver Gráfico 6.



10. En Chile, este concepto se materializó en 1978 con la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que es la instancia normativa y que no tiene relación con el aparato productivo conformado, a la sazón, por empresas estatales. Dos años después de la creación de la CNE se materializa la reforma del sector eléctrico.
11. En realidad, estas redes no pertenecen necesariamente a las distribuidoras y por lo general son del Estado dadas en concesión.
12. En Chile, dada su naturaleza geográfica, se dividió el país en cuatro superestructuras, las cuales fueron denominadas: Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico de Aysén, en la región austral, y Sistema Eléctrico de Punta Arenas, en el extremo sur del país.
13. Estas unidades coordinadoras fueron llamadas en Chile "Centros de Despacho Económico de Carga" (CDEC), que además pasaron a cumplir la labor de valorización de la energía fijando los precios de ella en los casos establecidos, transformándose de este modo en el instrumento operativo de la regulación.
14. Por grandes clientes se entienden a aquellos de consumo mayor a 2.000 KW. En Chile, el 35% de la energía de servicio público se transa libre y directamente entre generadores y este tipo de clientes (aproximadamente 50 a nivel nacional).
15. Salvo para suministros menores o fuera del sistema interconectado donde rigen precios libres.
16. El valor agregado de distribución se calcula para una empresa modelo óptimamente dimensionada y gestión eficiente, operando en áreas típicas según la densidad de las zonas de distribución. Luego hay implícito un sentido de optimalidad en este costo.
17. Cabe resaltar acá que, en Chile, la regulación se encargó de que los precios libres, determinados en régimen de competencia en la fase generación, guíen, en algún grado, los precios de nudo ya que por ley éstos están limitados a diferir en no más de un 10% de los primeros. La sustentación conceptual de esta limitante radica en el hecho de que, si los precios de nudo corresponden al costo marginal (CMg), entonces debieran coincidir, al menos teóricamente, con el precio de mercado. Luego, considerando un margen de error en el cálculo del CMg o de las imperfecciones de competitividad a nivel generación, se admite una desviación de este tipo en el precio de mercado.
18. Por área de influencia se entiende aquella parte del sistema de transmisión que es alterada por la presencia de un productor respecto de los flujos transitados en ausencia de él.
19. En Chile, por la importancia que se concedió a este punto, esta posibilidad se instituyó por ley a través de la regulación de la servidumbre de las líneas transmisoras.
20. En Chile, la planificación a nivel generación-transmisión busca determinar el programa de desarrollo de mínimo costo en valor presente de la inversión, la operación y falla del sistema. La incorporación del concepto de falla permite en principio resolver el problema de la seguridad de servicio. Así, esta última, no aparece impuesta a priori, sino que es resultado del proceso de optimización del sistema. Formalmente, la función objetivo es: $\text{Min. } Z = \text{Costo de inversión} + \text{Costo de operación} + \text{Costo de falla esperada}$.
21. Es frecuente que estudios de prospección de desarrollo de recursos energéticos, por su costo, plazo o grado de incertidumbre, no resulten prioritarios para los privados o inhiban su participación; pero que sí son de interés para el Estado que ve en ellos un paso necesario para la producción de energía. En estos casos el Estado asume la tarea explorativa y luego licita la producción del recurso energético.
22. Otro mecanismo consistió en la devolución en acciones de los aportes reembolsables que las empresas pueden pedir a sus clientes. Cerca de un 10% de Chilectra Metropolitana y V Región se privatizaron por esta vía. Igualmente fue importante el pago de deuda estatal con acciones de empresas eléctricas, como fue el caso de la deuda generada por la expropiación de predios para efectuar una reforma agraria (en gobiernos anteriores) y que no había sido cancelada.
23. Ver Cuadro 7.
24. Ver Cuadros 8 y 9.
25. Ver Cuadro 10.
26. Ver Cuadro 12.
27. Fue el caso, por ejemplo, de la venta de las filiales CORFO Saesa y Frontel adquiridas por COPEC.

Cuadro 3

**CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA POR GRUPO DE PAISES
1980-89 (10¹⁵ BTU)**

	1980	1989	Δ %
PETROLEO			
Total Mundial	130,93	135,01	3,1%
CECD	79,42	75,80	-4,6%
No OECD	51,51	59,20	14,9%
GAS NATURAL			
Total Mundial	52,91	71,62	35,4%
OECD	31,76	33,52	5,5%
No OECD	21,15	38,11	80,2%
CARBON			
Total Mundial	77,30	92,89	20,2%
OECD	30,95	35,66	15,2%
No OECD	46,35	57,23	23,5%
HIDROELECTRICIDAD			
Total Mundial	18,18	21,23	16,8%
OECD	11,08	11,55	4,2%
No OECD	7,10	9,69	36,5%
ENERGIA NUCLEAR ELECTRICOS			
Total Mundial	7,58	19,71	160,0%
OECD	6,32	15,71	148,6%
No OECD	1,26	4,00	217,0%

Fuente: International Energy Annual (Feb. 1991)

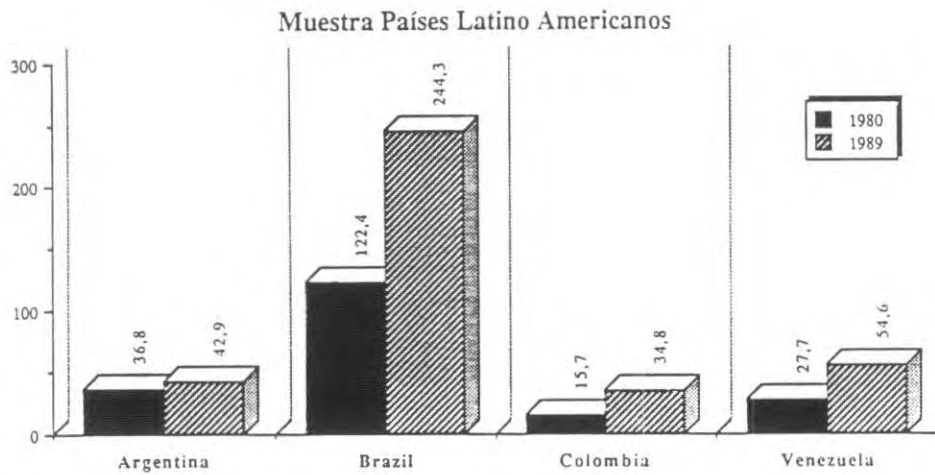
Cuadro 3A

CONSUMO DE ENERGIA HIDROELECTRICA (10¹⁵ BTU)

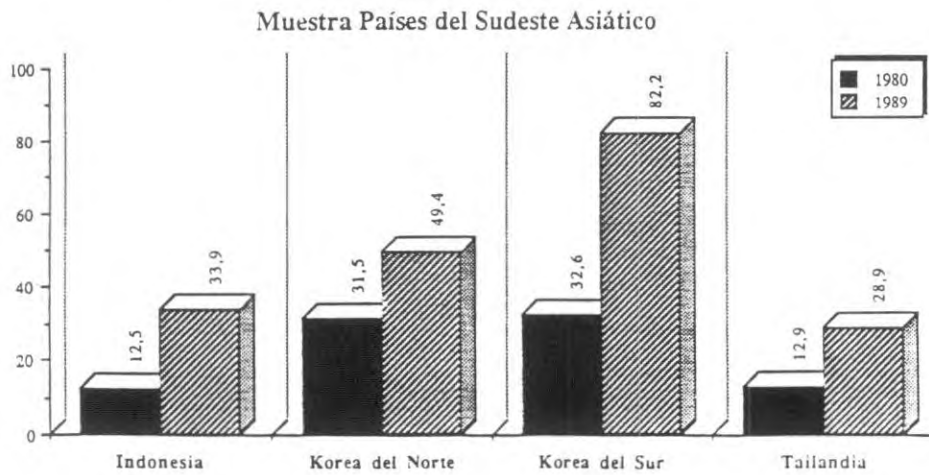
	ENERGIA PRIMARIA		HIDROELECTRICIDAD	
	1980	1989	1980	1989
EEUU	75,88	81,14	3,12	2,86
MEXICO	3,80	4,83	0,18	0,20
BRASIL	4,01	5,90	1,33	2,20
VENEZUELA	1,56	1,91	0,15	0,31
FRANCIA	8,55	8,36	0,74	0,50
R.F.A.	12,02	12,45	0,30	0,37
U.R.S.S.	46,52	59,92	1,89	2,26
JAPON	15,63	17,54	0,95	0,87
TOT. MUNDIAL	286,91	340,47	18,18	21,23

Figura 1

Consumo Neto de Electricidad 1980-89



Fuente : International Energy Annual



Fuente : Internacional Energy Annual

Figura 2

Consumo Total Neto Mundial de Electricidad, 1980 y 1989

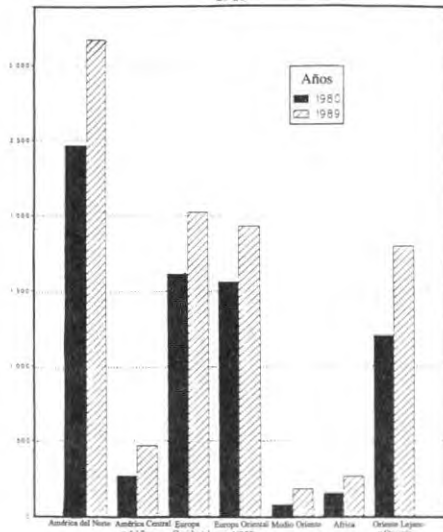


Grafico 4

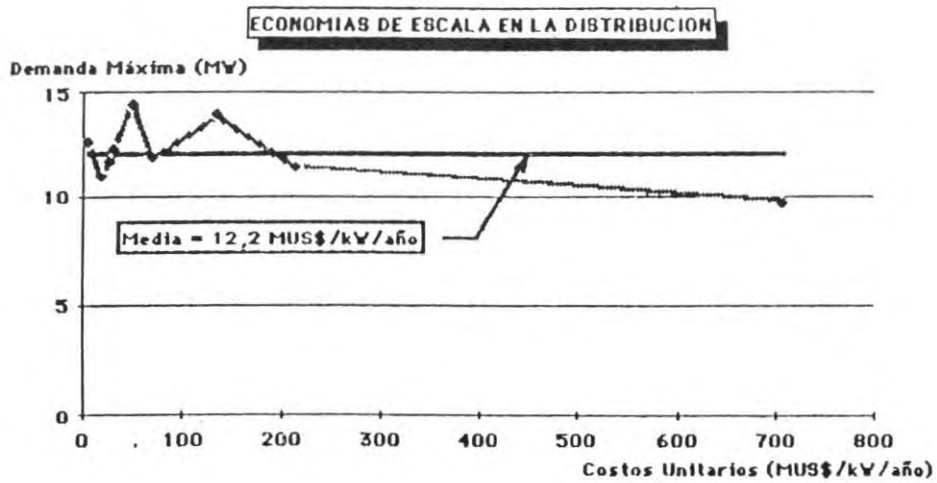
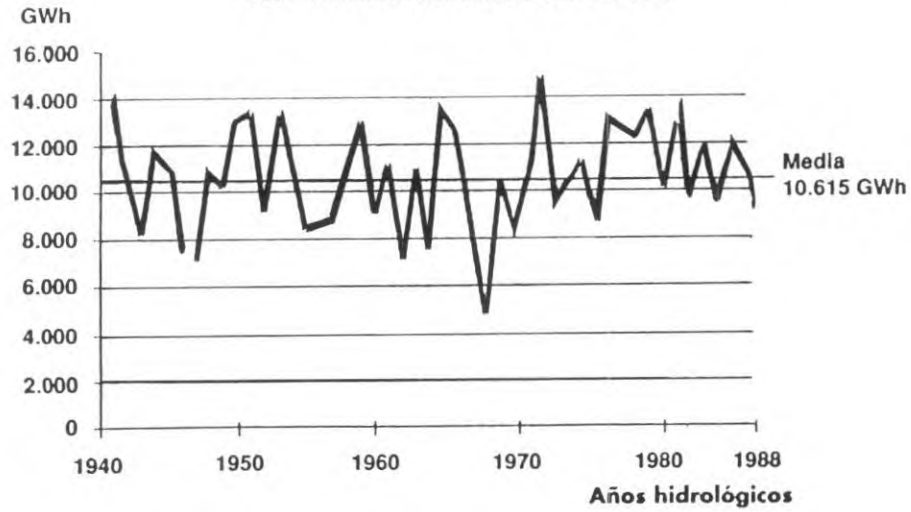




Gráfico 5

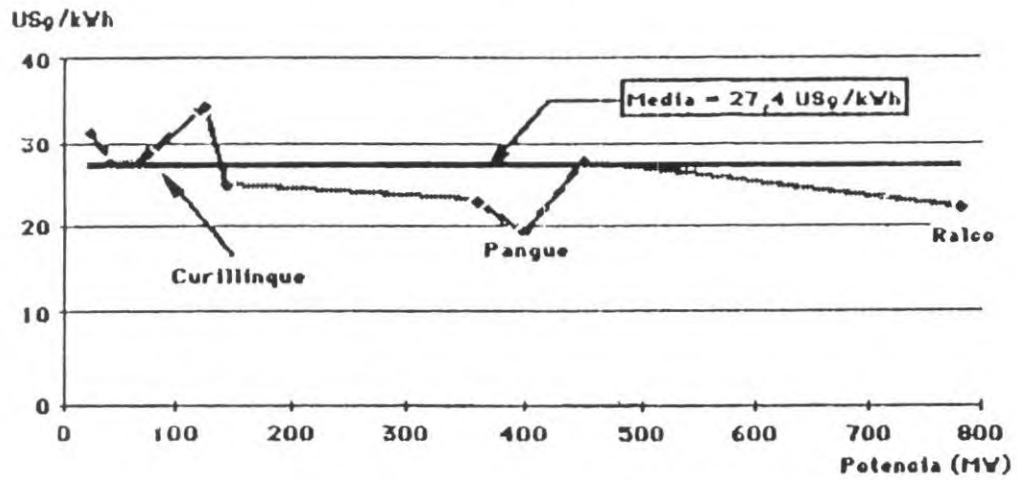
ESTADÍSTICA DE ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE
CON CENTRALES EXISTENTES EN 1988



Fuente: Elaboración CNE.

Gráfico 6

COSTOS MEDIOS DE GENERACION DE DIVERSOS
PROYECTOS HIDROELECTRICOS



Cuadro 7

**Importancia Relativa de los Inversionistas
Institucionales como % del PGB
(CASO CHILENO)**

AÑO	FONDO DE PENSIONES	CIA. DE SEG. VIDA(1)	FONDOS MUTUOS
1981	0,3%	n.d.	2,0%
1984	5,0%	2,4%	0,5%
1987	14,4%	3,8%	1,5%
1988	18,0%	4,6%	1,9%
1989	20,1%	5,0%	1,5%
1990(2)	26,2%	6,2%	1,7%

(1) Sólo se incluyó inversiones de las Cias. de Seguros de Vida. Por su parte, las inversiones de seguros generales representaban al 31.12.88 el 0,7% del P.G.B.

(2) Cifras Provisionales

Fuente: Boletines Banco Central
Boletines Mensuales Superintendencia de Valores y Seguros
Anuario Superintendencia de valores y Seguros

Cuadro 8

**Gasto per cápita en primas de seguros
(CASO CHILENO)**

Año	Seguros generales US\$	Seguros de vida US\$	Total US\$	Total como % PIB
1980	17,29	4,72	22,01	0,89
1981	19,73	13,14	32,87	1,13
1982	15,57	17,82	33,39	1,60
1983	11,87	15,63	27,51	1,64
1984	13,03	14,93	27,96	1,76
1985	12,55	14,69	26,24	1,98
1986	14,23	13,68	27,91	2,04
1987	16,31	17,13	33,44	2,10
1988	18,81 (8,8%) *	19,43 (31,2%)*	38,30 (74%)*	2,20

* : crecimiento en relación a 1980.(año de la reforma previsional)

Fuente: Superintendencia de Seguros y Valores



Cuadro 9

INVERSIONES DE LAS CIAS. DE SEGUROS COMO % DEL MERCADO DE VALORES (*)
(CASO CHILENO)

Año	Mercado de valores (millones de \$ c/año)	Inversiones Cias Seguros % como % Mercado de Valores
1980	458.987	3,2
1981	405.830	3,7
1982	520.127	4,6
1983	555.014	5,9
1984	742.529	6,9
1985	1.023.140	8,9
1986	1.658.856	8,0
1987	2.308.423	8,4
1988	3.124.774	8,4

Cuadro 10

IMPORTANCIA RELATIVA PASIVOS FINANCIEROS (% DEL P.G.B.) LENO
(CASO CHILENO)

	1961	1970	1973	1980	1988	1989	1990 (1)
TOTAL PAS. FIN	5,7%	4,6%	8,7%	59,8%	94,50%	109,90%	116,40%
PAS. FIN. SCT. PUBLICO	0,9%	1,4%	2,3%	4,0%	18,20%	20,50%	26,40%
SIST. BANCARIO	0,9%	0,6%		22,1%	42,00%	35,30%	35,40%
DEBENT. Y EFECTOS COM.				0,6%	2,30%	3,90%	4,60%
ACCIONES	3,8%	1,2%	4,3%	33,4%	31,90%	42,50%	42,20%
SINAP		1,4%	1,9%	0,5%	0,20%		

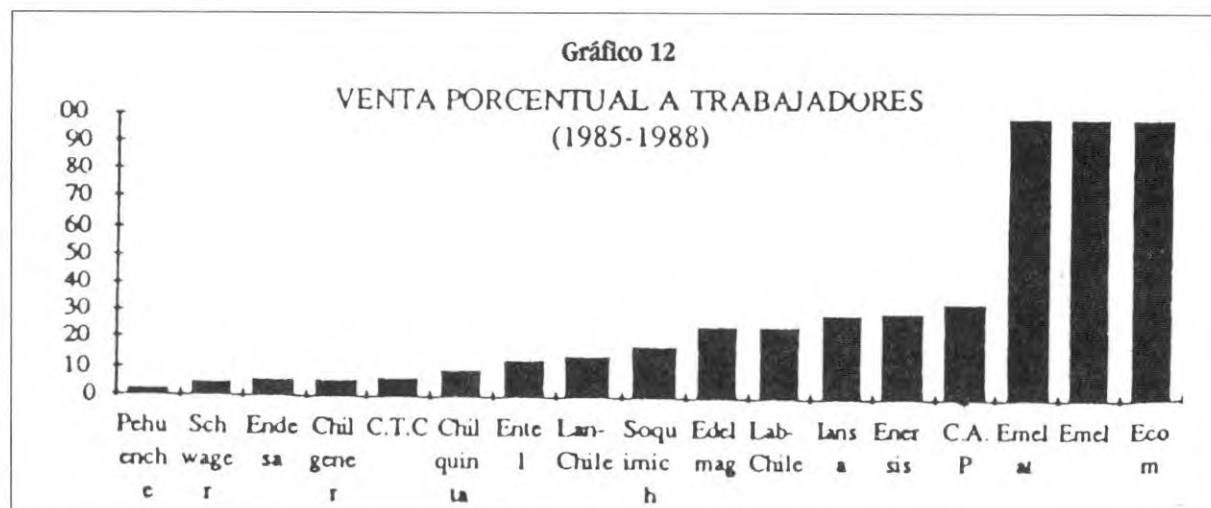
(1) Cifras Provisionas
Fuente: Boletines Banco Central

Cuadro 11

COMPOSICION ACCIONARIA DE ALGUNAS EMPRESAS ELECTRICAS (1989)
(Porcentaje de Participación)

TIPO DE ACCIONISTAS	ENDESA	CHILECTRA GENERACION	CHILECTRA METROPOLITANA
Capitalistas populares	62%	-	-
AFP	22%	35%	35%
Trabajadores de la empresa	4%	2%	24%
Bancos	-	40%	10%
Otros accionistas	12%	23%	31%
TOTAL	100%	100%	100%

FUENTE : Elaboración CNE.



Cuadro 13
PRECIO MEDIO INDUSTRIAL (¢ US\$ / kWh)

País (excluida Latin.)	Industrial Pot: 500 kW FC: 45,7%	País (solo Latin.)	Industrial FC: OLADE
Japón	9,70	Argentina	14,47
Alemania Federal	9,19	México	7,30
Marruecos	8,85	Costa Rica	6,56
Italia	7,97	Chile	6,56
España	7,89	Perú	6,37
Austria	7,19	Uruguay	6,07
Portugal	6,62	Brasil	5,61
Reino Unido	6,51	Colombia	5,52
Bélgica	6,43	Bolivia	5,19
Norte de Chile (Emelari)	6,27	Ecuador	3,59
Grecia	5,95	Paraguay	3,42
Francia	5,49	Venezuela	2,87
Suiza	5,35		
Países Bajos	5,02		
Suecia	4,30		
Centro de Chile (Chilmetro)	4,09		
Canadá	3,84		
Sur de Chile (Edelmaq)	2,99		

Obs.:
- Con impuesto
- Actualizadas a: 06/90

Fuentes:
- Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIDEPE) Chilectra Metropolitana (Fecha encuesta 01/89)
- Sistema de Información Económico Energético de la Organización Latinoamericana de Energía (SIEE-OLADE) (Fecha encuesta 06/90)

Cuadro 14
PRECIO MEDIO RESIDENCIAL (¢ US\$ / kWh)

PAIS	RESIDENCIAL 100 KWh
Alemania Federal	20,63
Bélgica	19,60
Japón	19,17
España	15,66
Austria	14,63
Norte de Chile (Emelari)	14,39
Francia	14,38
Reino Unido	14,04
Argentina	13,99
Suiza	12,82
Países Bajos	12,46
Portugal	12,40
Canadá	11,93
Centro de Chile (Chilmetro)	10,89
Italia	10,25
Grecia	9,37
Sur de Chile (Edelmaq)	9,16
Suecia	8,72
Brasil	8,60
Marruecos	6,71
Uruguay	6,53
Bolivia	4,97
Paraguay	4,34
Costa Rica	4,24
México	4,08
Colombia	2,62
Ecuador	1,95
Venezuela	1,62
Perú	0,51

Obs.: - Con impuesto - Actualizadas a: 06/90

Fuentes:
- Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIDEPE) Chilectra Metropolitana (Fecha encuesta 01/89)
- Sistema de Información Económico Energético de la Organización Latinoamericana de Energía (SIEE-OLADE) (Fecha encuesta 06/90)

Figura 15

Relación Precio Bolsa/Utilidad

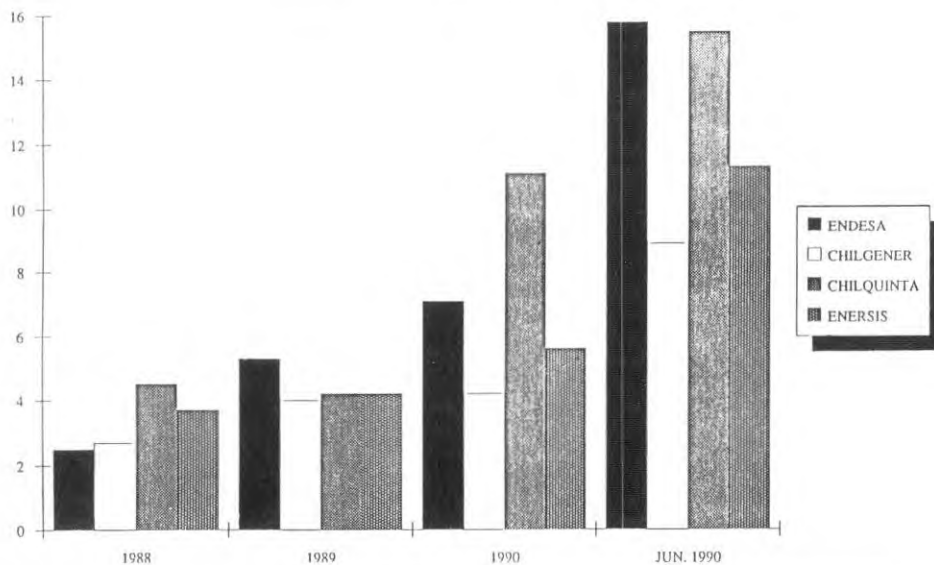


Figura 16

Relación Valor de Bolsa/Valor de Libro de Algunas Empresas Eléctricas

Valores a Diciembre de cada año

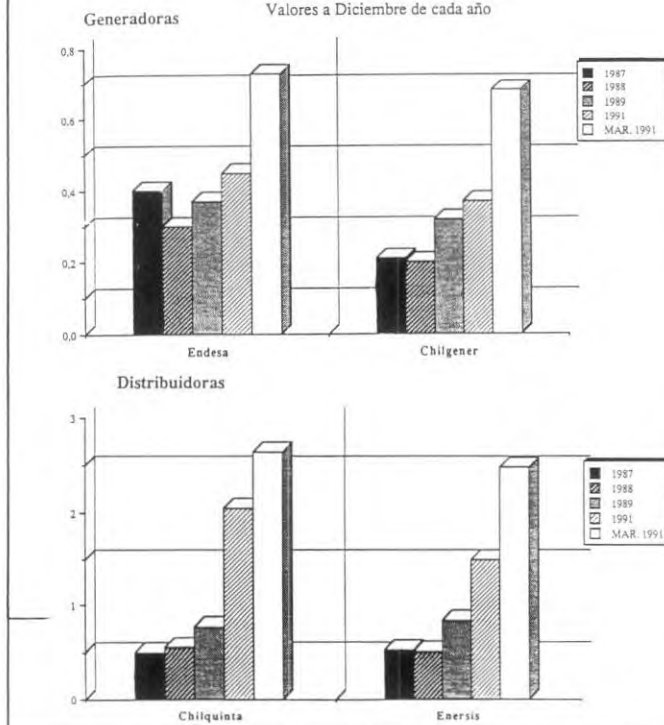
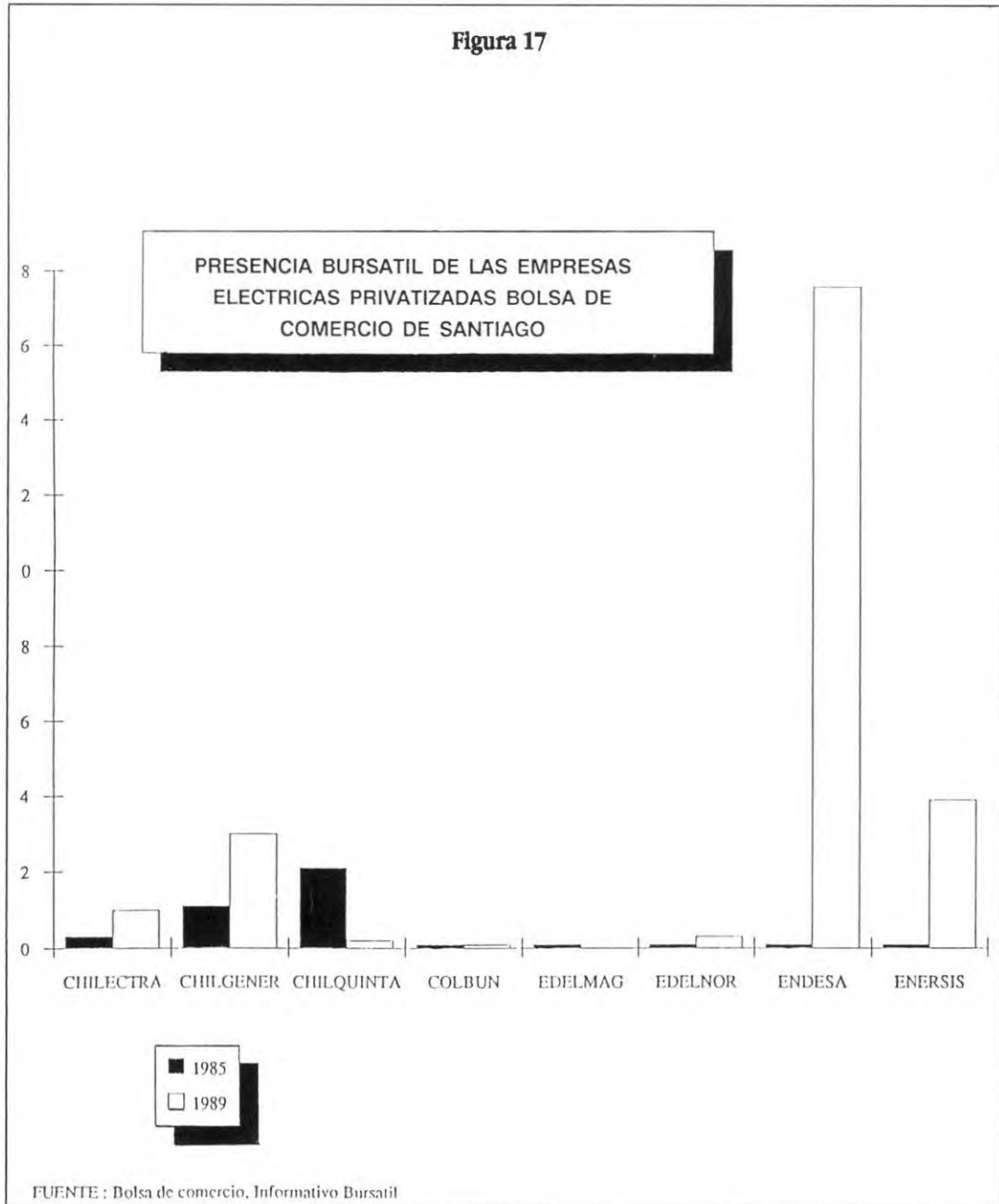
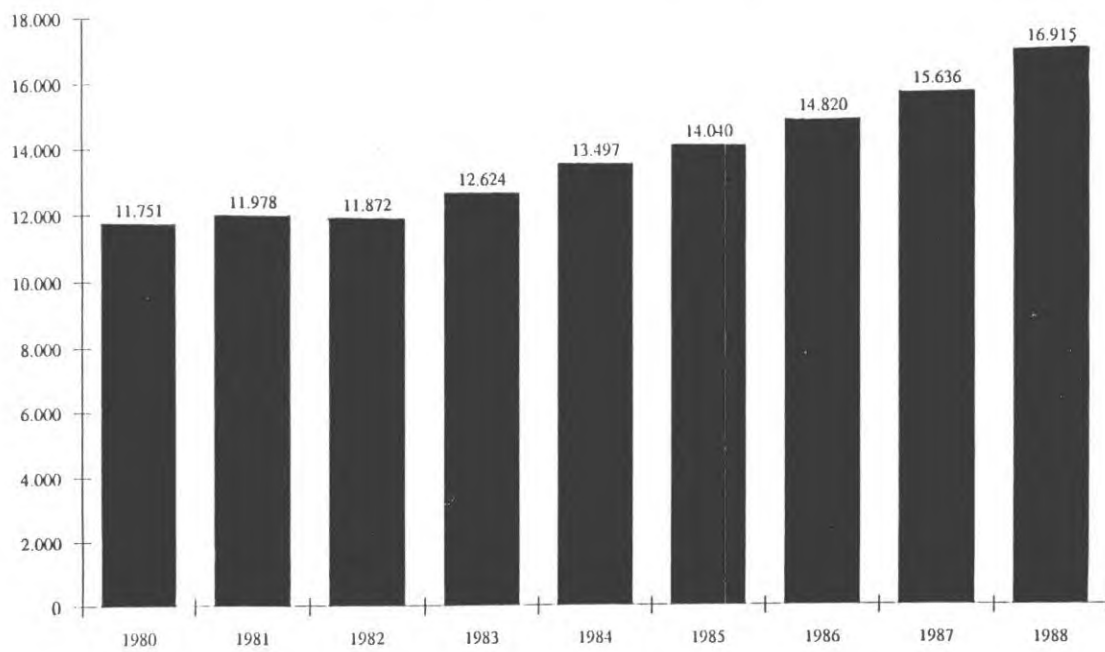


Figura 17





GENERACION DE ELECTRICIDAD EN CHILE



Fuente: ENDESA, Producción y Consumo de Energía en Chile, 1988.

Marco Legal y Regulatorio: La Importancia de las Reglas del Juego

Rafael A. Moscote
Jefe de División, Banco Mundial



Marco Legal y Regulatorio: La Importancia de las Reglas del Juego

Al comenzar esta presentación, lo hago mostrándoles este cuadro (Figura 1) en el que se indican los fondos que se requieren en los primeros años de la presente década para satisfacer las necesidades de energía eléctrica, conforme a lo pronosticado por los sectores eléctricos de cada uno de los países aquí representados. Estas cifras, que son altas en términos absolutos, lo son aún más al compararlas con las inversiones totales de los países ya que, típicamente, el sector eléctrico ha representado 8 a 10% del total de inversiones - públicas y privadas- en la Región y no hay razón para suponer que esa proporción cambie significativamente en el futuro.

La tesis principal que quiero planear aquí es que sería muy difícil proveer fondos en los montos requeridos y cerrar las brechas de financiamiento que se muestran, a menos que cambie fundamentalmente el enfoque tradicional de la mayoría de los países hacia el sector. Es menester modificar la relación que existe actualmente entre el gobierno y las empresas para que éstas tengan más libertad de acción y puedan obtener los fondos necesarios para sus inversiones. Lo principal del proceso de reforma sería reafirmar, modificar o, en algunos casos, incluso crear un marco regulatorio que permita descentralizar las operaciones del sector y atraer nuevos actores al escenario. Al mismo tiempo, debe asegurarse que los gobiernos conserven y mantengan su función rectora y desarrollen políticas sectoriales congruentes con las macroeconómicas.

Al modificar la forma de propiedad y de operación de las empresas, los gobiernos deberían tener en mente los siguientes objetivos: asegurar un suministro confiable de electricidad; aumentar la eficiencia empresarial; reducir la carga financiera y administrativa que pesa sobre el gobierno; reducir el nivel de la deuda pública; reducir el costo de la electricidad fomentando para ello al menos cierta competitividad; y proteger al consumidor del monopolio en un servicio básico. Para que todo esto sea posible, cada país deberá encontrar y mantener vigente la estructura organizativa más adecuada a su realidad.

El sector eléctrico de la mayoría de los países de la Región está organizado en forma monolítica, con pocas empresas grandes, sin competencias significativas y con entidades reguladoras débiles o inexistentes. Los logros de este modelo, que son importantes, son indicativos de las políticas, raramente explícitas, que los gobiernos, normalmente los dueños de las principales empresas, han tenido como guía de desarrollo



sectorial. El impulso a la construcción de centrales hidroeléctricas y la ampliación de los servicios de electricidad tanto en las zonas rurales como en las urbanas, particularmente en las áreas de bajos ingresos, se cuentan entre los logros más notables. Lamentablemente, no siempre se ha tomado en cuenta su costo. Y como hemos visto esta mañana, las consecuencias financieras no siempre han sido satisfactorias.

La crítica situación financiera de la mayoría de las empresas eléctricas del sector público es el principal indicador de que el modelo tradicional no se ha adaptado a las cambiantes circunstancias políticas y económicas. Si bien la situación es diferente en cada empresa y en cada país (Figura 2), en la mayoría de los casos ha sido necesario obtener aportes importantes del gobierno para realizar inversiones, para hacer frente al servicio de la deuda y, en algunos casos, incluso para las operaciones.

Estimamos que los gobiernos de América Latina y del Caribe han aportado conjuntamente, US\$45 mil millones de fondos públicos al sector entre 1980 y 1989. A pesar de ello, la mayoría de las empresas de este sector siguen encarando serias dificultades financieras. Tales dificultades apuntan a la conclusión ineludible de que la política de expansión de servicios, conjuntamente con los bajos precios, y la incapacidad de pronosticar acertadamente la demanda, los precios del petróleo, el costo del capital y de los proyectos han llevado a casi todas las empresas del sector a una posición insostenible. Esto apunta hacia la necesidad de considerar una revisión integral del convenio social que le ha dado al sector de la energía eléctrica su carácter y forma actuales.

En el transcurso de los años han aumentado las pérdidas técnicas y las financieras, en tanto que han disminuido los fondos provenientes de las operaciones para ampliar los sistemas, y en algunos casos ha bajado la calidad del servicio. Como consecuencia, es inevitable cuestionar si el

modelo tradicional de propiedad y administración de las empresas eléctricas realmente es capaz de garantizar el cumplimiento con los objetivos del sector: en primer lugar, que el servicio deberá prestarse al menor costo posible; en segundo lugar, que la calidad del servicio deberá ser cónsona con el grado de desarrollo económico del país; en tercer lugar, que las tarifas deberán tener como base el costo del servicio; y en cuarto lugar, que los recursos generados internamente, una vez satisfechos los gastos de operación y el servicio de la deuda, deberán cubrir un porcentaje importante de las necesidades de capital de inversión.

Como corolario, se llega a la conclusión de que los gobiernos de la Región y las entidades encargadas de prestar el servicio deberán examinar cuidadosamente los problemas actuales y determinar si es necesario modificar la organización y manejo del sector. Creemos que vale la pena estudiar a fondo dos materias importantes: la introducción del capital privado en el sector y el fomento de la competencia en el suministro eléctrico.

Con la ampliación de sus economías, los países han sido testigos de un crecimiento de proporciones geométricas en las necesidades de capital de sus respectivos sectores eléctricos. Este crecimiento sectorial ha dificultado la labor de los encargados de la asignación de los recursos públicos, ya que este sector es, por lo general, el mayor usuario del financiamiento y del crédito público. Por ejemplo, a principios de la última década, era común que el sector fuese responsable del 25% o más de la inversión pública.

En los dos o tres últimos años, muchos países han tenido una capacidad excedente de generación de energía eléctrica debido a la disminución del crecimiento económico y de la demanda de electricidad. Por consiguiente, han esperado cierto alivio financiero, olvidándose de que la reducción de las necesidades es sólo de corta duración: por un lado, es necesario comenzar a trabajar de inmediato en las centrales

que deben estar en funcionamiento antes de que acabe esta década; por la otra, el mantenimiento ha quedado a menudo relegado a un segundo plano y los recursos asignados para este fin se han mantenido artificialmente bajos debido a las presiones financieras. Por último, la expansión de los sistemas de transmisión y distribución no se ha mantenido al ritmo necesario para apoyar al crecimiento económico. Todo esto apunta a un nuevo período de intensa inversión, que probablemente ascienda a más de US\$130 mil millones para la Región entre 1990 y 1996 (Figura 3). ¿Pueden los gobiernos elevar o simplemente mantener sus niveles de participación a expensas de sus otras obligaciones? ¿Creemos que no!

La experiencia de las últimas décadas ha revelado muchas de las desventajas de la dependencia del sector en la propiedad y crédito estatales. A pesar de los esfuerzos que se han hecho y continúan haciéndose, no ha sido posible aislar al sector de las ineficiencias y preocupaciones políticas tradicionales de las burocracias gubernamentales. Los efectos de esto se han visto acrecentados por la necesidad de las autoridades de prestar atención preferente a los asuntos que deberían ser de rutina pero que muchas veces se han vuelto de urgencia como el financiamiento de corto plazo, el pago de planillas, los cobros, la facturación o el suministro de combustibles en lugar de dedicar tiempo y esfuerzo a establecer el marco regulador que determine los derechos y obligaciones de los usuarios, las políticas de personal, de instalaciones de capacidad, así como las operacionales y por encima de todo, la orientación general del sector.

La percepción generalizada entre los consumidores acerca de las ineficiencias del sector y las dificultades financieras que se han esbozado aquí subrayan la necesidad de buscar la forma de reducir, si es que no eliminar, los aportes gubernamentales. La manera de lograr esto es clara. En primer lugar, establecer una política adecuada de precios, lo cual eliminaría distorsiones y reduciría la demanda y por

consiguiente las necesidades de inversión; además al generarse utilidades, se generarían más recursos internamente. En segundo lugar, lograr una mayor eficiencia operativa, lo cual reduciría los costos. En tercer lugar, se puede tratar de disminuir la inversión, mediante el escogimiento cuidadoso y prudente de los proyectos; al hacerlo, deben considerarse las mejoras en la eficiencia en el uso de la energía y en el mantenimiento de las instalaciones existentes. Por último, pueden buscarse nuevas fuentes de financiamiento. Esta enumeración no representa opciones mutuamente excluyentes; por el contrario, son complementarias y, en la mayoría de los países, la solución al problema consistiría en una combinación de ellas.

Para llegar a un camino específico para cada país, es muy probable que los gobiernos tengan que revisar los objetivos sectoriales y modificar el marco jurídico e institucional en sus aspectos empresariales, comerciales y reglamentarios. Debe reconocerse la necesidad de que el entorno que afecta al sector estimule la eficiencia financiera y la responsabilidad empresarial, facilite la movilización de recursos y proteja al consumidor de las empresas monopolísticas, sean del sector privado, del sector público o mixtas.

Al examinar la historia del sector se concluye que fue precisamente la deficiencia o la inexistencia de un marco regulatorio la que provocó en muchos países la intervención masiva del gobierno en una actividad financiada predominantemente por inversionistas privados desde sus inicios hasta los años cincuenta. Es menester, entonces, que esta vez los gobiernos se cercioren de que son capaces de desarrollar y mantener un marco regulatorio satisfactorio. En este contexto, aparte de las demás ventajas, la participación del sector privado puede ser útil para crear una fuerza que ayude a preservar un entorno regulatorio razonable.

Este marco o, más bien, la normativa jurídica del cual emanaría debe estar constituido por



instrumentos básicos que regulen por lo menos los siguientes aspectos: las tarifas que pagan los consumidores y las que cobran los proveedores, el reconocimiento de la necesidad de un rendimiento justo para el capital sin necesariamente garantizarlo (es más, la regulación moderna tiene como base la competencia), disposiciones sobre pagos de dividendos sobre capital estatal, las entradas y salidas de empresas al sector y la obligación de asegurar que los planes de desarrollo del sector tengan como objetivo obtener los máximos beneficios para el país.

Una vez que se hayan establecido las normas y principios básicos, será necesario dictar reglamentos para su administración. Deberán ser lo suficientemente firmes para que los inversionistas se sientan protegidos contra cambios caprichosos pero a la vez flexibles para poder adaptarse rápidamente a las circunstancias tecnológicas, económicas y sociales. No es fácil establecer un marco regulatorio de esta índole y con toda seguridad no se puede hacer de un día para otro. Por el contrario, deberá contarse con un esfuerzo sostenido y coordinado y, huelga decirlo, con el apoyo decidido de la población,

sin el cual es muy poco probable obtener resultados exitosos.

A pesar de la importancia del marco regulatorio, es aún más importante que exista una autoridad reguladora que lo administre y haga cumplir las normas en forma transparente y uniforme. Dicha autoridad deberá ser independiente de las unidades operativas del sector, sin tener función empresarial alguna con respecto a ellas.

Con el fin de colaborar con los encargados de la política económica y darles elementos de juicio para revisar el marco regulatorio de sus respectivos países, hemos invitado a tres distinguidos oradores: al Sr. Charles Stalon, ex Comisionado de la Federal Energy Regulatory Agency (agencia regulatoria federal) de los Estados Unidos; a Sir Roger Douglas, ex Ministro de Hacienda de Nueva Zelandia; y a la Dra. Paulina Beato, ex Presidenta de REDESA, España, para que nos ilustren, con sus diversas experiencias y puntos de vista sobre los marcos jurídicos e institucionales, las reformas hechas o planeadas y los problemas que hoy afectan al sector de electricidad en sus respectivos países.

Figura 1
PERSPECTIVAS DE FINANCIAMIENTO
Proyecciones de los países
(millones US\$)

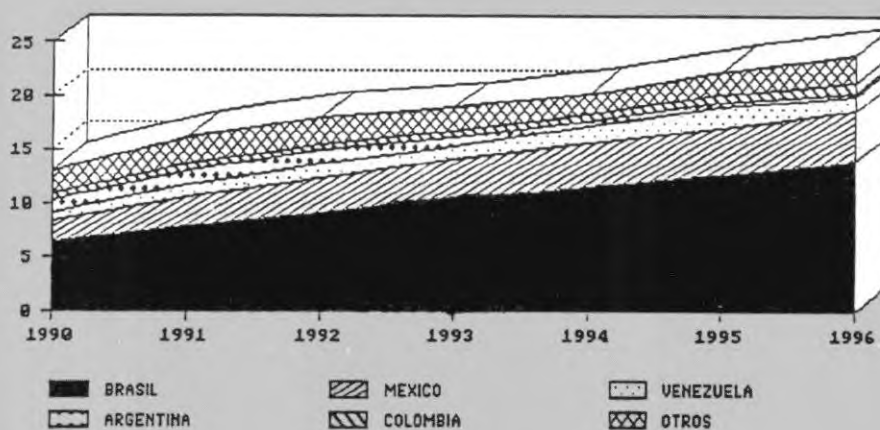
Pais	Período	Inversión	Brecha Financ.	Pais	Período	Inversión	Brecha Financ.
Argentina	1990-95	5,365	7,495	Haití	1990-96	300	166
Barbados	1990-96	117	81	Honduras	1990-96	266	261
Belize	1990-94	63	50	Jamaica	1990-94	441	289
Bolivia	1990-96	453	313	México	1990-96	24,770	9,322
Brasil	1990-94	45,440	33,925	Panamá	1990-96	605	350
Colombia	1990-96	4,783	6,498	Perú	1990-96	3,915	3,852
Costa Rica	1990-96	1,125	721	Rep. Domin.	1990-96	1,913	1,755
Dominica	1990-94	13	10	St. Vicent	1990-95	27	20
Ecuador	1990-94	654	457	Suriname	1990-96	153	153
El Salvador	1990-95	289	584	Trin. & Tob.	1990-94	129	44
Guatemala	1990-95	794	1,107	Uruguay	1990-96	655	359
Guyana	1990-96	152	124	Venezuela	1990-96	9,461	3,528

Figura 2
CONTRIBUCIONES GUBERNAMENTALES
(MILLONES US\$)

País	1980-84	1985-89
Argentina	935	1,748
Barbados	5	3
Belize	4	22
Bolivia	9	22
Brasil	4,617	7,089
Chile	211	607
Colombia	1,039	516
Costa Rica	152	51
Dominica	0	0
Ecuador	290	296
El Salvador	11	64
Guatemala	562	90
Guyana	NA	31
Haití	15	4
Honduras	163	40
Jamaica	22	25
México	10,920	5,582
Nicaragua	2	19
Panamá	0	0
Paraguay	0	0
Perú	1,352	2,099
República Dominicana	92	100
St. Vicent	0	0
Trinidad & Tobago	290	41
Uruguay	88	0
Venezuela	2,778	3,447
TOTAL	23,557	21,897

Figura 3

INVERSIONES
AMERICA LATINA Y EL CARIBE
(miles de millones de US\$ de 1989)



**Un Mayor Sistema
de Propiedad Privada:
El Sistema Regulador de Energía
de los Estados Unidos¹**

Charles G. Stalon²

Ex Comisionado, Comisión Federal
de Regulación Energética de los
Estados Unidos

9

Un Mayor Sistema de Propiedad Privada: El Sistema Regulador de Energía de los Estados Unidos

RESUMEN EJECUTIVO

La industria de energía eléctrica de los EE.UU. es una industria multiforme con múltiples organismos reguladores. No obstante, la asignación de responsabilidades entre los diversos organismos reguladores indica, con más claridad, los orígenes del sistema regulador que las necesidades y oportunidades tecnológicas de la industria actual. Por consiguiente, el presente debate sobre la reestructuración de la industria, con miras a facilitar la evolución de mercados energéticos eficientes y competitivos y el ingreso relativamente libre de generadores energéticos no pertenecientes a empresas de servicios públicos, está necesariamente acompañado por un debate sobre la reestructuración del sistema regulador. Debido a los considerables poderes de regulación que residen, actualmente, en los gobiernos estatales, una tecnología de transmisión que debe contar con los puntos de vista federales o regionales para la planificación y construcción de líneas de transmisión, y una tradición política de incremento progresivo de la legislación en esta industria crucialmente importante y compleja, ambos debates son confusos y no están bien orientados. Según un reciente informe, el Congreso de los EE.UU. tiene ante sí, en la actualidad, más de 130 proyectos de ley y 11 resoluciones referentes a aspectos energéticos. Muchos de estos proyectos de ley incluyen propuestas para cambios importantes tanto en la industria de energía eléctrica como en su estructura reguladora.³

La mejor manera de comprender el sistema de regulación energética de los EE.UU. es considerar sus orígenes, los cuales se manifiestan más explícitamente en los sistemas reguladores de cada estado. Las regulaciones económicas estatales, en su forma actual, se crearon por medio de una solución transaccional en la primera década de este siglo. Con esa solución, las instancias reguladoras, aunque no todos sus aspectos, pasaron de los gobiernos municipales a los gobiernos estatales. Esa solución intermedia ha perdurado. Los elementos esenciales de la solución crearon un modelo para la regulación federal de la energía cuando se la puso en práctica, inicialmente, en la década de los treinta. Esta tiene cuatro características decisivas: 1) la energía proveniente de monopolios privados recibe aprobación estatal; 2) el estado controla los precios y condiciones de la empresa monopolística; 3) el instrumento de control estatal es un organismo "independiente"; y 4) el poder discrecional del organismo es limitado y sus decisiones pueden ser revisadas por los tribunales estatales y federales.

Estos organismos, que suelen denominarse comisiones de



empresas de servicios públicos (PUCs), adquirieron determinadas características institucionales que limitan su eficacia en ciertos aspectos y las acrecientan en otros. Las comisiones reguladoras independientes federales han adquirido características análogas, cinco de las cuales deben señalarse: 1) suelen fomentar una propensión a la pasividad y a decidir según las normas y no con un criterio de liderazgo e innovación; 2) dan una mayor importancia a las definiciones de equidad sustantiva que fomentan la resistencia al cambio; 3) dan una mayor importancia a las definiciones de equidad de procedimientos, por las cuales impiden que haya acceso a las fuentes de información necesaria o pierden control de éstas; 4) se resisten a enunciar los objetivos de sus operaciones; y 5) se resisten a tomar parte en asuntos, especialmente de índole técnica, que exigen información en tiempo real o cuasireal.

Las mejoras tecnológicas logradas en los años veinte y treinta, especialmente en tecnologías de transmisión, condujeron a la intervención federal en la regulación de la energía en los años treinta, con el objeto de mantener y complementar la regulación de las PUCs. El hecho de que las empresas privadas que ofrecen servicios al público no atendieran a las zonas rurales a satisfacción del Congreso, también desembocó en la subvención federal de las cooperativas rurales y en una considerable intervención de los gobiernos federales en la transmisión y generación de energía, especialmente de energía hidráulica. Como resultado de ello, la industria eléctrica adquirió una mayor complejidad organizativa y nuevos reguladores. Los nuevos adelantos tecnológicos condujeron a reiteradas y cada vez mayores medidas federales en los años cincuenta, sesenta y setenta, medidas que, en algunos casos, complementaban las regulaciones de las PUCs y en otros las suplantaban. En particular, se estimuló el establecimiento de entidades "voluntarias" semireguladoras, cuasipúblicas, creadas por la industria para facilitar la utilización eficiente de las redes de transmisión interconectadas multiestatales que se iban creando. Entonces, se volvieron más

frecuentes las tensiones jurisdiccionales entre los reguladores federales y estatales.

En la Ley de Políticas Reguladoras de las Empresas de Servicios Públicos (PURPA) de 1978, el Congreso rompió en gran medida con las prácticas del pasado y proclamó un gran interés federal en la industria energética. Pero, otorgó nuevos poderes a los reguladores federales solamente en pocos aspectos. Algunos de esos nuevos poderes han resultado constructivos, aunque no parecen ser suficientes para orientar la reestructuración actualmente contemplada. Todavía no ha concluido la tarea congresista de otorgar poderes reguladores y de designar a quienes se encargarán de llevar adelante su declaración de interés de 1978.

En la última década, ha habido iniciativas reformistas concebidas para reestructurar la industria, el sistema regulador, o ambos, por parte de reguladores federales y estatales y gobernadores de estados. La mayoría de estas iniciativas han sido constructivas en cuanto enseñan a otros la necesidad de reformas y la complejidad de dichas reformas, aunque es poco lo que han logrado. No obstante estos antecedentes, el mercado energético mayorista sigue creciendo en importancia relativa, sigue aumentando la importancia relativa de los generadores que no son empresas de servicios públicos, y seguirá aumentando la insistencia de los generadores que son empresas de servicios públicos y de los generadores que no lo son en obtener acceso a los servicios de transmisión. Una predicción plausible es que cada cámara del Congreso aprobará proyectos de ley para introducir cambios tanto en la industria como en su sistema regulador durante este año, y que en 1992 se llegará a aprobar una ley transaccional. Pero, la tradición parece indicar que continuará el incremento progresivo de la regulación, porque los poderes reguladores transferidos de las PUCs a los reguladores federales representarán el mínimo necesario para alcanzar objetivos inmediatos. De esta manera, el sistema regulador de energía en los Estados Unidos seguirá siendo complejo y poco adecuado a la tecnología de la industria.

I. PALABRAS PRELIMINARES

Las empresas de servicios públicos norteamericanas tienen muchos organismos reguladores. Los principales reguladores económicos a nivel federal son: la Comisión Reguladora Energética Federal (FERC), el Departamento de Energía (DOE), la Comisión de Valores y Bolsas (SEC), la Administración de Electrificación Rural (REA) y la Agencia para la Protección Ambiental (EPA). En el ámbito estatal, funcionan comisiones de las empresas de servicios públicos (PUCs), los organismos de planificación energética estatal,⁴ las entidades encargadas de emplazamientos y las EPAs estatales. Este sistema regulador es el resultado de un proceso legislativo evolutivo en el cual tanto los legisladores federales como estatales procuraron, constantemente, responder a las oportunidades ofrecidas por las nuevas tecnologías y a los problemas planteados por las tensiones creadas en lo orgánico-funcional, con una alteración mínima del sistema regulador y de la estructura industrial vigentes en ese entonces. Por tanto, el actual sistema regulador no es, ni mucho menos, el que probablemente habría si un funcionario que define políticas hoy en día aplicara principios económicos y políticos fundamentales prescindiendo de lo anterior.⁵ Las deficiencias del sistema han exigido cambios durante más de una década; estos cambios, que parecen menores en abstracto, parecen radicales para los participantes conscientes del precario equilibrio existente entre la división del trabajo de los organismos reguladores y la importancia del poder político del cual gozan las empresas eléctricas de propiedad inversionista (IOUs) y las empresas eléctricas de propiedad pública (POUs), sustentado en los estados. Las presiones ejercidas para cambiar el sistema ya parecen ser lo suficientemente fuertes como para provocar una respuesta del Congreso. Parece probable que este año cada cámara del Congreso aprobará cambios importantes, tanto en la estructura industrial como en la estructura reguladora, y que estos cambios se promulgarán como leyes en 1992.

Ya que las empresas eléctricas de propiedad inversionista (IOUs) generan alrededor del 76% de la energía en los EE.UU. y atienden a un 75% de los clientes de energía, convendría describir primero el sistema que se ha ido formando para regular ese sector de la industria.⁶ El análisis podría complicarse, posteriormente, al tomar en cuenta lo siguiente: 1) las empresas de propiedad pública (POUs) y sus reguladores; 2) los generadores que no son empresas de servicio público (NUGs); y 3) las entidades "voluntarias" cuasiautónomas y cuasireguladoras creadas para normar determinados aspectos de las actividades de las empresas de servicios públicos. Las principales conclusiones que se sustentarán aquí son:

1. La actual división del trabajo entre los organismos reguladores debe criticarse por no haber alentado a las IOUs y POU's para que construyan instalaciones de transmisión adecuadamente emplazadas y de la clase necesaria para explotar eficientemente las oportunidades ofrecidas por las actuales tecnologías. Una de las oportunidades señaladas con mayor frecuencia es que un mercado energético mayorista competitivo muy probablemente daría lugar a precios más eficientes. La segunda oportunidad es que, en un sector generador mayormente desregulado, las centrales generadoras muy probablemente serían emplazadas y construidas con un criterio de mayor eficiencia.

2. Según la actual ley federal, la industria eléctrica ya no se considera como un conjunto de industrias estatales con repercusiones menores en el comercio interestatal. En la legislación federal sancionada por la Corte Suprema, la industria se considera como una industria interestatal, por lo cual está sujeta al control federal en casi todos los ámbitos de interés. Sin embargo, por razones históricas, los poderes reguladores federales son sumamente limitados. Los organismos reguladores del aspecto económico de los IOUs siguen siendo las comisiones de empresas de servicios públicos.⁷



3. Se necesita liderazgo para incentivar una estructura industrial y una división del trabajo entre los reguladores más defendibles. El Congreso no ha impuesto un claro mandato de liderazgo a ningún organismo federal. A falta de un mandato del Congreso en tal sentido, incumbe al DOE y a la FERC liderar la transición de esa industria, en la medida en que esto lo pueda hacer un organismo federal. Sus poderes para asumir el liderazgo en los ámbitos donde este es necesario son ambiguos pero no son insignificantes.⁸

4. Es casi seguro que, en el curso de esta década, habrá una importante reasignación de las facultades reguladoras ya sea en favor de organismos federales o de organismos regionales por crearse. Es casi seguro que, en la década de los noventa, también habrá una reestructuración considerable de la industria energética, a medida que los generadores que no son empresas de servicio público y los mercados mayoristas de energía vayan cobrando mayor importancia.

El resto de este documento está organizado como sigue: La Parte II presenta una reseña del sistema regulador de los Estados Unidos y los objetivos múltiples y, a veces, conflictivos de la regulación económica. Esta fue evolucionando a partir de lo que era principalmente una cuestión de interés municipal, pasó por el período en que fue una cuestión de interés estatal y llegó a la situación actual en que mucho se reclama una reestructuración de la industria y mayores poderes reguladores para el gobierno federal. La Parte III presenta una visión general de los desenvolvimientos de la industria, desde la Segunda Guerra Mundial, que han intensificado las presiones para medidas reguladoras federales que desplacen o complementen las regulaciones estatales. La Parte IV describe la Ley de Políticas de Regulación de las Empresas de Servicios Públicos de 1978 (PURPA), un momento decisivo de la afirmación federal de su interés en la industria eléctrica. Entre otros aspectos, la PURPA exige que las empresas de servicios públicos⁹ compren energía de cogeneradores y pequeños productores de energía que reúnan ciertos requisitos. La Parte

VI, que es el meollo de este trabajo, describe la industria tal como es ahora y resume el actual debate sobre la estructura de la industria, la estructura reguladora y las funciones de liderazgo. La Parte V se aventura a hacer un pronóstico respecto de cómo evolucionará la regulación en el futuro.

II. LOS ORIGENES DEL ACTUAL SISTEMA REGULADOR

Los orígenes de la regulación municipal y estatal. Los gobiernos municipales fueron los primeros reguladores de las compañías eléctricas y siguen siendo importantes reguladores para muchas compañías, tanto las de propiedad pública como las de propiedad inversionista. Mediante el ejercicio de la facultad municipal para exigir que las empresas que prestan servicios públicos obtengan una concesión comercial antes de prestar servicios en una ciudad, siguen ejercitando poderes reguladores sobre el emplazamiento de las líneas de distribución, las estaciones de transformación y las centrales generadoras en las zonas urbanas. Muchas de las primeras compañías eléctricas deseaban tener poderes monopolísticos, por cuya razón fomentaban el empleo de derechos de concesión para las compañías eléctricas, a cambio de lo cual la compañía aceptaba la obligación de prestar el servicio. En resumidas cuentas, las compañías procuraron y obtuvieron una concesión comercial monopolística aprobada por el gobierno. Para la ley, estas se convirtieron en empresas de servicios públicos.

A diferencia de otras unidades de gobierno, los gobiernos municipales constituyeron reguladores lógicos de estos monopolios concesionarios por muchas razones: 1) Los primeros sistemas actuales atendían pequeñas áreas, por lo que el gobierno municipal podía sostener que representaba a todos los clientes; 2) muchos de estos primeros sistemas eran de propiedad municipal y, lo que probablemente es lo más importante, 3) todas las compañías eléctricas, cualquiera que fuera su forma de propiedad, utilizaban bienes pertenecientes a los municipios, tales como el espacio aéreo por

encima de y/o el espacio subterráneo por debajo de las calles, callejones, veredas y parques de propiedad municipal. La legitimidad política de la regulación municipal se debilitó considerablemente cuando las empresas de servicios eléctricos públicos, explotando la física de la corriente alterna, crecieron para atender a los clientes municipales y rurales a partir de esa propiedad común. En la década que inició el siglo XX, una coalición de reformistas progresistas y dirigentes de la industria¹⁰ convencieron a muchos estados para que sustituyeran la regulación municipal con la regulación estatal de las IOUs. Lógicamente, en la mayoría de los estados, los gobiernos municipales pudieron continuar regulando las empresas de servicios públicos pertenecientes a los municipios en casi todos los aspectos de sus actividades y continuar regulando las actividades de las IOUs en aquellas actividades que afectaban, directamente, a la propiedad municipal. Sin embargo, la mayoría de los ámbitos de la regulación económica residían en un organismo estatal, casi siempre denominado la comisión de empresas de servicios públicos (PUCs).¹¹

Características esenciales de la regulación PUC. La solución transaccional creada por las partes en conflicto ha resultado perdurable y todavía tiene muchísima vigencia. Los organismos reguladores federales han reflejado, frecuentemente, ese mismo ánimo de transacción, por lo cual merece explicarse. La transacción tiene cuatro características cruciales.

1. La propiedad privada de las empresas eléctricas con amplios poderes monopolísticos protegidos y potenciados por el gobierno se acepta como una forma u organización conveniente, cuando las economías de escala pueden explotarse más eficientemente de esta manera que mediante la concurrencia en un mercado no regulado.

2. Un control completo de los precios de las empresas eléctricas, de la calidad de la energía producida y de la estructura financiera, control que reside en un organismo estatal "independiente".

3. "Independencia" significa que el organismo tiene una composición múltiple; sus integrantes (llamados, generalmente, comisionados y, ocasionalmente, miembros de la junta o jueces) reciben mandatos fijos y de plazo moderado (4-6 años), a veces escalonados, a fin de que los comisionados tengan alguna protección de las presiones políticas coyunturales.¹² Independencia también significa que el organismo cuenta con un personal de expertos técnicos quienes deben responder directamente, de acuerdo con la función pública y las limitaciones del procedimiento jurídico, a los comisionados.¹³

4. El poder discrecional del organismo está limitado por la legislación habilitante y las interpretaciones constitucionales, con el objeto de: 1) brindar a cada empresa amplias oportunidades para presentar pruebas y argumentos encaminados a persuadir al organismo de la opinión que tiene la empresa sobre lo que le conviene a ella y le conviene al público; 2) exigirle al organismo que permita a la empresa, si está eficientemente administrada, a devengar una rentabilidad "justa y razonable" por los activos dedicados a los servicios públicos; y 3) garantizar el derecho de las empresas de servicios públicos de presentar apelación ante los tribunales estatales y federales para que se revisen las decisiones de las PUCs. Este derecho ha sido de enorme importancia para las empresas. En la práctica, la regulación económica ha sido una actividad conjunta de las PUCs y de los tribunales de justicia.

Hacia mediados de los años veinte, la mayoría de las empresas de servicios públicos estaban funcionando como monopolios sancionados por los estados y con la obligación general de prestar servicios a todos los clientes de su territorio a precios aprobados por las PUCs. Esas empresas eléctricas tenían que rendir cuentas a las PUCs por la mayoría de los aspectos de sus actividades. Cuarenta y nueve estados tienen PUCs en la actualidad. Las dos últimas, en Texas y Minnesota, se crearon en la década de los setenta. La única excepción, Nebraska, no tiene IOUs que regular. Todas sus empresas eléctricas son de propiedad



pública. En algunos casos, por ejemplo la ciudad de Nueva Orleans, las municipalidades complementan o sustituyen, localmente, a la PUC estatal.

Las PUCs desarrollaron determinadas características institucionales que han resultado perdurables. Puesto que muchas de estas características también se desarrollaron en los organismos reguladores federales e independientes compuestos por múltiples integrantes y porque algunas de estas características son obstáculos para mejorar la eficiencia en la industria, vale la pena examinar cinco de estas comisiones:

1. Las PUC tienden a ser excesivamente judiciales. A las PUCs y a la FERC a menudo se las denomina organismos cuasijudiciales, recalando así que la determinación judicial constituye una parte importante de sus funciones. Pero, el término "cuasi" denota otras funciones. Por cuanto estas funciones incluyen la formulación de leyes y su aplicación, estos organismos podrían llamarse organismos cuasilegislativos o cuasoadministrativos. El hecho de que se los suele designar con el nombre de cuasijudiciales y de que los otros dos nombres poco se emplean para designarlos, indica una importante verdad. Hay dos características de la adopción de decisiones cuasijudiciales que merecen mencionarse:

a. Las tradiciones cuasijudiciales incluyen un enorme respeto por la pasividad de quienes son responsables de la adopción de decisiones. Aun cuando las funciones propias de un juez son las de resolver cuestiones, definir objetivos, orientar la exhibición de datos, determinar los plazos y especificar la pertinencia de la información que se recabará y aun cuando esto no está consagrado en los EE.UU., una posición que goza de amplio apoyo hace hincapié en la conveniencia de la pasividad judicial.¹⁴ Un criterio purista de la pasividad se planteó de la siguiente manera:

"El sistema adversario depende de que una autoridad neutral y pasiva, con facultades decisorias, determine judicialmente las contro-

versias, una vez que estas hayan sido ventiladas por los adversarios en un procedimiento contencioso. Se da por sentado que dicha autoridad se abstendrá de formar cualquier juicio hasta que haya concluido el contencioso y que está prohibida de participar activamente en recabar pruebas o en dirimir controversias."¹⁵

La pasividad es especialmente deseable para los comisionados que no pueden ponerse de acuerdo sobre políticas y que pueden adquirir o no adquirirán los conocimientos para especificar objetivos funcionales para el organismo.¹⁶ Pese a que la FERC y las PUC no se han entregado totalmente al ideal de la pasividad, el ideal ejerce una influencia primordial sobre la FERC y las PUCs en los principales estados industriales.¹⁷

b. Las tradiciones cuasijurídicas desalientan la promulgación de objetivos funcionales. La mitología norteamericana desalienta a los jueces de enunciar políticas, como no sean las del "debido procedimiento legal" y la "interpretación de la ley". Por ello, no es sorprendente que los organismos que dan importancia a la determinación judicial también tienden a resistirse a la formulación de objetivos funcionales. Tal como los tribunales, estos organismos ceden a la tentación de perpetuar la mitología de que solo están "ejecutando la voluntad de la legislatura".¹⁸

2. Las PUCs dan importancia a la "equidad" sustantiva. Aunque los términos "justo" y "equitativo" se emplean con frecuencia en las órdenes de los organismos reguladores, pocas veces se los define. Estos términos sirven más comúnmente para designar una decisión adoptada por el organismo. De todos modos, estos términos han ido adquiriendo determinados significados de clara comprensión. Es casi universal que en los organismos que regulan el aspecto económico, se considera "injusto" privar a alguien de un beneficio contractual en el statu quo sin un abundante "debido procedimiento legal".¹⁹ Este primer elemento de la equidad sustantiva puede denominarse equidad en "statu quo". En contrapeso con este "principio" normativo hay otro principio: a

saber, la existencia de suficientes oportunidades procesales para que la parte privada de tales beneficios convenza al organismo de que los proteja puede crear una "equidad" procesal tan abundante que el organismo podría privar a alguien de un beneficio semejante y llamar al resultado "justo".²⁰

El segundo elemento constitutivo de la equidad sustantiva puede llamarse la equidad "distributiva". Según esta norma, los precios deberán fijarse de tal modo que una administración razonablemente competente de una empresa regulada puede esperar, mediando el tiempo, la recuperación de sus costos del servicio (medidos generalmente por el costo original menos la cantidad acumulada asignada para la recuperación del capital) más una tasa de rendimiento razonable por los activos dedicados al servicio público. La norma de equidad distributiva introduce una modificación apreciable en el objetivo de eficiencia, pero su efecto compensatorio ha sido aceptado durante mucho tiempo.²¹ Pese a que ninguno de estos dos objetivos de equidad sustantiva es absoluto, el último se aproxima a serlo. Quienquiera que propugnara un cambio tendiente a infringir alguna de estas normas sin prometer beneficios considerables a cambio de ello sería imprudente.

3. Las PUCs dan importancia a la "equidad" de los procedimientos de decisión.

Un objetivo que goza de enorme respeto en casi todos los organismos de regulación económica es el de que haya procedimientos "equitativos" para cualquier decisión. Los organismos de regulación económica deben adoptar decisiones que puedan considerarse tanto "correctas" como "legítimas". Aunque estos no son objetivos independientes, por ejemplo una decisión que es sustancialmente correcta contribuye a la defensa de su legitimidad, hay una fuerte propensión a legitimar las decisiones mediante procedimientos de decisión. No es sorprendente que, por la enorme influencia de los abogados en los organismos reguladores y porque los tribunales son los primeros críticos de los organismos, muchos organismos han recurrido a los procedimientos seguidos por los tribunales

como modelos de equidad procesal.²² Por consiguiente, "los procedimientos equitativos en los organismos reguladores federales y en la mayoría de los grandes estados se han vuelto complicados y lentos."²³ Lo que es más, por cuanto las cuestiones económicas y financieras tratadas por los organismos de regulación económica son complejas y los organismos rara vez apoyan explícitamente objetivos sustantivos, el buscar la legitimidad mediante procedimientos de decisión engorrosos pocas veces produce decisiones oportunas.

4. Las PUCs pocas veces definen la eficiencia económica como un objetivo principal pero si enfatizan que deben evitarse ineficiencias económicas mayores.

Basándose en la experiencia, quienes observan la regulación económica en los EE.UU. han llegado a la conclusión de que la eficiencia económica no constituye el objetivo principal de la mayoría de los organismos reguladores.²⁴ Una declaración en sentido negativo se ajusta más a la realidad que una declaración en sentido positivo; es decir, un examen del comportamiento de los reguladores demuestra el deseo generalizado de evitar ineficiencias económicas de tal magnitud que puedan poner en apuros a ellos mismos, a la administración de la cual forman parte y/o a las compañías sujetas a su regulación.²⁵ De esta observación, la conclusión adecuada sería que quienes participan en las decisiones del organismo deben actuar como si la eficiencia económica fuera un objetivo importante. De no hacerlo, sería arriesgar la creación de ineficiencias de gran magnitud y que pueden evitarse.

5. Las políticas de las PUCs deben ser administrativamente factibles, lo cual generalmente significa que deben ser administrativamente sencillas.

Ya que los procedimientos encaminados a una decisión equitativa tienden a ser procedimientos en los cuales tanto la secuencia cronológica como el contenido de la información recibida no están bajo el control de los reguladores, existen serias limitaciones en cuanto a los programas que



pueden llevar a cabo los reguladores. Por ejemplo, no es posible ejecutar programas que obligan a los reguladores a adoptar decisiones rápidas en circunstancias en las cuales pelagra la equidad del statu quo.

La función de la regulación de la “base tarifaria”. Casi desde su implantación, las PUCs se han basado sustancialmente en un modelo de “base tarifaria” para la regulación económica. Puesto que la FERC también ha adoptado este modelo y el modelo ha sido objeto de severas críticas por fomentar precios ineficientes en los servicios eléctricos públicos, especialmente en los servicios de transmisión, conviene hacer una recapitulación de las principales características del modelo. El modelo hace una proyección de los costos del servicio, incluidos los costos de depreciación, para la prestación de servicios durante el período en cuestión, agrega una tasa de rentabilidad razonable por los activos utilizados para producir los servicios sujetos a regulación (la base tarifaria) y determina el monto de los ingresos totales necesarios. Si la empresa vende a precios minoristas en dos o más estados o vende a precios minoristas y también mayoristas, los reguladores asignan el monto de ingresos necesarios repartiéndolo entre las diversas jurisdicciones. Luego, hay una repartición entre las diversas clases de clientes de la empresa en esa jurisdicción y entre los servicios brindados por la empresa a cada clase de cliente. Entonces, los reguladores determinan los precios (tarifas) para la recuperación de los ingresos necesarios que han sido asignados a cada clase y a cada servicio.²⁶ Estas prácticas dan lugar a precios ineficientes porque:

1. Los costos tienden a definirse como costos originales, es decir, la inversión efectiva de la empresa. Por consiguiente, en una sociedad inflacionaria, los precios tienden a ser inferiores a los precios de eficiencia y, en épocas de grandes cambios tecnológicos, los precios tienden a ser superiores a los eficientes.

2. Los costos de capital tienden a asignarse a lo largo del tiempo sin considerar las condiciones de la demanda. Por tanto, en igualdad de circunstancias, los precios tienden a ser inferiores a los precios de eficiencia cuando hay una alta utilización de la capacidad y tienden a ser superiores a los eficientes cuando hay una baja utilización de la capacidad.

3. La asignación de los ingresos necesarios a las diversas jurisdicciones, clases y servicios tiende a reflejar consideraciones de “equidad” más que de “eficiencia”. Por consiguiente, los precios y las estructuras de precios tienden a ser insensibles a los cambios en la demanda, a las mejoras en el metraje y aun a las fuerzas competitivas externas; por ejemplo, el precio de los combustibles sustitutos.

Los orígenes de la regulación de las empresas federales de servicios eléctricos públicos. A la vez que se iban generalizando las transacciones entre empresas y estados, debido a las mejoras en las tecnologías de generación y transmisión, los reguladores estatales trataban de imponer controles sobre las ventas de las empresas a los clientes en otros estados y sobre las compras que las empresas efectuaban en otros estados. En 1927, la Corte Suprema de los Estados Unidos sostuvo que esos controles estatales sobre las transacciones mayoristas entre estados imponían una carga directa al comercio interestatal, violando así la Cláusula de Comercio de la Constitución.²⁷ La Corte Suprema parecía estar motivada por dos inquietudes obvias y conexas: la eventualidad de que las PUCs sean localistas en su criterio y la posibilidad de determinaciones conflictivas de las varias PUCs. Al limitar la capacidad de los estados para regular las transacciones interestatales de las empresas, la decisión creó un vacío legal. Las PUCs parecían estimar que las transacciones mayoristas entre estados necesitaban una regulación para proteger a los abonados minoristas del poder monopolista de la empresa; sin embargo, la corte sostuvo que la regulación de esas transacciones estaba prohibida según la Constitución de los Estados Unidos.



para determinar los precios de los servicios de transmisión interestatales desagregados y tienen una autoridad discutible para ordenar a una IOU que preste servicios de transmisión interestatal desagregados.³⁹ Pero, muchas sí tienen autoridad para exigir la construcción de líneas de transmisión y para determinar el emplazamiento de esas líneas. También tienen facultades para negar a una IOU el derecho de construir líneas de transmisión. En esta época de NIMBY (no es de mi incumbencia), esta facultad para negar la certificación de las líneas de transmisión, cuyos principales beneficiarios se encuentran en otro estado, es una facultad que amenaza con disminuir la eficiencia de la red de distribución eléctrica hasta muy por debajo de su potencial.

El apoyo federal para la expansión del poder público. En los años treinta, mientras que el gobierno federal actuaba para restablecer los erosionados poderes reguladores de las PUCs sobre las IOUs, también estaba actuando para ampliar la participación de las POUs. Los programas produjeron innovaciones perdurables: 1) Proyectos de cuencas hidrográficas cuyos objetivos primordiales eran la producción de electricidad, el control de inundaciones y la creación de áreas de esparcimiento. El prototipo era la Autoridad del Valle del Tennessee (TVA). 2) Se crearon organismos dedicados a la venta de energía (PMAs) para que vendieran energía de los proyectos hidroeléctricos realizados por la Corporación de Ingenieros del Ejército y por el Departamento del Interior. 3) Se fomentó la electrificación rural mediante enormes subsidios a las cooperativas eléctricas rurales. Para estas últimas, los subsidios adoptaron la modalidad de préstamos a bajo interés y el derecho de comprar energía a la TVA y a los PMAs a precios comparativamente bajos. Por cuanto la regulación económica se consideraba, principalmente, como un mecanismo para mantener los precios a niveles reducidos y no para obtener precios eficientes, la regulación de tipo PUC no se impuso a esos organismos. La TVA se constituía como un organismo que se regulaba a sí mismo y las PMAs eran organismos del poder ejecutivo. Solamente las

cooperativas rurales estaban sujetas a las regulaciones, aunque pocas, de la Administración de Electrificación Rural del Departamento de Agricultura. Ya que la TVA y las PMAs y las compañías de generación y transmisión creadas por las cooperativas rurales construían líneas de transmisión para sus propias necesidades y las interconectaban con las líneas de transmisión de las IOUs, las redes de transmisión se convirtieron en entidades económicas sobre cuyas actividades ningún organismo regulador tenía autoridad fiscalizadora. Por ende, las redes fueron creciendo progresivamente como pares de empresas de servicios públicos interconectadas para su beneficio mutuo.

III. LA INTERCONECTIVIDAD Y LA REGULACION FEDERAL: UNA RELACION SIMBIOTICA

Las economías en la utilización de generadores, las cuales habían motivado, al menos en parte, muchas de las fusiones horizontales de las décadas de los veinte y treinta, siguieron motivando esas fusiones en la época posterior a la Segunda Guerra Mundial. Como complemento a esas fusiones y, muchas veces, para sustituir a las fusiones donde la PUHCA o la opinión pública eran un factor de disuasión o donde el carácter de propiedad pública de las empresas impedía su fusión, se realizaron interconexiones entre empresas.⁴⁰ En la época de posguerra, tuvo lugar una cantidad cada vez mayor de conexiones entre las empresas, no solo entre las IOUs sino también entre las IOUs y POUs. No es sorprendente pues, que muchas de esas interconexiones conectaban las IOUs y/o POUs de diferentes estados. Hubo dos consecuencias lógicas de esas interconexiones: 1) el crecimiento del comercio de energía entre las empresas y 2) el aumento de la explotación mancomunada de energía. Una gran parte de estos "pools" energéticos comprendían a las IOUs de diferentes estados y muchas contenían tanto IOUs como POUs.⁴¹

Ya en los años cincuenta, el gobierno federal actuó para incentivar esas interconexiones y esas

El Congreso salvó este vacío legal mediante la promulgación de la Ley Federal de Energía de 1935 (FPA).²⁸ Esta Ley constituía una parte de un sistema de regulación de tres partes aplicable a las IOUs. Tenía el claro propósito de complementar la regulación estatal y volverla más eficaz. En la FPA, el Congreso otorgaba a la Comisión Federal de Energía (FPC), predecesora de la FERC,²⁹ autoridad para regular la "transmisión de energía eléctrica en el comercio interestatal y la venta de dicha energía en el comercio interestatal".

Este esfuerzo para preservar el alcance existente de la regulación estatal fue fortalecido por el otro elemento constitutivo importante de la Ley de 1935, La Ley de Compañías Holding de Servicios Públicos (PUHCA).³⁰ Antes de esta legislación, la efectividad de las PUCs estatales se había erosionado por la fusión horizontal de las empresas de servicios públicos, las imposibilidades legales y prácticas de las PUCs para penetrar en las complejas estructuras de las compañías holding y por las prohibiciones legales contra el control estatal de las relaciones entre las compañías matrices y sus subsidiarias reguladas por los estados. La Ley PUHCA asignó a la Comisión de Valores y Bolsas (SEC) el mandato de dismantelar algunas compañías holding de servicios públicos y de regular la estructura corporativa y financiera de aquellas cuya supervivencia se permitía. Las leyes PUHCA y FPA lograron restablecer la eficacia de las PUCs. Hoy en día, las PUCs son una fuerza reguladora poderosa en la mayoría de los estados, y su órgano nacional, la Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de las Empresas de Servicios Públicos (NARUC) tiene una representatividad poderosa en la formulación de la política nacional.³¹

Tres disposiciones de la FPA describen, con bastante acierto, la división del trabajo entre los reguladores federales y estatales.³²

1. Impone regulaciones federales a la "transmisión de energía en el comercio interestatal y a la venta de dicha energía al por mayor en el comercio interestatal".³³ Pero, saca la conclusión de

que "esa regulación Federal [se hará] extensiva solo a aquellas cuestiones que no están sujetas a la regulación estatal".³⁴

2. Afirma que los reguladores federales "no tendrán jurisdicción [con algunas excepciones menores] sobre las instalaciones utilizadas para la generación de energía eléctrica o sobre las instalaciones utilizadas para la distribución local o solamente para la transmisión de energía eléctrica en el comercio interestatal, o sobre las instalaciones para la transmisión de la energía consumida enteramente por el transmisor."³⁵ Las excepciones cuando no hay emergencias son 1) la autoridad otorgada por la sección 210 para ordenar interconexiones y el incremento de la capacidad de transmisión que sea necesaria para realizar el propósito de la interconexión y 2) la autoridad muy limitada, conforme a la sección 211, de ordenar el uso rotativo y cualquier incremento de la capacidad que fuere necesario para realizar el propósito del uso rotativo.

3. Otorga a la FERC atribuciones para crear y hacer observar las normas de contabilidad aplicables a las IOUs.

4. Deniega a la FERC toda jurisdicción sobre las POUs.³⁶

En resumen, la jurisdicción de la FERC incluye la determinación del precio de la energía vendida por las IOUs y los IPPs para la reventa y la determinación del precio de los servicios de transmisión interestatales "desagregados" de las IOUs. Además, y lo que es de especial interés para los actuales debates sobre la reestructuración, la FERC, bien que tiene plena autoridad para fijar los precios de los servicios de transmisión interestatal desagregados, solamente tiene una capacidad muy limitada, 1) para ordenar la construcción de bienes de transmisión,³⁷ 2) para determinar el emplazamiento de las líneas de transmisión de una IOU que quiera construir, o 3) para ordenar la prestación de los servicios de transmisión.³⁸ Por otra parte, las PUCs y/o los organismos estatales complementarios no tienen ninguna autoridad

explotaciones mancomunadas (pools). Las eficiencias potenciales eran demasiado considerables para permanecer inexploradas. Una pequeña parte de ese incentivo fue la expansión del poder de la FPC. Después del Gran Apagón del Noreste en 1965, se intensificó la intervención federal para fomentar las interconexiones y la mancomunización. Esta intervención se concretó en: 1) exigencias de que las empresas de servicios públicos cooperen bajo la protección de las FPC/FERC para minimizar la posibilidad de apagones en grandes zonas y 2) otorgamientos de poderes a las FPC/FERC, a fin de que esa cooperación en la industria fuera posible y efectiva. Un resultado de la cooperación fue el fortalecimiento de muchas explotaciones mancomunadas; y un segundo resultado fue la creación del Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica (NERC) y sus consejos regionales de confiabilidad asociados.⁴² El gobierno los aprobó y protegió, pero la asociación "voluntaria" de empresas de servicios públicos se ha convertido en un factor principal del sistema regulador de energía de los EE.UU. Las reglas de operación y las normas de confiabilidad creadas por estas entidades semipúblicas han adquirido el carácter de "elementos dados" para las IOUs, POUs y PUCs y prácticamente han obtenido esa condición en la FERC.

En síntesis, mediante una secuencia de medidas adoptadas en los años cincuenta, sesenta y setenta, cada una de las cuales se tomó con miras a reducir al mínimo las alteraciones en los métodos de regulación de las PUCs, el gobierno federal amplió su influencia y su control sobre las normas para la operación de las redes de transmisión interconectadas y de las centrales conectadas con estas. El medio empleado para lograr este objetivo fue el interés propio de las empresas, tanto de las IOUs como de las POUs. Incentivó a las empresas a hacer lo que querían y les brindó protección contra las presiones localistas de las PUCs. Hubo escasa resistencia porque muchas PUCs respaldaban la búsqueda de una mayor cooperación entre las empresas y porque el empeño federal no tuvo un efecto directo en la parte esencial de la regulación

de las PUCs: la determinación de los precios y de las tasas de rentabilidad. Por ello, existió una pequeña oposición cuando el Congreso incluyó la Sección 205 en La Ley de Políticas de Regulación de las Empresas Públicas de 1978, que explícitamente ampliaba las facultades de la FERC para desechar las reglas de las PUCs y las leyes estatales disuasorias de la cooperación entre empresas, en caso de pedirlo una empresa.⁴³

IV. LA LEY DE POLITICAS DE REGULACION DE LAS EMPRESAS PUBLICAS DE 1978 (PURPA): UNA AFIRMACION DEL INTERES FEDERAL EN LA INDUSTRIA ELECTRICA⁴⁴

El Congreso promulgó la PURPA como parte de la Ley Nacional de Energía de 1978. Dos títulos de esta ley de seis títulos son de especial pertinencia para el actual debate sobre la división del trabajo de regulación: el Título I y el Título II. El Título I consagró el interés del gobierno federal en la formulación de las tarifas minoristas, un campo regulador que se consideraba de incumbencia estatal únicamente,⁴⁵ y lo hizo manifestando sus preferencias en la formulación de las tarifas. El Título II, que engendró el sector de cogeneración de la industria eléctrica en rápida expansión es más importante para los actuales debates. La Sección 210 de la PURPA impone a las empresas de servicios públicos la compra de energía a los cogeneradores y pequeños productores de energía que satisfacen determinados requisitos. La FERC queda investida de autoridad para certificar las instalaciones calificadas (QFs). El Congreso promovió las QFs porque estimaba que esas instalaciones generadoras habían sido descuidadas por el sistema de regulación tradicional y porque los productores independientes de energía eléctrica no podían superar las barreras al ingreso mantenidas por las empresas con grandes poderes de monopolio y monopsonio. En el Título II de la PURPA, el Congreso también exigió que las empresas de servicios públicos proporcionaran energía suplementaria y auxiliar a las QFs a tarifas no discriminatorias. Más aún, el Congreso



concedió a la FERC amplios poderes discrecionales para eximir a las QFs de la mayoría de los aspectos de la regulación aplicables a las empresas de servicios públicos, discrecionalidad que la FERC ha empleado liberalmente para desregular las QFs en casi todos los aspectos. Luego de que el régimen de la Sección 210, tal y como lo puso en práctica la FERC, superó las impugnaciones a su legalidad,⁴⁶ la capacidad de las QFs creció con rapidez. La energía de las QFs es un aporte principal a las nuevas fuentes de suministro de energía en los EE.UU.

Lo que es más, la PURPA ofrece un nuevo modelo para la asignación de las funciones reguladoras entre los reguladores federales y estatales. En lugar de afianzar la dicotomía reguladora de la FPA, en la PURPA el Congreso procuró crear una asociación entre la FERC y las PUCs para la puesta en ejecución de la Sección 210. Según la ley, la FERC deberá definir la condición jurídica de las QFs y establecer las reglas conforme a las cuales las QFs pueden vender energía a las empresas y comprarles energía.⁴⁷ La disposición también prescribe que las PUCs deberán cumplir las reglas de la FERC.⁴⁸ Por tanto, la Sección 210 asigna a las PUCs la función diaria y de primera línea de regular tanto las ventas QF a las empresas y las compras QF a las empresas y varias cuestiones afines, tales como los requisitos para la interconexión y la remuneración por esos conceptos. La asociación otorga autoridad a la FERC sobre una parte discreta de la tarificación minorista y delega una parte importante de la autoridad federal mayorista a las PUCs estatales.

El modelo PURPA se aparta de la regulación tradicional de las empresas de servicios públicos porque centraliza la regulación de las tarifas en la empresa compradora y no en la empresa vendedora. Por cuanto las revisiones prudentiales se centralizan en la empresa compradora, el otorgamiento a los estados de considerables atribuciones en la determinación de las políticas de adquisición de la empresa compradora parece intuitivamente racional. Las posteriores tendencias, por ejemplo el crecimiento de los programas de

adquisiciones competitivas estimuladas por las PUCs, justifican esta intuición.

El modelo PURPA, que se ejecutó a nivel estatal mediante la determinación de reglas genéricas y decisiones específicas según el caso, ha creado un sistema de regulación detallado. En sus reglas de ejecución, la FERC había determinado que los precios a los cuales las empresas compraban energía de las QFs debían basarse en los costos evitados completos; es decir, el costo marginal en el cual habría incurrido la empresa para lograr el incremento de la oferta energética suministrada por la QF si no hubiera podido comprarla de la QF. Las PUCs se han demostrado capaces de responder en forma constructiva a las cambiantes condiciones económicas fijando los precios correspondientes a las compras de energía de las QFs por las empresas.⁴⁹ Algunos estados aprendieron de los errores de otros, confirmando la idea de que existe un laboratorio regulador formado por 50 estados, idea que ha servido para justificar la gran discrecionalidad inicial otorgada por la FERC a los estados.⁵⁰ No ha resultado correcta la suposición de que la PURPA sería solamente un pequeño aditamento a la tradicional capacidad generadora de las empresas. En 1986, ya era evidente en algunos estados que la oferta de capacidad de las QFs era superior a la necesaria para los sistemas de las empresas.⁵¹ De hecho, una de las principales quejas de las empresas fue que, de conformidad con la PURPA o con la ejecución estatal de la PURPA, ellas estaban siendo obligadas a pagar créditos de capacidad a las QFs cuando no necesitaban capacidad adicional.⁵²

Los esfuerzos de las PUCs para poner en práctica las reglas PURPA de la FERC demuestran la adaptabilidad tanto de las PUCs como de la Sección 210. El concepto del costo evitado, por ejemplo, está evolucionando desde un esquema que contempla un pronóstico de costos de las empresas, tradicional y ajustado a la regulación, para basarse, más bien, en un precio determinado por el mercado, tal y como resulte de los procesos de adquisición competitiva. Esta evolución respalda el criterio optimista de que la licitación

competitiva puede llevar a decisiones más eficientes en la selección de suministradores que cualquier asignación reguladora o cualquier regla de asignación por orden de solicitud.

Sin embargo, hay dos controversias entre los reguladores federales y estatales, que están pendientes de resolución y que ilustran las tensiones institucionales existentes entre las PUCs y la FERC. La primera controversia se produjo en 1988. En un primer borrador de una NOPR,³³ el personal de la FERC propuso que las tarifas correspondientes a las compras de energía QF por las IOUs multiestatales sean las mismas en cada estado, con la teoría de que cada IOU tenía un solo costo evitado. Aun cuando esa disposición no figuró en la NOPR misma, molestó a las PUCs porque afirmaron que interferiría indebidamente con su capacidad para adecuar la ejecución de la PURPA según las situaciones y políticas propias de cada estado. Esta preocupación llevó a mayores acusaciones de que el paquete NORP de tres partes emitido por la FERC en marzo de 1988 se superponía indebidamente a la autoridad estatal.³⁴ Al final, las PUCs triunfaron en su empeño para continuar manteniendo una amplia discrecionalidad en la ejecución de la PURPA. Otra controversia fue suscitada por una decisión de la FERC en 1988, mediante la cual se limitaba la posibilidad de que las PUCs exigieran a las empresas comprar energía de las QFs a precios superiores al nivel de los costos completos evitados contemplado en la PURPA.³⁵ La legislatura del estado de Nueva York había impuesto un precio mínimo de seis centavos por kilovatio-hora para las compras a las QFs, incluso si este precio fuera mayor que los costos evitados reales. Las PUCs se opusieron enérgicamente a la decisión de la FERC de revocar la ley de Nueva York argumentando que la FERC se había inmiscuido en la autoridad del estado sin haber mejorado la eficiencia global.

El enojo producido por estas dos medidas de la FERC ilustran dos conclusiones sacadas hasta ahora de la experiencia en la ejecución de la

Sección 210 de la PURPA. La primera es que las PUCs hicieron valer, rápida y agresivamente, un derecho de amplia libertad en la puesta en práctica del esquema de la Sección 210. Por consiguiente, los esfuerzos de la FERC para prescribir nuevas normas limitativas de la discrecionalidad de las PUCs dieron lugar a una controversia. La segunda es que el conflicto fundamental de política en estas dos situaciones fue creado por el deseo de la FERC de configurar la regulación estatal de modo que fomentara la eficiencia en los mercados energéticos mayoristas de gran consumo. Bien que muchos PUCs han cambiado de opinión para favorecer adquisiciones energéticas más eficientes y competitivas al por mayor, las PUCs están, naturalmente, renuentes a abandonar sus prerrogativas tradicionales, incluso aquellas que solo tienen una década de antigüedad.

En resumen, la PURPA tuvo un carácter decisivo. Reflejaba el criterio federal de que el interés federal en la industria eléctrica justificaba una amplia regulación federal que incluso abarcara las tarifas minoristas y la tarificación. Ello no obstante, los aspectos incluidos en la PURPA eran limitados. En la década de los ochenta, se volvió necesario considerar otros aspectos más como, por ejemplo, los mercados mayoristas competitivos, el libre ingreso a la generación, el libre acceso a la transmisión, la determinación de los precios de transmisión y la construcción de líneas de transmisión. El Congreso aun no se ha pronunciado claramente respecto de estas cuestiones. El liderazgo federal, por omisión, sigue en manos de la FERC y del DOE, cuyos poderes de regulación son sumamente restringidos.

V. LA ACTUAL PROBLEMÁTICA DE REGULACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

Las primeras secciones de este trabajo se centraron en la cuestión de la división del trabajo entre los reguladores federales y estatales y de su evolución, con el fin de demostrar la actual disparidad entre



las oportunidades tecnológicas y la estructura reguladora. También se comentaron, tangencialmente, las deficiencias en la industria indicando dónde radican las resistencias al cambio. Este enfoque tiende a atribuir demasiada importancia a la función de las IOUs, PUCs y a la FPC/FERC en la industria eléctrica. En esta sección, se describe más específicamente la diversidad de la industria como un prólogo al resumen de los recientes empeños para introducir reformas, reformas concebidas con miras a reestructurar la industria eléctrica.

A. La Actual Estructura de la Industria

La actual estructura de la industria eléctrica de los Estados Unidos podría describirse, para los fines del presente trabajo, como compuesta por tres conjuntos de unidades de decisión: 1) las entidades legales que son dueñas de y/o operadoras de los bienes físicos y de los derechos legales que permiten la generación, transmisión y distribución de electricidad; estas entidades legales incluyen las empresas de servicios públicos de propiedad privada, empresas de servicios públicos de propiedad pública, cooperativas rurales, IPPs, QFS, cinco organismos federales vendedores de energía y la Autoridad del Valle del Tennessee; 2) las organizaciones mediante las cuales los propietarios o operadores de esos bienes cooperan en su uso; y 3) los reguladores económicos quienes controlan algunas de las condiciones según las cuales se construyen las instalaciones, se prestan los servicios y se produce la cooperación entre compañías.

1. Los Propietarios de la industria. Un estudio de la Oficina de Evaluación Tecnológica (OTA) describió hace poco la diversidad de la industria.³⁶ En ese estudio se indicó que, en 1988, funcionaban 203 empresas de servicios públicos de inversionistas privados en la industria eléctrica. También se encontró que había 1.988 sistemas locales de propiedad pública y 994 cooperativas eléctricas rurales (entre ellas, 59 cooperativas de generación y transmisión), 59 entidades públicas de acción conjunta, cinco organismos federales vendedores de energía (PAMs), la Autoridad del

Valle del Tennessee (TVA) y varios centenares de IPPs, la mayoría de ellos QFs. El control efectivo de la industria está bastante más centralizado de lo que parecería dado el número de empresas, 203, porque casi una cuarta parte de las compañías operadoras de propiedad privada son subsidiarias de las nueve compañías holding registradas que están sujetas a regulación en virtud de la Ley de Compañías Holding de Servicios Públicos de 1935 (PUHCA).³⁷ La energía producida por las instalaciones hidroeléctricas operadas por la Oficina de Bonificación de Tierras y el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos se vende por medio de las cinco PAMs y de la TVA.³⁸

2. Las organizaciones cooperativas en la industria. Para la explotación eficiente de las tecnologías de hoy en día, son esenciales las organizaciones dedicadas a la creación y conservación de la cooperación entre las empresas de servicios públicos y los IPPs. Cuatro tipos de estas organizaciones son: las interconexiones, consejos de confiabilidad, explotaciones mancomunadas de energía y áreas de control.

Las compañías generadoras interconectadas y las empresas propietarias de transmisión (TOUs) de América del Norte han creado cuatro redes de transmisión de corriente alterna (AC) que operan sincronizadamente: Eastern Interconnection, Texas Interconnection, Western Interconnection y Hydro Quebec System.³⁹ El Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (NERC) y sus nueve consejos regionales de confiabilidad tienen la tarea principal de crear "los reglamentos del tráfico" que garantizan un funcionamiento confiable y eficiente de estas redes interconectadas. Los comités del NERC y los comités de los consejos regionales ponen a disposición de las empresas las organizaciones por medio de las cuales coordinan sus operaciones y su planificación.

Cuando dos o más empresas se interconectan y operan con una cierta coordinación para lograr economías, suministrando cargas combinadas, se crea una explotación mancomunada de energía (un "pool"). El lenguaje convencional distingue

entre las explotaciones mancomunadas de organización compacta y no compacta. Las nueve explotaciones mancomunadas compactas están interconectadas en sumo grado, pues tienen despachos centralizados y mecanismos para la planificación conjunta basada en un solo sistema.⁶⁰ Cuatro de estas explotaciones mancomunadas son compañías holding que operan en más de un estado, mientras que las demás son explotaciones entre múltiples empresas de servicios públicos. Las modalidades de explotación entre las empresas mancomunadas no compactas son diversas, y abarcan desde acuerdos mediante los cuales se coordina la generación y transmisión de la planificación para atender las necesidades globales, por una parte, hasta "acuerdos generales para acordar" los intercambios, compartir la capacidad de reserva y canjear servicios de transmisión, por otra.

Desde el punto de vista operativo, las áreas de control son las unidades más pequeñas de los sistemas interconectados.⁶¹ Un área de control puede estar compuesta por una sola empresa o dos o más empresas vinculadas por disposiciones contractuales. Una explotación mancomunada compacta constituye un área de control. La característica esencial de un área de control es que todas las compañías participantes funcionan con generadores en línea para satisfacer sus cargas como si fueran un solo sistema. Además, coordinan las transacciones de transmisión entre las empresas y los PPIs en su área de control y los IPPs en otra área de control.⁶²

B. Sucesos Recientes que Indican las Tendencias

El actual debate sobre la estructura de la industria se fundamenta en los sucesos recientes que, en su conjunto, demuestran una tendencia. Una docena de hechos, algunos de los cuales ya se han mencionado aquí, deberían ser reconocidos por quienes procuran comprender los problemas de la formulación de políticas para el sistema eléctrico de los EE.UU.

1. La promulgación y puesta en ejecución de la PURPA ya se ha mencionado. Por su importancia, debe ocupar en primer lugar en esta lista.

2. En 1983, la Asociación Nacional de Gobernadores (NGA), reconociendo la necesidad de una regulación más adecuada de los IOUs que están adoptando un carácter cada vez más multiestatal, pidió que se procediera a la regulación regional de las IOUs.⁶³ La iniciativa fracasó, aparentemente porque se la consideraba como la introducción de un nivel adicional de regulación. En los últimos meses, la NARUC ha hecho suyo este pedido.

3. En 1983, la FERC aprobó el Southwest Bulk Power Experiment (Experimento de Transmisión de Energía en Bloque), mediante el cual seis empresas acordaron, voluntariamente, darse acceso mutuo a la transmisión a cambio de discrecionalidad en los precios.⁶⁴ Se estableció la conclusión de que la atenuación de las restricciones, en presencia de un acceso limitado a la transmisión, no reducía el bienestar económico de los abonados y probablemente lo aumentaba.⁶⁵ En 1987, la FERC aprobó un experimento similar. Este experimento se inició cuando 15 empresas de la Western Interconnection se constituyeron en el Pool Energético de los Estados Occidentales (WSPP).⁶⁶ El grupo se ha ampliado para incluir a 31 empresas. El acuerdo WSPP permite una fijación flexible de los precios para los comercios de transmisión y coordinación, con sujeción únicamente a los precios máximos establecidos.⁶⁷ A fines de 1990, se presentó una evaluación de este experimento a la FERC. Las conclusiones fueron similares a las sacadas del Experimento Southwest Bulk Power. El experimento se convirtió en una norma permanente en 1991.⁶⁸

4. En 1985, la FERC introdujo una Notificación de Averiguación (NOI) en su regulación de las IOUs.⁶⁹ Aunque la intención primera de la NOI era la de revisar las políticas de fijación de precios de la FERC para las ventas de exclusividad y los comercios de coordinación, el punto central del debate se convirtió, rápidamente, en una discusión



sobre el acceso a la transmisión y la fijación de precios. Como consecuencia de las previsiones no cumplidas para la década de los setenta, y la buena disposición de la FERC para otorgar una discrecionalidad limitada en los precios a las empresas que realizan el comercio de coordinación, un sólido mercado energético de ventas en gran volumen ya se había afincado hacia mediados de los años 80. Las empresas dependientes de la transmisión (TDUs), principalmente municipales y cooperativas que necesitaban el acceso a los servicios de transmisión a fin de obtener acceso a ese mercado, emplearon la NOI para reivindicar su posición. El proceso NOI llegó a su fin cuando cambiaron los integrantes de la Comisión.

5. En los últimos años, la FERC ha decidido según cada caso y ha desmantelado muchas de las barreras reguladoras que se aplicaban a los generadores no tradicionales que no habían sido no calificados como QFs.⁷⁵ Además, el organismo ha permitido a entidades no tradicionales que no poseen bienes de generación, transmisión o distribución que actúen como intermediarios energéticos en los mercados mayoristas.⁷⁶ También indicó que estaba dispuesta a otorgar considerable discrecionalidad en los precios de los mercados mayoristas a las IOUs que se comprometían a satisfacer la demanda de las empresas y de los IPPs para servicios de transmisión en firme y a largo plazo.⁷⁷

6. Durante los últimos años de la década de los ochenta, el Reino Unido puso en marcha una reestructuración de la industria eléctrica que brindaba servicios a Inglaterra y Gales. Esta reestructuración incluía la creación de un sector generador competitivo, como un paso hacia la privatización de la industria. Esta iniciativa incluía los servicios de trasiego para los generadores tanto antiguos como nuevos, las compañías distribuidoras y los grandes clientes industriales.

7. En 1986, la Asociación Nacional de Gobernadores abordó el problema de la construcción de líneas de transmisión en la industria.⁷⁸ Su informe recomendó que los estados, mediante la creación

de convenios interestatales, cooperen para construir líneas de transmisión. Hasta la fecha, esta iniciativa no ha tenido mayor acogida por los organismos reguladores estatales,⁷⁴ si bien el debate se ha reanimado en los últimos meses a medida que las PUCs buscan alternativas a la federalización de los poderes reguladores.

8. En marzo de 1988, la FERC emitió tres notificaciones de determinación de reglas propuestas (NOPRs),⁷⁵ mediante las cuales se proponían pasos importantes hacia la expansión de los mercados mayoristas competitivos de electricidad. La AdFac NOPR propuso que se incentivara la expansión del segmento QF de la industria generadora, sólo en la medida en que se fomenta la eficiencia económica.⁷⁶ La segunda NOPR (licitación) y la tercera (IPPs) eran poco severas, pero apuntaban directamente a la cuestión de la estructura del mercado en la industria eléctrica.⁷⁷ Las reglas de licitación propuestas se encaminaban a permitir a los estados crear sistemas de licitación en los cuales las QFs y los otros productores de energía. Si un estado así lo decidiera, tendrían que ofertar contra los demás para suministrar energía y capacidad a las empresas con concesión. La tercera NOPR se proponía codificar las anteriores decisiones FERC a fin de crear un sistema de regulación que resultase menos oneroso que el actual para los IPPs. En 1990, el FERC retiró a las NOPRs. Pero, las ideas que estas contienen siguen constituyendo los puntos céntricos del debate.

9. En octubre de 1988, la FERC aprobó la fusión de Utah Power and Light/Pacific Corp.⁷⁸ Como una condición de la fusión, impuso, entre otras obligaciones, que la empresa fusionada satisfaga toda la demanda de servicios de transmisión desagregados y a largo plazo (LTUF) de las otras empresas e IPPs que no sean QFs, o que deje de usar su capacidad para efectuar el comercio de coordinación.

10. En 1988, como parte de su quinto plan multianual, la Comisión de Servicio Público de Wisconsin emitió una orden para exigir a todas las

TOUs que registren las tarifas con la FERC, ofreciendo acceso a la transmisión a todas las empresas de Wisconsin que tuvieran una obligación de prestar servicios minoristas.⁷⁹ La orden también exigió que las TOUs cooperen en la construcción de líneas de transmisión y que las TOUs brinden a todas las empresas "calificadas" una oportunidad para adquirir derechos de propiedad en la red de transmisión del estado.⁸⁰

11. En mayo de 1989, la Oficina de Evaluación Tecnológica en el Trasiego, en el estudio *El Comercio de Energía Eléctrica: Consideraciones Tecnológicas para una Mayor Competencia*, concluyó que, con la debida atención a los requisitos técnicos de las redes interconectadas, era factible un mercado competitivo para el mercado mayorista. En octubre de 1989, el Grupo de Estudio sobre Transmisión de la FERC emitió su informe para la Comisión. Este informe respaldaba la opinión de que un mercado de energía mayorista de gran volumen requería amplios derechos de acceso a la red de transmisión para las empresas y los IPPs que no son QFs.

12. En febrero de 1991, el DOE publicó su Estrategia Energética Nacional (NES), en la cual anunció el apoyo de la Administración a las reformas de la PUHCA con el fin de "eliminar los impedimentos a una mayor competencia", y pidió a la FERC "que fije adecuadamente el precio de los servicios de transmisión eléctrica y que amplíe el acceso a las instalaciones de transmisión."⁸¹ De especial interés fue la aseveración de la NES de que:

"[E]l Gobierno Federal tiene un interés legítimo en garantizar que los objetivos energéticos nacionales se reflejen en los procesos de regulación estatales y locales, y la FERC tiene una responsabilidad especial de vigilar la suficiencia de las instalaciones utilizadas para la venta mayorista de electricidad en el comercio interestatal, reconociendo que con frecuencia se utilizan las mismas instalaciones para servicios minoristas y mayoristas."⁸²

Es evidente que estas disposiciones no se adoptaron en un vacío. A veces eran respuestas a problemas provocados por los reguladores pero, más frecuentemente, eran respuestas a los cambios en las restricciones aplicadas a las empresas y a los IPPs y en sus oportunidades económicas.

C. Las Diferentes Escuelas de Pensamiento

Aun cuando los observadores más acuciosos de la industria concuerdan casi unánimemente en que la reestructuración de la industria es, hasta cierto punto, conveniente e inevitable, no hay realmente un acuerdo respecto de los métodos que servirían para facilitar una mayor reestructuración de esta o de los objetivos de la reestructuración. Parece acertado observar que existe un buen grado de coincidencia en que cualquier reestructuración debería 1) ampliar el acceso a los servicios de transmisión para las empresas de servicios públicos y los IPPs (no necesariamente para las QFs y no para los clientes minoristas);⁸³ 2) mejorar la fijación de precios de los servicios de transmisión, en particular sustituyendo la ficción de la vía de la contratación, en torno a la cual se dan los debates sobre el acceso a la transmisión y los precios, con una ficción más constructiva que permita e incentive a las TOUs a compensarse mutuamente por los flujos paralelos; 3) transferir unos riesgos desde los usuarios finales a aquellos que puedan ser pagados para llevarlos; y 4) hacer construir líneas de transmisión de manera expeditiva.

Tres escuelas de pensamiento. Las partes en el debate sobre la reestructuración parecen estar agrupándose en tres escuelas: una escuela en favor del mercado, una escuela en favor de las fusiones y una escuela en favor de la moderación. En la década de los ochenta, la escuela en favor del mercado dominaba el debate. Las recomendaciones de la NES, ya mencionadas, vuelven mucho más probable que esta escuela domine el debate por unos años más. Esta escuela tiende a enfatizar la conveniencia de crear mercados energéticos mayoristas que sean eficientes y competitivos, con libre ingreso para que los IPPs puedan vender energía y capacidad a las empresas



con concesión. El objetivo no es el de eliminar a las empresas públicas con concesión como generadores sino el de crear IPPs que disciplinarán las prácticas de construcción de las empresas con concesión, permitiendo que esas empresas trasladen algunos riesgos a los IPPs y/o a las empresas en otras jurisdicciones reguladoras. La escuela en favor de las fusiones no se ha pronunciado tan abiertamente como la escuela en favor del mercado, pero tiene una influencia considerable. Su principal tesis es que un acceso garantizado a la transmisión, del cual dependen los mercados energéticos mayoristas competitivos, está pendiente de la solución a la escasez de líneas de transmisión. Su principal suposición parece ser que la división del trabajo entre reguladores está tan incrustada en la estructura gubernamental de los Estados Unidos y que está, por tanto, tan poco inclinada a construir las líneas de transmisión necesarias en el futuro previsible que la única solución plausible a esta parte del problema de la industria sería que los reguladores promuevan las fusiones horizontales de las TOUs existentes. Solamente las TOUs que operan en dos o más estados pueden construir líneas en un estado, cuyos beneficios principales fluyen hacia otro estado. Más aún, las externalidades de los flujos paralelos podrían internalizarse eficientemente sólo mediante la creación de TOUs más grandes. La escuela en favor de la moderación insiste en que este debate debe mitigarse. Afirma que: el sistema está funcionando bastante bien; se están construyendo las líneas de transmisión necesarias en casi toda la nación; los fracasos que hacen noticia no deben considerarse como la norma; y las únicas regiones que parecen tener problemas son el Noreste y el Lejano Oeste. La demanda de una nueva capacidad generadora, desde la segunda mitad y hasta fines de la presente década, será satisfecha por las empresas de servicios públicos con concesión y por los IPPs.⁶⁴ La única ineficiencia de consideración, que muy posiblemente podría producirse en el actual sistema, sería una inadecuada expansión de los generadores de corta gestación en la combinación generadora de la nación. De producirse este error, el costo sería relativamente pequeño y podría corregirse

rápido. En resumidas cuentas, de acuerdo con esta escuela, la antigua estructura de la industria y la antigua estructura reguladora, pese a sus importantes deficiencias, puede reformarse y volverse sustentable por algún tiempo.

VI. RECAPITULACIONES Y CONCLUSIONES

1. Recapitulaciones. Aunque ha habido cambios continuos en la industria eléctrica, los años sesenta y setenta pueden describirse adecuadamente como el período en el cual el desarrollo de las computadoras de alta velocidad y gran memoria volvió eficiente y atractivo una extensa coordinación entre las empresas de servicios públicos, tanto en la operación como en la planificación. Estos desarrollos tecnológicos han traído una nueva visión de la industria. Los cambios graduales han creado un cambio en la composición de la industria. Una industria compuesta por compañías locales que cooperaban extensamente con sus vecinos evolucionó hasta extenderse en enormes redes de transmisión y adquirir las características clásicas de las empresas de servicios públicos de las cuales dependen las compañías de distribución locales y una industria generadora potencialmente competitiva.

En los años setenta y ochenta, la respuesta de la industria al desarrollo de una capacidad excedentaria en algunas industrias, aunque no en todas, puso de manifiesto las ganancias que podían obtenerse de la compraventa de electricidad por medio de una red semejante y algunos de los obstáculos que limitaron esas ganancias. Las deficiencias puestas en evidencia se originan en las deficientes técnicas empleadas para regular los precios (especialmente los precios de transmisión) y en las limitaciones al acceso a las redes. Esas mismas décadas revelaron, además, deficiencias en los mecanismos de cooperación empleados en la industria, a medida que se incrementaban las ganancias económicas derivadas del comportamiento localista. Dos de las cuestiones económicas que requieren negociación entre las empresas (y

alicientes por parte de los reguladores) son el mejoramiento de los precios fijados para los flujos paralelos en la red, y la eficiente construcción y adecuada distribución de los costos de construcción de las líneas de transmisión que producen beneficios para dos o más empresas en dos o más estados.

2. Conclusión final. La necesidad de desarrollar mercados para coordinar las empresas y los IPPs en ciertos aspectos (por ejemplo, los mercados energéticos de gran volumen) y la necesidad de crear organizaciones cooperativas para mejorar la coordinación entre las TOUs en otros aspectos (por ejemplo, la construcción de líneas de transmisión y la compensación por los flujos paralelos en las líneas existentes) exigirá cambios muy apreciables en las actitudes de las empresas y en las atribuciones de los reguladores. Las circunstancias exigen decisiones tajantes; es muy poco probable que quienes participan en la industria quieran aceptar decisiones pasivas que son el resultado de una negativa a adoptar decisiones explícitas. Un acceso global a la transmisión, con las actuales políticas de fijación de precios -por ejemplo- constituiría una tremenda ineficiencia. Si siguen adelante con sus tradiciones, la FERC y las PUCs se resistirán a semejantes ineficiencias. Las circunstancias exigen un mandato de liderazgo. Los parches y remiendos secuenciales conllevan el riesgo de producir mercados mayoristas insuficientemente competitivos o mercados competitivos ineficientes. Los esfuerzos reformistas deben encaminarse hacia el logro de mercados energéticos mayoristas eficientes y competitivos. El Congreso podría facilitar el logro de estos mercados respaldándolos como un objetivo federal primordial.

La historia de la legislación aplicable a las empresas eléctricas de servicios públicos, la

historia de la resistencia de las PUCs a perder su poder en beneficio de los reguladores federales, la historia del desempeño deslucido de los reguladores federales y la fuerte oposición de muchas IOUs -quizás de la mayoría- a los poderes federales para obligar al acceso a la transmisión, no permiten tener mucha confianza en que el Congreso impondrá deliberadamente cambios mayores, ya sea en la industria o en su estructura reguladora. El resultado más probable del actual debate, basado en la disposición de los proyectos de ley que están ante el Congreso y que parecen contar con el apoyo de los líderes de la industria, será:

1. El otorgamiento de poderes limitados a la FERC para ordenar a una IOU, en respuesta a una solicitud de una empresa o IPP, que proporcione servicios de transmisión.
2. Una modificación de la PUHCA para permitir a una compañía generadora, que no es una empresa de servicios públicos, ser propietaria de muchas unidades de generación. Las IOUs también tendrían la posibilidad de adquirir alguna capacidad para crear subsidiarias APP y para vender energía de dichas subsidiarias tal como si fueran IPPs.
3. Alguna ampliación de las capacidades de la FERC para revisar y revocar, a petición de una IOU o de otro estado, la negación de los organismos estatales a aceptar el emplazamiento de una línea de transmisión.

En manos de reguladores federales enérgicos, estos cambios podrían contribuir muchísimo a mejorar la eficiencia de la industria. Sin embargo, no podrán simplificar mucho la situación. El Sistema Regulador de los Estados Unidos seguirá siendo el resultado de sus orígenes más que el resultado del potencial de la industria.



NOTAS

1. Este documento se basa, parcialmente, en: 1) C.G. Stalon y R.H.J.H. Lock, "State Federal Relations in the Economic Regulation of Energy," *Yale Journal on Regulation*, Vol. 7, No. 2, verano de 1990, págs. 427-497, y 2) testimonio del autor ante el Subcomité de Energía y Potencia del Comité de Energía y Comercio, Cámara de Representantes de los EE.UU., 20 de marzo de 1991, titulado "Key Issues in the Electricity Industry Restructuring Debate".
2. Profesor de Economía y Director del Instituto de Empresas de Servicios Públicos, Michigan State University. Ex Comisionado de la Comisión Federal de Regulación Energética de los EE.UU. (FERC) y Comisionado de la Comisión de Comercio de Illinois.
3. "Good Energy Bills Stalled in Congress", *Power Line*, Vol. 16, Nos. 2-3, marzo-junio de 1991, pág. 11.
4. Son ejemplos de organismos de planificación energética: la Comisión de Energía de California y el Departamento de Energía y Recursos Naturales de Illinois. En algunos estados, las PUCs tienen autoridad para aprobar el emplazamiento de las centrales generadoras y las líneas de transmisión; en otros, un organismo estatal especial tiene esa autoridad; mientras que en otros, cada condado por el cual atraviesan tiene autoridad sobre el emplazamiento.
5. Compárese Ashley Brown, "The Balkans Revisited: A Modest Plan for Transmission Reform," *The Electricity Journal*, Vol. 2, No. 3, 1989. Véase también la resolución de la Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de las Empresas de Servicios Públicos del 24 de julio de 1991, titulada "Resolución sobre la Reforma Administrativa y Legislativa de la Política de Transmisión Eléctrica", cuyo primero considerando (de siete) reza como sigue:

"Por cuanto las políticas de transmisión, interconexión y trasiego se basan en un sistema regulador federal obsoleto que ha llevado a una asignación jurisdiccional irracional de autoridad, conforme a la cual los estados ejercen jurisdicción sobre el emplazamiento y la recuperación de costos de las instalaciones de transmisión, mientras que los Sistemas de Regulación Federal de Energía (FERC) afirman su jurisdicción exclusiva sobre la fijación de precios y los términos y condiciones de la transmisión."
6. Oficina de Tecnología del Congreso de los EE.UU., *Electric Power Wheeling and Dealing: Technological Considerations for Increasing Competition* (OTA-E-409, Oficina de Imprenta del Gobierno de los EE.UU., Washington, D.C., mayo de 1989) págs. 35-36.
7. "La regulación económica" se define como el control gubernamental sobre las condiciones de entrada y salida y sobre los precios. Esos controles no tienen que ser absolutos. La regulación económica se diferencia de las regulaciones sobre seguridad y antimonopolios. El debate en cuestión tratará de cómo se pueden reformar las regulaciones económicas.
8. La expedición de la Estrategia Energética Nacional (NES) por la Administración en febrero de 1991 indica que el DOE podría tratar de ejercer sus considerables poderes de liderazgo para encaminar el debate sobre la reestructuración y, quizás, para orientar las actividades de reestructuración. Véase DOE, *National Energy Strategy: Powerful Ideas for America* (DOE/S-0082-P), Oficina de Imprenta del Gobierno, Washington, D.C. Cabe anotar que en ese documento la Administración pedía a los FERC que pusieran a prueba los límites de sus poderes orientando la reestructuración de la industria.
9. Las "empresas de servicios públicos" incluyen, en este documento, las empresas de propiedad inversionista (IOUs) y las empresas de propiedad pública (POUs). Las POUs incluyen no solamente las empresas municipales y cooperativas rurales, sino también, las entidades federales dedicadas a la venta de energía (PMAs) y la Autoridad del Valle del Tennessee (TVA). De conformidad con las definiciones de la Ley Federal de Energía, las instalaciones calificadas (QF), según la PURPA, y los productores independientes de energía (IPPs) son empresas eléctricas de servicios públicos, pero la terminología convencional excluye a las QFs e IPPs del término. Aquí se adoptará esa convención. La convención también tiende a incluir a las QFs y APPs (Productores de Energía Afiliados) en la categoría de los IPPs. Esa convención también se adoptará aquí. Por lo tanto, en el presente documento, "empresa de servicios públicos" significa un vendedor de energía eléctrica que tiene algún tipo de obligación legal de vender energía, fuera de y además de su contrato con el comprador. Los generadores que no son empresas de servicios públicos (NUGs) suelen incluir las QFs y los IPPs. Pero, a veces, el término también incluye a los APPs. Recientemente, se ha empleado el término "generador mayorista con exención" (EWG) para incluir a los IPPs, APPs y QFs. Ese término no se empleará aquí. Cuando se quiera recalcar la distinción entre los IPPs, por una parte, y las empresas de servicios públicos con obligaciones no contractuales, por otra, se empleará el término "empresa de servicios públicos con concesión" para designar a estas últimas.
10. Véase F. McDonald, *Insull* (Univ. of Chicago Press, Chicago, 1962). Este libro describe el importante apoyo brindado a la creación de las comisiones estatales de empresas de servicios públicos por los ejecutivos de las empresas de servicios públicos, especialmente por Samuel Insull, Presidente de Commonwealth Edison de Chicago, quien ejercía una influencia determinante en varias de estas empresas.

11. Otros nombres empleados para referirse a estas son: "comisiones de servicios públicos", "juntas de empresas de servicios públicos" y "comisiones de comercio". En este trabajo, las siglas PUC representarán a todas esas entidades.
12. La mayoría de las PUCs tienen tres miembros, aunque muchas tienen cinco y unas pocas siete. El Consejo de Consumidores de Recursos Eléctricos, *A Profile of State Regulatory Commissions* (Elcon, Washington, D.C., verano de 1991). Son más comunes los mandatos en el cargo de cuatro, cinco y seis años. En la mayoría de los estados, incluso todos los grandes estados industriales, los miembros son nombrados por el gobernador, previa confirmación por el senado del estado. Normalmente, aunque no siempre, las facultades de nombramiento de las que goza el gobernador son limitadas para garantizar que no más de tres de cinco o cuatro de siete comisionados, una mayoría simple, pertenezcan al partido político del gobernador. En muchos estados del Sur y de la Planicie, los comisionados son elegidos directamente por el pueblo. En dos estados, los comisionados son elegidos por los cuerpos legislativos.
13. En los primeros años de las PUCs, muchos estados requerían que los comisionados tuvieran conocimientos especializados específicos; en algunos estados aún existen estas normas. Pero, en la mayoría de los estados no hay legislación sobre normas de competencia. Los abogados han constituido la mayoría de los comisionados desde el inicio. Durante los primeros cincuenta años de la existencia de las PUCs, estas estaban integradas por muchos ingenieros y contadores y, en las últimas décadas, por algunos economistas. Véase el Consejo de Consumidores de Recursos Eléctricos, *A Profile of State Regulatory Commissioners* (ELCON, Washington, D.C., verano de 1991). Véanse, además, los informes anuales sobre la regulación de las empresas de servicios públicos y portadoras (publicados por la Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Empresas de Servicios Públicos, Washington, D.C.).
14. Recientemente se manifestó una opinión opuesta, que destaca la conveniencia de la activa participación del juez en definir y obligar a la exhibición de datos ante la parte adversa. Véase *Justice for All: Reducing Costs and Delay in Civil Litigation*, un informe de un Grupo de Estudio (Brookings Institution, Washington, D.C., 1989).
15. Stephen Landsman, *The Adversary System: A Description and Defense*, (American Enterprise Institute for Public Policy Research, Washington, D.C., 1984), pág. 3.
16. Compárese: "La judicialización...oculta las verdaderas disputas y problemas de políticas con un debate efímero sobre los procedimientos y la estructura de adopción de decisiones por los gobiernos. **En cierto modo, este resultado puede ser tranquilizante para los líderes políticos y votantes que no pueden decidirse respecto de las políticas que quieren seguir**". Loren A. Smith, "Judicialization: The Twilight of Administrative Law," *Duke Law Journal*, Vol. 1985, pág. 430 (se ha agregado el énfasis).
17. El no haber especificado objetivos funcionales y el no especificar cuál información es pertinente para los comisionados tiene una consecuencia evidente: un procedimiento no estará bien enfocado, a menos que las partes en el procedimiento quieran que lo esté. Si una o más de las partes no quieren enfocar el procedimiento, las partes que tengan mucho que perder en el procedimiento emplearán métodos de dispersión de efectos para abarcar todas las posibilidades. Los jueces de derecho administrativo (ALJs), los cuales pocas veces pueden describir los objetivos de los comisionados mejor de lo que pueden hacerlo las partes (porque a los ALJs también se les prohíbe hablar con los comisionados sobre la causa durante la determinación judicial), no tienen una buena posibilidad de restringir las cuestiones planteadas o de limitar la exhibición de datos. Por consiguiente, tienden a ser pasivos por necesidad o, quizás, por respeto al ideal de la pasividad.
18. Esta tendencia a una gran dependencia de la determinación judicial no constituye un fenómeno reciente en los organismos de regulación. Las reformas de La Ley de Procedimientos Administrativos y las del Gobierno en la Ley "Sunshine" (según la cual las reuniones ordinarias de los organismos oficiales deben ser de carácter público) agravaron una antigua práctica. En 1955, Marver H. Bernstein, en su obra *Regulating Business by Independent Commission* (Princeton University Press, Princeton, N.J., 1955, pág. 3), comentó que:

Una comisión madura está sumamente orientada a lo judicial. Habitualmente dedica la mayor parte de su tiempo a la determinación judicial de causas individuales. Cualquier capacidad que tuviera para reconsiderar los objetivos de la regulación y formular programas de acción está enterrada bajo un alud de casos en espera de una decisión.
19. Compárese, "[Un] efecto primordial del procedimiento administrativo o regulador es el de atenuar la tasa según la cual las fuerzas del mercado y de la tecnología imponen cambios a los agentes económicos individuales....Como resultado de ello, las personas y empresas obtienen algún derecho legal en el "statu quo". Bruce M. Owen y Ronald Breatigam, "The Regulation Game: Strategic Use of the Administrative Process" (Ballinger Publishing Co., Cambridge, Mass., 1978) pág. 1 y págs. 29-30. Para una exposición de estos y otros criterios sobre la equidad, véase también Edward E. Zajac, "Perceived Economic Justice: The Example of Public Utility Regulation", *Cost Allocation: Methods, Principles, Applications*, ed. H.P. Youth (North Holland Publishing Co., 1985) y E.E. Zajac, "Fairness or Efficiency: An Introduction to Public Utility Pricing," (Ballinger Publishing Co., 1979).



20. Según esto, la hipótesis de trabajo no explicada parece ser que "la equidad es la equidad es la equidad". Quizás a este principio se lo debería denominar el principio regulador Gertrude Stein.
21. La norma de eficiencia exige la maximización de la suma de los excedentes del productor y del consumidor; la norma de eficiencia, limitada por la norma de la equidad distributiva, exige la maximización del excedente del consumidor, sujeta a la limitación de que el excedente del productor satisfaga la cantidad dictaminada por la norma de la equidad distributiva. Para un análisis del objetivo de la equidad distributiva, véase James C. Bonbright, *Principles of Public Utility Rates* (Columbia Univ. Press, 1961), págs. 58-59.
22. Según un estudio reciente, de los 210 comisionados de las PUCs encargados de la regulación de las empresas de servicios públicos, 121 eran abogados. William H. Smith, Jr. "State Commissioners: Where Do They Come From?", *Natural Gas*, junio de 1991, pág. 26.
23. Compárese: Los organismos reguladores y otros organismos gubernamentales de control son "una forma de gobierno pero no son 'democráticos' en el sentido de representar a alguien o a algo, **salvo el procedimiento por el procedimiento mismo**" [aquí se han agregado los destacados]. J.R.T. Hughes, *The Governmental Habit*, Basic Books, Inc., Publishers, Nueva York, 1977, pág. 235.
24. Los tribunales frecuentemente han dado su respaldo a la eficiencia económica como un objetivo importante de la regulación económica. Por ejemplo; "[E] objetivo fundamental de la regulación gubernamental directa por medio de órganos administrativos y el objetivo de la regulación gubernamental indirecta, representada por la ley antimonopolios, también es la de lograr la asignación de recursos más eficiente que sea posible". *Northern Natural Gas Co. v. FPC* 399 F. 2d 953 a 959. En lo que sepa el autor, ningún tribunal ha llegado al punto de calificar a la eficiencia económica como el objetivo primordial.
25. Al evaluar la importancia de este objetivo de la regulación, debe tenerse presente que algunas ineficiencias son más manifiestas que otras. En particular, las ineficiencias que son la consecuencia directa de las decisiones de los organismos suelen ser más manifiestas que las consecuencias secundarias, terciarias o sistémicas. Las ineficiencias producidas como resultado secundario o terciario de las decisiones de los organismos son reconocibles solamente por quienes son versados en una teoría que relacione las consecuencias directas con las indirectas. Las empresas de servicios públicos, sus consultores y financistas muchas veces forman parte de esta categoría pero no así el público profano. Para un examen de la tendencia de los organismos gubernamentales a centrar su atención en las consecuencias directas, más bien que indirectas, de sus actos, véase Charles L. Schultze, *The Public Use of Private Interest*, (The Brookings Institution, Washington, D.C., 1977).
26. Por cuanto las profesiones de ingeniería dominaban los debates sobre precios en los primeros organismos reguladores, en la mayoría de las PUCs los precios se denominan "tarifas de cobro" o sólo "tarifas".
27. *Public Utility Commission v. Attleboro Steam & Electric Co.*, 273 U.S. 83 (1927).
28. Ley Federal de Energía (FPA), 16 U.S.C. 824.
29. En 1977, la FPC recibió otro nombre y se la convirtió formalmente en parte del Departamento de Energía de los EE.UU., pero conservó una gran parte de la autoridad reguladora de la FPC (y, según resultó, de su "independencia"). Ley de Organización del Departamento de Energía 204, 401-407, 42 U.S.C. 7134, 7171-77.
30. 15 U.S.C. 79 (1988).
31. El *Informe Anual sobre la Regulación de las Empresas de Servicios Públicos y Portadoras* emitido por la NARUC brinda una enorme cantidad de información relativa a las actividades de las PUCs.
32. Véase Clinton A. Vince y John S. Moot, "Federal Preemption Versus State Utility Regulation in a Post-Mississippi Era," *Energy Law Journal*, Vol. 1, 1989, para un examen de los principales debates legales de la última década. Véase Stalon and Lock, op. cit., para un énfasis en los aspectos económicos de los conflictos jurisdiccionales federales-estatales en las últimas décadas. En Vince y Moot, "Energy Federalism, Choice of Forum, and State Utility Regulation", *Administrative Law Review*, Vol. 42, 1990, se relata y analiza como ha evolucionado la situación en el pasado inmediato.
33. Véase las Secciones 201 (b). En la sección 201 (d) "una venta de energía eléctrica al por mayor" se define como "una venta de energía eléctrica a cualquier persona para la reventa".
34. Sección 201 (a).
35. Compárese: "Las facultades que necesita un regulador económico para controlar eficazmente cualquier industria monopolística son la facultad para fijar los precios y la facultad para hacer cumplir la obligación de servir. Estas son las 'dos varas gemelas' de la autoridad reguladora...."
"[Tratándose de la transmisión de energía eléctrica], la FERC tiene la una vara y las comisiones estatales tienen la otra". Kevin Kelly, Robert Burns y Kenneth Rose, *An Evaluation for NARUC of the Key Issues Raised by the FERC*

- Transmission Task Force Report*, (Instituto Nacional de Investigaciones en Regulación, Columbus, Ohio, enero de 1990), págs. 6-7.
36. Sección 201 (f). Las posteriores enmiendas otorgaron a la FRC una jurisdicción limitada sobre los precios de la Bonneville Power Administration.
 37. Véase las Secciones 202 (b), 210 y 211. La FERC tampoco tiene autoridad para ordenar la construcción de bienes de generación o distribución. Sin embargo, esa deficiencia parece intrascendente para el debate sobre la reestructuración.
 38. El poder de la FERC para ordenar interconexiones temporales de los servicios de transmisión y generación se describen en la Sección 202(e) de la FPA. Una interpretación actual de las facultades que tiene la FERC, conforme a la Sección 211 de la FPA, figura en *Southeastern Power Administration v. Kentucky Utilities Co.*, 25 FERC 61,204. Otra interpretación actual de sus poderes para ordenar servicios de transmisión, en virtud de las secciones 205 y 206 de la FPA, figura en la nota de pie de página No. 9 de u opinión No. 321, *Wisconsin Electric Power Co.*, Expediente No. ER85-285-001 (13 de enero de 1989). Indica que: "Aunque concordamos con el juez presidente en que no podemos imponer una obligación involuntaria de portadora pública a una empresa de servicio público, conforme a las secciones 205 y 206 de la Ley Federal de Energía, sí tenemos autoridad dentro de los parámetros establecidos por la Ley Federal de Energía para modificar aquellos contratos que son indebidamente discriminatorios y para remediar el comportamiento anti-competitivo". 46 FERC 61,019 a 61,113. Para un análisis más extenso, véase David Rosso, "Transmission Access: A Crucial Issue for an Industry", *Public Utilities Fortnightly*, Vol. 123, No. 4, 16 de febrero de 1989, págs. 18-26.
 39. El Comisionado Ashley Brown de Ohio ha argumentado, con persuasión, que las PUCs tienen amplios poderes para incentivar a las empresas de servicios públicos que se encuentran bajo su jurisdicción para que ofrezcan servicios de trasiegos. Véase "State Power Over Transmission Access and Pricing: The Giant Will Not Sleep Forever," *Public Utilities Fortnightly*, Vol. 124, No. 10, 1989, págs. 21-33. Véase también "The Balkans Revisited: A Modest Plan for Transmission Reform," op. cit. Un aspecto que merece señalarse es la falta de acuerdo respecto de la importancia del trasiego intraestatal. Bien que puede aducirse con razón que, con excepción del Consejo de Confiabilidad Eléctrica (NERC) de la región de Texas, no existe un fenómeno como el del trasiego intraestatal dentro de los 48 estados contiguos, tal opinión no es universal. La Comisión de Servicio Público de Nueva York, por ejemplo, ha expresado una opinión contraria. Véase PSC Caso 88-E-238, "Proceeding on Motion of the Commission to Examine the Plans for Meeting Future Electricity Needs in New York State: Intrastate Wheeling". Véase para ese caso el "Report on Wheeling Cost", con fecha de febrero de 1990. Véase, también, la orden de la PUC de Wisconsin citada en la nota 79. La resolución NARUC indicada en la nota de pie de página 5 insta al Congreso a poner en claro que las PUCs sí tienen autoridad para regular los servicios de transmisión intraestatales de las IOUs.
 40. Con la tecnología de ese entonces, e incluso hoy en día, la industria creaba mucho más valor agregado en el sector de la generación que en el sector de la transmisión. En una economía de muy poca incertidumbre, este fenómeno tendría pocas consecuencias para la regulación. Habría una combinación óptima de ambos tipos de bienes y la creación de esa combinación óptima sería el objetivo acordado. Por otra parte, en una economía con tantos factores de incertidumbre como la norteamericana, la diferencia en el valor agregado tiene importantes consecuencias para la regulación. En un mundo en el cual hay considerables variaciones en la demanda y poca previsibilidad, en un sistema regulador en el cual la utilización de los precios para racionar la capacidad no es generalizado ni ampliamente aceptado, y en empresas de servicios públicos para las cuales el no satisfacer la demanda a veces tiene altos costos sociales, un elemento importante de la eficiencia económica es el mantenimiento de márgenes de reserva positivas, tanto para la capacidad de generación como para la capacidad de transmisión. Ambas capacidades son, sin embargo, costosas y, hasta cierto punto, estas pueden sustituirse mutuamente. Siendo así, es lógico sustituir el insumo más costoso (las plantas generadoras) con el insumo más barato (las líneas de transmisión) lo más extensamente posible. Esta utilización de las líneas de transmisión explica una buena parte del incremento de la productividad de la industria eléctrica durante la última mitad del siglo.
 41. La mancomunización de la energía (power pools) está definida en la Parte V.
 42. La Parte V trata de estos consejos.
 43. La Sección 205 permite a la FERC "eximir a las empresas eléctricas de servicio público...de toda disposición de la legislación estatal o de toda regla o regulación estatal que prohíba o impida la coordinación voluntaria de las empresas eléctricas de servicios públicos..." Por cuanto esta autoridad no se ha ejercido, no está claro si la FERC puede anular una decisión de una PUC mediante la cual se niega a una IOU el derecho de construir una línea que responda a las necesidades de otra empresa de servicios públicos pero que también mejore la confiabilidad del servicio para la empresa constructora. [En este contexto, las empresas de servicio público incluyen a las IPPs, QFs y PPs].
 44. Esta parte se basa considerablemente en Stalton y Loch, op. cit.



45. Para una interpretación inicial de la PURPA, véase Reiner H.J.H. Lock, "Encouraging Decentralized Generation of Electricity: Implementation of the New Statutory Scheme," *Solar Law Reporter*, Vol. 2, No. 4, noviembre/diciembre de 1980, págs. 705-52; Reiner H.J.H. Lock y Jack C. Van Kuiken, "Cogeneration and Small Power Production: State Implementation of Section 210 of PURPA," *Solar Law Reporter*, Vol. 3, No. 4, noviembre/diciembre de 1981, págs. 659-702. Para una interpretación posterior de la significación de la PURPA para las atribuciones reguladoras, véase Stalon y Lock op. cit., especialmente las págs. 463-69. Véase también los trabajos citados en la nota 32.
46. *FERC vs. Mississippi*, 456 U.S. 742 (1982); *American Paper Inst. vs. American Elec. Power*, 461 U.S. 402 (1983).
47. Regulaciones de la FERC Relativas a la Pequeña Producción y Cogeneración, 18 C.F.R. 292.101 (1988).
48. Para decirlo elocuentemente, la Sección 210 enganchó a las PUCs para ejecutar la política federal. Este aspecto del régimen legal fue impugnado por el Estado de Mississippi, el cual alegó que la Sección 210 (así como el Título 1) de la PURPA violaba la Décima Enmienda de la Constitución de los Estados Unidos. La Corte Suprema rechazó esta aseveración. *FERC vs. Mississippi*, 456 U.S. 742 (1982).
49. La FERC ha tenido menos éxito en adaptar sus definiciones de las QFs a las nuevas condiciones. Para certificar a las QFs, la FERC ha tenido que establecer distinciones cada vez más sutiles y artificiales, que pocas veces están de conformidad con la eficiencia económica o de ingeniería, para separar las instalaciones declaradas "calificadas" de las que no lo están. Una gran parte de este comportamiento ha sido determinado por las definiciones legales.
50. En sus reglas de ejecución, la FERC permitió a las PUCs "gran libertad de acción para determinar la manera en que se pondrían en ejecución [sus] reglas". Análisis Sección por Sección, Ejecución por las Autoridades Estatales Reguladoras y las Empresas de Servicios Eléctricos Públicos No Reguladas, Ejecución FERC 18 C.F.R. 292.401 (1989).
51. California, Texas y algunos de los principales estados de la Costa Atlántica, como Nueva York, Nueva Jersey y Virginia, manifestaron este fenómeno en la primera época de ejecución del régimen establecido.
52. La aseveración de que las normas de la FERC exigían esos pagos no tiene sustento en las reglas de ejecución de la FERC. Véase las Regulaciones de la FERC, nota 47 anterior.
53. NOPR: Determinación administrativa del costo completo evitado, venta de energía a las instalaciones calificadas e instalaciones de interconexión, Expediente No. RM88-6-000 44 FERC para. 61,374 (1988).
54. Estas NOPRS se comentan en la Parte V.
55. Orange and Rockland Utilities Inc., Rockland Electric Company and Pike Country Light and Power Company, "Orden por Petición de Orden Declaratoria," Expediente No. EL87-53-000 (14 de abril de 1988).
56. En esta parte, se ha consultado mucho la información del Congreso de los EE.UU., Oficina de Evaluación Tecnológica, "Electric Power Wheeling and Dealing: Technological Considerations for Increasing Competition," (OTA-E-409, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., mayo de 1989), y el Informe del Grupo de Estudio sobre Transmisión para la Comisión, "Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives" (Comisión Federal de Regulación Energética, octubre de 1989).
57. 15 U.S.C. 79-792-6. Las compañías holding registradas son: Allegheny Power System Inc., American Electric Power Co., Central and South West Corp., Eastern Utilities Associates, General Public Utilities Corp., Energy Corp. (antiguamente Middle South Utilities), New England Electric System, Northeast Utilities and the Southern Company. Además de las compañías holding registradas, hay sistemas de compañías holding "exoneradas", están formadas por subsidiarias de las empresas afiliadas que operan dentro del estado o en estados contiguos.
58. Las PMA's son: Bonneville Power Administration, Western Area Power Administration, Southeastern Power Administration, Southwestern Power Administration y Alaska Power Administration. Se exige a todos los sistemas federales de energía que, al vender su producción, den preferencia a otros sistemas de propiedad pública y a las cooperativas eléctricas rurales. Las PMA's oficialmente forman parte del Departamento de Energía de los EE.UU.
59. Las interconexiones de corriente directa (DC) y AC entre las redes están limitadas en su emplazamiento y capacidad, con el resultado de que los sistemas de transmisión de los Estados Unidos y el Canadá no forma una sola red, sino cuatro redes independientes.
60. Las explotaciones mancomunadas compactas (tight pools) representan alrededor de una cuarta parte de la capacidad de generación total de la industria. Las empresas que constituyen una explotación energética mancomunada pueden ser o no ser contiguas.
61. El lenguaje es convencional. En particular, un centro de control puede despachar plantas para las compañías participantes cuyas áreas de distribución no son contiguas y para los IPPs que no están encargados de la distribución.
62. Cuando se hizo el estudio OTA, había unas 99 áreas de control en la Eastern Interconnection, unas 34 en la

- Western Interconnection y 10 en la Texas (ERCOT) Interconnection.
63. NGA, *Options for Structural Reform in Electric Regulation* (Informe del Grupo de Estudio sobre la Regulación de las Empresas de Servicios Eléctricos Públicos del Comité sobre Energía y Medio Ambiente).
 64. Servicio Público de Nuevo México et al., Expediente No. ER 84-155-000 Opinión y Orden de que la Tarifa Experimental es Justa y Razonable y de Aceptación de la Tarifa para su Registro (30 de diciembre de 1983), 25 FERC 61,469.
 65. Los resultados figuran en John Paul Acton y Stanley M. Besen, *Regulation, Efficiency, and Competition on the Exchange of Electricity: First-Year Results from the FERC Bulk Power Market Experiment* (preparado para la DOE por Rand Corporation, Santa Monica, California, octubre de 1985).
 66. Pacific Gas and Electric Co., Expediente No. ER87-97-001 Orden de Aceptación de las Tarifas Experimentales para su Registro sin Suspensión ni Audiencia etc. (12 de marzo de 1987), 38 FERC 61,242.
 67. En la jerga de la FERC, comercio de "coordinación" FERC significa aquellos comercios en los cuales los contratos determinan las obligaciones recíprocas. La distinción entre las ventas de exclusividad de suministros y las ventas de coordinación no es siempre clara porque los clientes de las ventas de exclusividad de suministros pueden efectuar compras de "coordinación". El término "mercados de energía en bloque" significa, generalmente, mercados en los cuales hay comercio de coordinación, aunque a veces se lo emplea para incluir tanto el comercio de ventas de exclusividad de suministros como el de coordinación. El término suele incluir las compras de las QFs e IPPs por las empresas.
 68. Western States Power Tools, "Orden de Anotación de las Intervenciones y de Otorgamiento y Denegación de Solicitudes, etc". Expediente No. ER91-195-000.
 69. NOI, Regulación de las Ventas para la Reventa y de los Servicios de Transmisión Eléctrica, Expediente No. RM85-17-000. Fase I, emitida el 30 de mayo de 1985, 31 FERC 61,228 y Fase II, emitida el 28 de junio de 1985, 31 FERC 61,376.
 70. Son ejemplos de ello: 1. St. Joe Minerals Corporation, 21 FERC 61,323 (1982), otorga una revisión de la causa 22 FERC 61,211 (1983). 2. Cliffs Electric Service Co., 32 FERC 61,371 (1985). 3. Howell Gas Management Co., 40 FERC 61,336 (1987). 4. Ocean State Power, 38 FERC 61,140 (1988) y 43 FERC 61,466 (1988). 5. Orange and Rockland Utilities, Inc., 42 FERC 61,012 (1988). 6. Doswell Limited Partnership, 50 FERC 61,251 (1990). 7. Commonwealth Atlantic Limited Partnership, 51 FERC 61,368 (1990). 8. Dartmouth Power Associates Limited Partnership, 53 FERC 61,117 (1990). 9. Energy Services Inc., "Orden de Aceptación de Tarifas...y de Otorgamiento de Exención," Expediente No. ER90-38-000 (junio de 1990) 51 FERC 61,376. 10. Enron Power Enterprise Corp. "Orden de Aceptación de Tarifas para el Registro y de Otorgamiento de Exenciones," Expediente No. ER90-290-000 (agosto de 1990) 52 FERC 61,193.
 71. Véase Citizens Energy Corp., 35 FERC 61,198 (1986) y Chicago Energy Exchange of Chicago, Inc., 51 FERC 61,054 (1990).
 72. Véase, en particular, Public Services of Indiana, Inc., Opinión No. 349, 51 FERC 61,367 (1990) y la Opinión No. 349-A, 52 FERC 61,260 (1990).
 73. NGA, *Moving Power: Flexibility for the Future* (Informe del Grupo de Estudio sobre Transmisión Eléctrica del Comité de Energía y Medio Ambiente, 1986).
 74. En febrero de 1991, el Keystone Center, Keystone Colorado, inició un Diálogo sobre Cuestiones Jurisdiccionales de Regulación Estatal/Federal que Afectan a los Mercados de Electricidad, diálogo en el cual los reguladores estatales y federales, y los ejecutivos de las IOUs, POUs e IPPs y voceros de los consumidores y de los intereses ambientales están debatiendo, entre otros aspectos, algunas de las cuestiones propuestas por este informe.
 75. El 19 de julio de 1988, la FERC emitió una cuarta NOPR para complementar a las primeras tres. Esta NOPR, titulada Regulación que Rige la Ley de Políticas de Regulación de 1978, Expediente No. RM88-17-000, 44 FERC 61,183, comprendía, principalmente, modificaciones menores propuestas a los requisitos técnicos para calificar como QF. Un aspecto de significación política fue una propuesta que permitía a las empresas con concesión poseer el 100% de una QF, si la empresa no compra energía de la QF. Cuando la empresa sí compra energía de la QF, se propone un nivel de propiedad cero. Las actuales normas permiten que una empresa con concesión compre energía de una QF en la cual posee una participación minoritaria.
 76. NOPR: Determinación Administrativa de los Costos Completos Evitados, las Ventas de Energía a las Instalaciones Calificadas y a las Instalaciones Interconectadas, Expediente No. RM88-6-000, 44 FERC 61,324.
 77. NOPR: Regulación que Rige los Procedimientos de Licitación, Expediente No. RM88-5-000, FERC 61,323 (1988). NOPR: Regulaciones que Rigen a los Productores Independientes de Energía, Expediente No. RM88-4-000, 44 FERC 61,322 (1988).



78. Opinión No. 318, *Utah Power & Light Company, PacificCorp, PG/UP&L Merging Corporation*, Expediente No. EC88-2-000. Opinión y Orden de Afirmación Parcial, Modificación Parcial y Anulación Parcial de la Decisión Inicial y de Aprobación Condicional de la Fusión, emitidas el 26 de octubre de 1988, 45 FERC 61,095.
79. Planes Avanzados para la Construcción de Instalaciones y Registrados en la Comisión para su Revisión y Aprobación Conforme a la Sección 196.491, Legislación de Wisconsin, Expediente No. 05-EP-5 (6 de abril de 1989). Las IOUs de Wisconsin han impugnado la orden de las PUCs ante el tribunal estatal y también han presentado una petición a la FERC para que dictamine que la orden de las PUCs usurpa la jurisdicción de la FERC. La FERC todavía no ha actuado. Lo que es más, la Wisconsin Power and Light ha registrado en la FERC, y la FERC ha aceptado, una tarifa que ofrece servicios de transmisión en firme a todas las empresas (incluidos los IPPs y QFs). La oferta exige que la Wisconsin Power and Light construya para satisfacer la demanda y no limitar a los usuarios al servicio de punto a punto.
80. Un estudio reciente de las medidas tomadas por los estados indicó que nueve PUCs han reclamado su jurisdicción para obligar al trasiego y que 31 estados son "activos" en ese campo. Véase Power supply Policy Group, Edison electric Institute, *Transmission Access and Wheeling: A Summary of State Laws and Regulations*, agosto de 1989. Véase también la nota "States Are Acting on Electric Transmission Access", en *Public Utilities Fortnightly*, 3 de agosto de 1989, pág. 12, en el cual se manifiesta que "la FERC y los estados están transitando senderos fundamentalmente distintos con respecto a la política de transmisión en su manera de enfocar la cuestión y la política".
81. Op. cit., pág. 32. Véase también "De conformidad con la Estrategia Energética Nacional, la Administración apoya la plena utilización de las autoridades del Departamento de Energía y de la FERC para fomentar un acceso más abierto a las instalaciones de transmisión eléctrica para las empresas tradicionales y otros suministradores de energía eléctrica, manteniendo, a la vez, normas de confiabilidad. La Administración también apoya los esfuerzos de la FERC para promover una determinación de precios más eficiente para los servicios de transmisión", pág. 35.
82. Ibid., pág. 38. Luego de esta declaración, viene otra que es igualmente significativa: "La Estrategia energética Nacional pide la reconsideración de la actual división de la autoridad reguladora de las empresas eléctricas de servicios públicos entre los organismos Federales y Estatales, con el fin de definir más claramente sus autoridades respectivas y de minimizar las incongruencias".
83. Evidentemente, las QFs insisten en que ellas deberían obtener derechos de acceso, y varias compañías industriales grandes insisten en tener acceso a los servicios de transmisión desagregados. *Elcon's Wheeling Policy: A Special Report by the Electricity Consumers Resource Council (Elcon)*, emitido en febrero de 1989, prevé el trasiego para algunos clientes industriales. El 15 de agosto de 1990, la Comisión de Servicio Público de Michigan, Oficina de Planificación, Política y Evaluación, emitió un documento de trabajo titulado, "La Problemática de la Transmisión Eléctrica y del Trasiego de la Electricidad en Michigan". Esa oficina pidió comentarios del público. Como uno de los elementos centrales de las respuestas, se desarrolló el trasiego minorista.
84. Conjuntamente con el debate sobre la reestructuración, hay un debate sobre "conservación y gestión en función de la oferta". Algunos de quienes propugnan que se utilicen más enérgicamente los programas de conservación y programas DSM esperan poner término y, quizás, revertir el crecimiento de la demanda.

Pasos Previos en el Camino hacia la Privatización y Corporatización

Roger Douglas

Ex Ministro de Finanzas de
Nueva Zelandia



Pasos Previos en el Camino hacia la Privatización y Corporatización

Gracias por brindarme esta oportunidad para hablarles de la experiencia de Nueva Zelanda en la corporatización y privatización de las empresas estatales con el objeto de mejorar su contribución al bienestar de los habitantes de Nueva Zelanda.

Es indudable que la privatización puede servir para muchos propósitos distintos. Algunos de ellos se complementan y otros se contradicen. Los objetivos, explícitos o implícitos, de los gobiernos que se han embarcado en programas de privatización alrededor del mundo han incluido, por ejemplo, un mejor desempeño económico, una mejor administración y control, mejores opciones para el consumidor, mercados laborales más flexibles, mayor productividad, generación de mayores ingresos fiscales, reducción de la deuda pública; la promoción del capitalismo popular y la promoción del accionariado obrero.

Se obtiene un precio mucho mejor si se privatiza un monopolio protegido, se concede una tregua tributaria para que tenga un buen comienzo, y se garantizan adquisiciones gubernamentales de la producción a precios favorables. Por otra parte, esa solución no trae ninguna ventaja en cuanto a la eficiencia; al contrario, puede insertar en toda la economía costos existentes que son evitables.

El objetivo de la reforma nueva zelandesa ha sido, en todo momento, el de maximizar los beneficios netos para el público consumidor. Hemos tendido el propósito de conseguir el precio de venta más alto que se pudiera lograr, pero siempre con sujeción a dicho objetivo. La deregulación y el fomento de la competencia se han considerado siempre como esencial para el bien público. Hemos sacrificado, sin vacilar, ingresos por ventas, cuando esto fue necesario, en vez de privatizar un monopolio.

Desde 1985, las empresas estatales de Nueva Zelanda han pasado por un proceso de reforma en dos etapas. En una primera etapa, partiendo de su estructura departamental original, la mayoría de las empresas estatales se han convertido en empresas estatales de responsabilidad limitada o corporaciones. Posteriormente, una vez mejorado el desempeño de la empresa y luego de que el gobierno han puesto en orden el contexto regulador, la reforma ha procedido a la segunda etapa de plena privatización.

Esta modalidad de desarrollo no ha sido el resultado de alguna posición filosófica específica adoptada a priori por el



gobierno. Tradicionalmente y durante 50 años, el partido laborista de Nueva Zelanda se opuso, por motivos filosóficos de índole general, a la mayoría de las reformas ejecutadas por el actual gobierno laborista desde que asumió el poder en 1984. En Nueva Zelanda había una situación en la cual las actitudes, políticas y filosofías adoptadas por nuestros dos partidos principales durante 30-50 años han estado muy desconectadas de la realidad y han sido un factor negativo para la nación. Desde principios de los años 80 en adelante, se produjo una rápida evolución en el pensamiento del actual gabinete y del comité político, como una respuesta práctica a los profundos problemas económicos y sociales surgidos en el decurso del tiempo a consecuencia de nuestros planteamientos tradicionales de política. En los primeros años de la década de 1950, Nueva Zelanda tenía una economía agraria dinámica e innovadora que nos brindó el tercer nivel de vida más alto del mundo. Pero, desde la depresión de 1930, habíamos estado creando barreras contra la competencia internacional. Las metas de la política proteccionista fueron el incremento del empleo urbano y una mayor protección contra los sobresaltos económicos internacionales. Sin embargo, también llevó a que nuestras manufacturas tuvieran estructuras de costos altos las que, en gran medida, impidieron la exportación de los productos de esas industrias. Con el pasar del tiempo, esos costos impuestos a la economía redujeron gradualmente la competitividad de nuestros exportadores agrícolas. Estos problemas se intensificaron todavía más con el ingreso de Gran Bretaña en la CEE y con las crisis petroleras de la década de 1970. Los problemas de la balanza de pagos se volvieron endémicos.

El gobierno de ese entonces, en lugar de encarar los problemas reales, trató de compensar a los agricultores por esos costos mediante subsidios que reforzaran la producción exportable. También se recurrió a los dineros públicos para persuadir a los fabricantes no competitivos para que entraran en el negocio de exportación y mejoraran nuestros ingresos en divisas.

Con el mismo objetivo, el gobierno financió proyectos energéticos que costaron varios miles de millones de dólares; por ejemplo, proyectos hidroeléctricos, refinerías petroleras y un proyecto de combustible sintético que había sido rechazado por el sector privado como un riesgo comercial no rentable. El rendimiento fue cero o negativo.

En 1982, a medida que empeoraban los desequilibrios, los precios, salarios, tasas de interés y alquileres fueron colocados bajo el control directo de un gobierno conservador. Así se agravaron las distorsiones en la asignación de recursos, distorsiones que constituían la causa fundamental de nuestros problemas.

Nuestra inflación, en los 10 años transcurridos entre 1974 y 1984, pero 1 1/2 veces el promedio de la OCDE; nuestra tasa de crecimiento económico era la mitad de la OCDE; la deuda pública neta se multiplicó seis veces; y el servicio de la deuda subió vertiginosamente de 6,5% a 19,5% de los gastos totales del gobierno; el desempleo aumentó de 5.000 a 132.000, sin visos de detenerse en su aumento.

Los daños causados por una protección excesiva son más patentes si se adopta una retrospectiva de mayor alcance. En los 25 años transcurridos hasta 1984, nuestro incremento promedio anual de la productividad se situaba en 1,2%, el más bajo de la OCDE. El Japón tenía un promedio de 5,8% y la CEE 3,3%. Ya en los primeros años del decenio de 1980, nuestro nivel de vida ocupaba el 32avo lugar en el mundo—y no el 3ero. Había estado en declive promediando un sitio por año durante 30 años.

¿Cuándo se dice basta y se reflexiona nuevamente?

Por otra parte, también sería justo decir que, durante una generación, la mayoría de los nuevos zelandeses habían considerado el alto grado de protección no como un problema sino como la garantía primordial de puestos de empleo y prosperidad. Siempre que surgían problemas, la

respuesta normal del gobierno de Nueva Zelanda consistía en aumentar las medidas proteccionistas un poquito más para calmar a los más afectados.

En 1984, el criterio ya no era sustentable, pues durante la campaña electoral de 1984, hubo una estampida para adquirir dólares. Cuando nosotros asumimos el gobierno, los bancos ya se habían visto obligados a cerrar sus puertas a todas las transacciones en divisas. Este fue, en resumen, el entorno económico general dentro del cual se habían estado desarrollando las actividades del sector empresarial estatal durante 30 o más años.

En 1984, las empresas estatales representaban el 12 1/2% del PIB y el 20% del total de inversiones.

Nadie pensaba que los servicios estatales eran muy eficientes, pero, en general se los consideraba como una ganga. No se percibía realmente la relación entre estas ineficiencias, el desempeño de la economía en su totalidad, y el nivel de vida de la comunidad.

La elección de 1984 fue un momento decisivo en la historia de Nueva Zelanda. Tres años después, el país que era una de las economías más reguladas de la OCDE, llegó a ser una de las menos reguladas.

Liberamos las tasas de interés, introdujimos una política monetaria firme y anti-inflacionaria, eliminamos el control de cambios y flotamos el dólar nuevo Zelandés. Fuimos suprimiendo gradualmente los permisos de importación e hicimos una reducción general de aranceles. Se fueron eliminando virtualmente todos los subsidios, ventajas tributarias y concesiones crediticias para los agricultores.

La industria financiera se convirtió en una de las más desreguladas del mundo. El mercado laboral, si bien seguía siendo uno de los más flexibles del mundo, cobró mayor aptitud para responder ante las oportunidades brindadas por el mercado.

Redujimos la tasa de impuestos al ingreso personal de 66% a 33% y el impuesto a las compañías de 45% a 33%. Un impuesto a las ventas mayoristas, cuyas tasas variaban de 0-60%, fue sustituido por un impuesto único al consumo aplicado a casi todos los bienes y servicios, sin excepción.

El empeño principal de nuestras políticas era el de colocar nuevamente a los productores en contacto directo con sus mercados y volverlos dependientes de los réditos obtenidos del mercado; exponer todos los sectores, pero especialmente los protegidos, a una mayor competencia; nivelar el campo de juego para que los recursos fluyeran automáticamente hacia aquellas actividades que dieran los mayores réditos; y por tanto, incentivar el empleo más provechoso, en todos los aspectos y por todos los jugadores, de los recursos que estaban consumiendo.

La reforma de las empresas estatales constituyó un solo hilo en la trama mucho más amplia de la reforma estructural. Para tener un valor positivo para la sociedad, la producción de esas empresas debe tener un valor por lo menos igual al de los recursos empleados para producirla. Su producción debe estar alimentada con el menor consumo de recursos posible.

Pero, ninguno de esos criterios jamás había tendido una importancia central ni había sido una preocupación del gobierno o de los gerentes de las empresas estatales. Las empresas estaban controladas de la manera tradicional departamental, racionando los insumos tales como el presupuesto y la plantilla de empleados. La producción, la eficiencia y el desempeño se daban por sentado o no se los tomaba en cuenta.

En el transcurso de los años, las empresas estatales—conocidas actualmente como SOES en nuestra jerga— habían recibido una combinación conflictiva de atribuciones empresariales, sociales y reguladoras. Pero, ni los ministros ni los gerentes tenían ninguna idea de cuanta prioridad



debían otorgar a la eficiencia empresarial o hasta que punto debían olvidarla a fin de crear empleos, proporcionar artículos baratos a los necesitados o satisfacer otras prioridades sociales.

Los ministros que no eran, de modo alguno, expertos en negocios, terminaban tomando decisiones empresariales. Los gerentes comerciales que estaban actuando fuera de su propio campo de conocimientos, se veían obligados a adoptar decisiones sociales. El resultado se llevó ante el parlamento para su consideración, pero nadie sabía lo que significaba. Las atribuciones eran tan difusas y divididas que nadie jamás tuvo que sufrir las consecuencias de los resultados.

El conflicto entre las funciones comerciales y reguladoras introdujo insondables complejidades. La empresa nacional del carbón, por ejemplo, era propietaria de la mayoría de las minas de carbón. Como autoridad reguladora de toda la minería del carbón, debía decidir si las nuevas licencias debían otorgarse a su propia operación comercial o a los competidores del sector privado.

En tercer lugar, las SOES a menudo conseguían su capital libre de todo tributo fiscal. No pagaban impuestos ni distribuían dividendos. Este factor, y muchos otros, crearon una situación en la cual los costos que figuraban en los libros no guardaban ninguna relación real con el verdadero costo de su actividad. No es posible llevar adelante semejante sistema con eficiencia; el sistema no produce la información básica necesaria para ello.

Se inició un examen integral de las SOES, centrado en las estructuras básicas y en los sistemas empresariales. Sabíamos que los resultados serían malos, pero ninguno de nosotros tuvo la más remota idea de cuán malos serían hasta que se comenzaron a recibir los datos detallados.

Por ejemplo:

Una coordinación nada sistemática era la norma. El Departamento de Electricidad había construido una central eléctrica importante encima de uno de los mejores filones carboníferos de las minas del departamento. Un nuevo hotel para su personal se hundió, antes de que pudiera utilizarse, porque otro departamento estaba extrayendo carbón debajo del hotel.

Durante los 20 años anteriores, el gobierno había invertido cinco mil millones de dólares del dinero de los contribuyentes en estas áreas de actividad. Se obtuvo una rentabilidad cero por esa inversión en 1986- 1987.

Yo mismo me dediqué, entonces, a formular nuevos principios concebidos para reorientar a las SOES con un criterio comercial. La Comisión de Servicios del Estado estimó que la idea era demasiado radical. La Oficina de Auditoría se fastidió porque infringía su autoridad. Algunos de los departamentos de comercio se prepararon para una larga guerra defensiva.

El avance de la reforma se empantanó. Se realizaron todos los intentos concebibles para demorar, desviar, reargumentar y reinterpretar el aspecto principal de los principios y conducir al gobierno hacia alguna otra orientación.

Al final, se destrabó el atolladero cuando, en diciembre de 1985, anuncié un nuevo conjunto de principios para las SOES.

- Las actividades comerciales deben tener objetivos puramente comerciales. Si el gobierno requería la realización de alguna actividad no comercial, ese trabajo debía presupuestarse claramente como una actividad gubernamental distinta; ya no quedaría empujada dentro de la actividad comercial de la empresa estatal.

- Las SOES deben funcionar en un entorno competitivamente neutral, sin ventajas ni desventajas en relación con los otros actores. Deben contar con estados de situación comerciales normales; deben financiar sus

actividades de manera normal mediante el mercado, sin concesiones ni garantías; deben pagar impuestos y ganar un rendimiento comercial normal por el capital de riesgo invertido; y deben funcionar según las mismas normas de seguridad, trabajo, mercado y medio ambiente, y demás normas.

• Deben organizarse de tal manera que se facilite la puesta en práctica de esos principios.

En adelante, los directores y gerentes recibirían metas empresariales claramente establecidas. Tendrían autonomía para adoptar sus propias decisiones respecto de como alcanzar esos objetivos; serían responsables ante los propietarios por el desempeño.

La ley de Empresas Estatales promulgada en 1986, creó nueve nuevas SOES para que se encargaran de las funciones comerciales que estaban en manos de los departamentos gubernamentales: líneas aéreas, carbón, electricidad, propiedades públicas, tierras, silvicultura, correos, el Banco Postal y la Corporación Telecom.

Estas SOES se crearon según la Ley de Compañías, como compañías autónomas de responsabilidad limitada con plenos poderes legales y la debida obligación de responder ante los acreedores y propietarios.

Dicha medida puso en marcha un enorme proceso de cambio que incidía en una octava parte de la economía global.

De todas las lecciones más importantes aprendidas durante toda nuestra experiencia, quisiera recalcar la siguiente que es de importancia central: resultados de calidad comienzan con personas de calidad. Tener las políticas correctas no es suficiente, sino se tiene personas de calidad en todos los puestos estratégicos en el momento oportuno.

Quisiera volver ahora al sector eléctrico como un ejemplo de este proceso.

Antes de 1984, la mayor parte de la generación y transmisión de alto voltaje estaba organizada como un departamento del gobierno una división del Ministerio de Energía.

La distribución estaba administrada por medio de juntas comerciales locales, cuyos integrantes se nombraban a través de elecciones locales.

Todas las decisiones claves que afectaban al Departamento de Electricidad no las tomaban los directores del departamento sino otras personas.

El programa de obras esenciales y las principales decisiones de inversión, como nuevas presas hidroeléctricas, estaban sujetas a informes del Tesoro y a la aprobación del gabinete. Las decisiones se adoptaban, a menudo, por razones políticas cuando había el interés de crear puestos de trabajo.

Tanto el Tesoro como los ministros carecían de la información suficiente para evaluar las solicitudes presentadas por el departamento.

Otro departamento del gobierno, la Comisión de Servicios del Estado, determinaba los salarios y las condiciones de empleo.

Con el objeto de atraer industrias de uso intensivo de electricidad, el gobierno entró en negociaciones de contratos a largo plazo con compañías del sector privado estos contratos implicaban enormes subsidios.

Los contratos de construcción se reservaban para el Departamento de Obras del gobierno.

El Ministro de Finanzas fijaba las tarifas eléctricas como parte del presupuesto anual. Cuando el gobierno estaba preocupado por la inflación o cuando se aproximaban las elecciones, las tarifas eléctricas se mantenían bajas; pero después de las elecciones, o cuando el gobierno estaba más preocupado por su presupuesto las tarifas subían. Algunos años, la



tarifa eléctrica en bloque se incrementó en un 60%; en otras épocas, la tarifa eléctrica en bloque se incrementó en un 40%.

En efecto, cada decisión que debe tomarse para explotar una empresa eléctrica no era adoptada por quienes estaban a cargo del departamento sino por otros.

El resultado inevitable de todo esto fue que los gerentes del Departamento de Electricidad no se sentían responsables del desempeño del departamento. Estimaban que su trabajo consistía en proteger su departamento y adquirir todos los recursos presupuestarios posibles en el proceso de presupuestación.

El desempeño administrativo no les importaba, realmente, porque no existía ningún medio integral ni significativo para medir el rendimiento del departamento.

En la industria eléctrica, hay fuertes presiones políticas para asegurar que las luces siempre estén encendidas. En la década de 1960, Nueva Zelanda pasó por un período de marcado crecimiento económico y en algunos años hubo déficits eléctricos.

Por consiguiente, el Departamento de Electricidad cuidó demasiado del sistema de transmisión e incorporó márgenes de reserva excesivos en los nuevos programas de capacidad instalada.

Volviendo otra vez al tema de la electricidad, un aspecto importante de las empresas eléctricas de todo el mundo es la planificación, aprobación, financiamiento y ejecución de las grandes inversiones de capital.

Convendría entrar en detalles respecto de cómo se lleva a cabo este proceso en Nueva Zelanda.

El primer paso fue el de procurar que la Electricorp tuviera una valoración adecuada, con el propósito de establecer un valor que estuviera

dispuesto a pagar por la empresa un comprador interesado pero no muy deseoso.

Es muy importante adoptar un criterio de largo plazo respecto de cuales serían las probables necesidades futuras de dinero para grandes inversiones de capital, y exigir a la empresa que financie las grandes inversiones con sus propias utilidades no distribuidas o créditos o, posiblemente, la participación del sector privado.

El siguiente paso fue el de establecer una adecuada proporción de la deuda.

Inicialmente, la deuda fue emitida al gobierno, pero la SOE debía transferir esta deuda al sector privado dentro de dos o tres años. El Gobierno de Nueva Zelanda exige que los documentos crediticios de las SOES indiquen explícitamente que la deuda no está garantizada por el gobierno.

A veces se omite esta importante disciplina. Aunque así aumentan un poco los costos del crédito para el sector estatal en general, se garantiza que los bancos, organismos de clasificación de valores y los analistas de inversiones presten mayor atención al desempeño comercial y perfil de riesgos de la SOE. Obliga a la SOE a volverse más profesional y mejorar sus sistemas de información gerencial y la calidad de su personal en las áreas financieras, elevándolos al nivel de los del sector privado.

Electricorp ha evolucionado desde una situación en la cual casi no tenía contadores calificados hasta una situación en la cual es uno de los mayores y más respetados participantes de los mercados de capital nacionales e internacionales.

La Ley de Empresas Estatales prescribe que cada SOE entregue a los ministros accionistas un borrador de declaración de su intención. Las cuestiones claves que se debaten entre la corporación y los ministros cada año son las siguientes:

- La tasa de rentabilidad prevista para los accionistas;
- El nivel de dividendos que se pagarán;
- Las principales cuestiones comerciales o las estrategias que está adoptando la compañía.

En estas discusiones, el Tesoro y la unidad asesora de las empresas estatales desempeñan una función consultiva para el ministro. Esta actividad se lleva a cabo, en la medida de lo posible, como si el ministro accionista fuera un accionista interesado en el patrimonio del accionariado y no solo en obtener ganancias de corto plazo para el presupuesto del gobierno.

¡No es siempre fácil cumplir este papel!

En Nueva Zelanda, los ministros accionistas han sido, en general, enemigos de los riesgos. No les gusta que el capital sea invertido fuera de sus negocios.

Las SOES, actuando como si fueran negocios privados, están animados a diversificar en nuevos negocios.

El último y mayor proyecto que ha realizado Electricorp desde 1986, es un ejemplo de cómo se están aprobando ahora las inversiones de capital: el mejoramiento de la conexión HVDC entre la Isla del Norte y la Isla del Sur.

Debido a la existencia de una excesiva capacidad de generación, como resultado de las políticas anteriores, desde su creación Electricorp no ha tendido que enfrentar la necesidad de construir más capacidad instalada.

Su mayor proyecto ha sido el mejoramiento del enlace HVDC entre la Isla del Norte y la Isla del Sur.

Este proyecto de 600 millones de dólares (\$NZ) fue aprobado por la junta y financiado sin recurrir al gobierno. Una parte se financió

mediante un crédito otorgado a Nueva Zelanda a una tasa concesionaria por Eksportfinans de Noruega. Los fondos del préstamo se utilizaron para financiar la adquisición de los cables submarinos necesarios para mejorar la calidad del enlace.

La siguiente cuestión que quisiera tratar se refiere a los aspectos orgánico-funcionales de la corporatización del Departamento de Electricidad.

Los activos y actividades empresariales del anterior Departamento de Electricidad incluían:

- 95% de la capacidad instalada total de Nueva Zelanda;
- 13.000 kilómetros de líneas de transmisión;
- un enlace DC de alto voltaje y 600 MW entre la Isla del Norte y la Isla del Sur;
- una gran operación de ingeniería, consultoría y construcción

Una junta fundadora, conformada por empresarios del más alto nivel, fue nombrada por el gobierno para supervisar la formación de la nueva compañía y para negociar la valoración de los activos con el gobierno.

Las siguientes son algunas de las principales medidas tomadas por la nueva junta:

- Se reestructuró la compañía en 4 divisiones empresariales distintas: producción, comercialización, transmisión y diseño.
- En aquellos campos en los cuales la empresa carecía de experiencia por ejemplo, en la comercialización se reclutó personal ejecutivo fuera de la industria eléctrica.
- Se separó la red de transmisión para convertirla en una portadora común y para que tuviera mayores niveles de transparencia



y se nombró para la Junta de la Compañía Nacional de la Red de Energía Eléctrica a algunos directores independientes y directores por parte de los consumidores.

- Se adoptó una estrategia de comercialización enérgica para mejorar el aprovechamiento de los activos incrementando las ventas:
- Actuando frente a la competencia con precios más bajos
- Desarrollando opciones de flexibilidad en la fijación de precios a fin de reflejar más adecuadamente las señales de los costos dinámicos dadas al mercado.
- Estableciendo una función financiera y de tesorería de alta calidad.

Fue necesario reducir considerablemente el personal por el exceso de personal que había acumulado como departamento del gobierno.

La Corporación Eléctrica emprendió en un planteamiento innovador ante este problema que no fue necesariamente adoptado por otras SOES durante su formación.

Cada empleado debía presentar una solicitud para un cargo recién creado. El gerente ejecutivo nombró a una serie de gerentes que le informarían directamente de las actividades. Cada gerente, a su vez, nombró su personal escogido entre los empleados existentes o los postulantes que no pertenecían a la organización.

Se crearon beneficios de cesantía generosos y mecanismos para la colocación del personal excedente.

Este método resultó importante en la industria eléctrica para garantizar que el personal "que ingrese" en la nueva cultura empresarial sea el requerido.

Para muchos gerentes de nivel superior, que formaban parte del antiguo departamento, no fue

fácil hacer la transición desde la cultura de la administración pública hasta la nueva cultura de orientación comercial. Les resultó difícil acomodarse a la mayor libertad y a las mayores exigencias de responsabilidad que deben existir en toda organización comercial productiva.

Como ya mencioné, el éxito de este proceso exigía personal de alta calidad en los puestos adecuados.

La Junta de Electricidad era una junta de calidad superior, tal como lo era su gerente ejecutivo. No debe subestimarse la influencia que ejercieron en el logro de grandes resultados económicos.

Desde 1987, Electricorp había tenido libertad para fijar sus propias tarifas dentro de las restricciones de la legislación general antimonopolios de Nueva Zelanda, La Ley de Comercio.

La característica importante de esta ley reside en que cualquier parte puede llevar una causa ante los tribunales por un supuesto abuso de la posición monopolística.

La ley otorga a la comisión de comercio atribuciones para recomendar al gobierno que imponga el control de las tarifas.

Este mecanismo se conoce como "la regulación de mano blanda". Incorpora la amenaza de regulaciones de mano dura si hay abusos de la libertad para determinar los precios, y procura que, donde sea posible, las fuerzas competitivas se maximicen para imponer una disciplina tarifaria.

El control de precios y la regulación de la tasa de rentabilidad traen problemas muy conocidos porque contrarrestan los incentivos a la eficiencia y crean barreras para reajustes tarifarios en respuesta a las fuerzas de la economía.

La gerencia de Electricorp estaba muy conciente de cual sería la reacción política y pública si se llegara a pensar que estaba abusando de la libertad para determinar los precios.

Los beneficios de la regulación de mano blanda están debidamente ilustrados con el ejemplo de la Corporación Eléctrica.

La compañía ha reaccionado a las medidas reguladoras de mano blanda de la siguiente manera:

- Ha separado voluntariamente la red de energía eléctrica nacional y la opera como una compañía independiente aparte.
- Ha reducido los costos:
- Ha reducido los precios mayoristas;
- Ha lanzado una fuerte campaña de comercialización para aprovechar mejor la capacidad instalada excedente

Si hubiera estado sujeta a la regulación tradicional norteamericana de la tasa de rentabilidad, la compañía habría tenido pocos incentivos para incrementar la utilización de sus instalaciones o para reducir los costos, porque el mayor rendimiento resultante tendría que justificarse y probablemente sería bloqueado por algún ente regulador. Habría, además, fuertes incentivos para aumentar la base patrimonial. Al contrario, Electricorp ha desechado las centrales eléctricas antiguas.

Si se hubiera aplicado precios controlados o precios máximos, la compañía no habría reducido los precios porque no hubiera podido estar segura de poderlos aumentar nuevamente, una vez agotada la capacidad excedente.

El método de la regulación de mano blanda se basa en juntas y administraciones para las cuales la perspectiva de estar sujetas a regulaciones severas es mucho peor que la libertad relativa que tienen cuando están ligeramente reguladas.

En muchos países, por ejemplo en los Estados Unidos, las empresas de servicios públicos cuyas actividades siempre han estado sujetas a

regulaciones severas comprenden y prefieren las regulaciones y realmente temen la incertidumbre creada por la desregulación.

A mi juicio, el éxito de la introducción de la regulación de mano blanda reside, en gran parte, en la introducción de nuevas actitudes y en una nueva generación de directivos que no aceptan la antigua forma de hacer las cosas.

En Nueva Zelanda encontramos que los directivos de muchas empresas estatales se adaptaron mucho mejor a la desregulación que los directivos de muchas compañías del sector privado que debieron confrontar una desregulación realizada mediante la reducción de las tarifas, la reducción de los permisos de importación, etc.

Procederé, ahora, a abordar la actual problemática y las opciones planteadas en el sector eléctrico de Nueva Zelanda.

En vista del predominio de Electricorp en la generación y de la posibilidad de la privatización, la regulación de mano blanda no fue enteramente satisfactoria para el gobierno. En 1988, el gobierno creó un grupo de estudio sobre energía eléctrica para asesorar respecto de medidas estructurales y reguladoras adicionales que pudieran adoptarse para fortalecer la competencia, donde fuera posible, y para aislar aquellas partes de la industria que constituían monopolios naturales.

Las cuestiones claves que surgieron de este estudio (1) y los estudios posteriores, incluyeron las siguientes:

- Si debía separarse todavía más la red de energía nacional de Electricorp un monopolio natural a fin de que los generadores que entrarían en competencia estuvieran seguros de que el generador predominante existente no utilizaría su control de la red para erigir barreras al ingreso.



- Si debía dividirse Electricorp para crear varias compañías competidoras, en vez de permitir el ingreso de nuevos generadores que crearían una competencia en el transcurso del tiempo.
- Qué orden de mercado mayorista competitivo debía crearse.
- Cómo podría introducirse la competencia en la venta minorista de electricidad (ejemplo la compra de energía en bloque, la transmisión y distribución de energía y la posterior venta minorista al consumidor).
- ¿Debería privatizarse la industria eléctrica y si fuera así, como se lo haría?

La problemática es compleja y sólo tocaré unos pocos puntos claves:

Es muy probable que el gobierno decida hacer una posterior separación de la red de transmisión creando un llamado "club de generadores" (inicialmente Electricorp), distribuidores y, posiblemente, inversionistas privados. Este sistema tendría reglas especialmente elaboradas que garantizarían que la red opere para fomentar la competencia, y que opere abierta y transparentemente.

La cuestión de la separación de Electricorp en partes es sumamente compleja. El sistema eléctrico de Nueva Zelanda es muy pequeño en comparación con otras empresas internacionales de servicios públicos. La dependencia de hidroelectricidad barata y la pequeña cantidad de plantas térmicas plantean problemas técnicos. La mayoría de los expertos concuerdan en que las compañías competidoras muy probablemente formarán un cartel para subir los precios hasta aproximadamente el mismo nivel que tendrían si constituyeran una sola compañía. La división impondría costos muy altos. Muchos estiman que Electricorp ya se ha vuelto sumamente eficiente como resultado de la corporatización

y que, por tanto, los costos de la división probablemente superarán los beneficios.

Hay otro criterio: el de que la creación de la competitividad, aun a un costo neto para el país, es una necesidad política para que la privatización sea aceptable para el público. Esta cuestión todavía no ha sido resuelta.

En el último año o algo más, se ha investigado detenidamente las opciones para el mercado mayorista. Este tema también es complejo y se están considerando varios modelos. Se ha estudiado con mucha atención el modelo del Reino Unido. Entiendo que se han llevado a cabo investigaciones de avanzada a nivel mundial para determinar las posibilidades de crear derechos de capacidad de transmisión que superen los problemas creados por las restricciones a la transmisión.

El gobierno está procediendo con sus planes para corporatizar el sector de distribución. Ya ha nombrado directores versados en aspectos comerciales para supervisar el proceso de corporatización, y algunas autoridades encargadas de la distribución ya están demostrando incrementos impresionantes en la eficiencia. El gobierno ha anunciado que, posteriormente en este año, se introducirán leyes para exigir la separación de las cargas de línea de las cargas de energía eléctrica y para exigir la entrega de información sobre la parte monopolística del negocio. Esto podría crear las condiciones para la venta minorista competitiva.

El Gobierno no ha tomado decisiones respecto de la privatización de la industria eléctrica.

Yo estoy muy a favor de la privatización, siempre que se creen los mecanismos estructurales y las disposiciones de regulación adecuadas para maximizar la posibilidad de un ingreso competitivo en la industria.

La privatización de Telecom el año pasado ya ha dinamizado considerablemente los mercados de

capitales de Nueva Zelandia, ha aumentado los nexos con las compañías extranjeras y ha creado oportunidades para la transferencia de tecnologías y conocimientos especializados; y ha posibilitado una notable reducción de la deuda externa.

Telecom tiene ahora accionistas que están en mayor capacidad de evaluar y asumir riesgos que el gobierno de Nueva Zelandia.

Si se privatizara la Electricorp, Nueva Zelandia obtendría los mismos beneficios.

Creo que, tratándose de electricidad, lo más importante es la capacidad de los propietarios del sector privado para evaluar los riesgos.

La industria eléctrica es realmente muy arriesgada. La percepción tradicional de que las empresas eléctricas son de bajo riesgo es incorrecta desde el punto de vista nacional. La protección monopolística y la propiedad estatal han permitido que los costos de malas decisiones se trasladen ya sea a los consumidores o a los contribuyentes.

Hay riesgos considerables en la industria eléctrica.

Hay riesgos mayores en la construcción por tramos y hay una mala predicción de la demanda. Como muchos otros países, Nueva Zelandia tiene malas experiencias en la construcción por tramos y en la acumulación de una capacidad excesiva.

La privatización llevará estos riesgos al sector privado, el cual debería, a su vez, imponer presiones para que mejoren la administración y productividad de los grandes proyectos de infraestructura.

¿Qué pueden aprender de la experiencia de Nueva Zelandia los países de América Latina y El Caribe?

El modelo de corporatización parece conveniente para muchos países de América Latina y El Caribe, en lo que se refiere a:

- Dejar en claro cuál es la función del gobierno.
- Permitir que se determinen más adecuadamente las obligaciones de responder por el desempeño.
- Mejorar la capacidad del gobierno para hacer un seguimiento del desempeño de la empresa estatal.
- Introducir las prácticas de trabajo y la cultura del sector privado, especialmente en relación con el mercado laboral.
- Reducir el ámbito para la adopción de decisiones basadas en consideraciones políticas más que en consideraciones económicas y empresariales racionales.

Es de importancia vital que los ministros, políticos y funcionarios del gobierno comprendan la importancia de no intervenir en las decisiones empresariales tomadas por las SOES.

Si los gerentes no son plenamente responsables de las decisiones que adoptan, entonces no se les puede obligar a responder por su desempeño.

Pero, muchos países latinoamericanos tienen grandes problemas de control macroeconómico y mercados de capital débiles o poco desarrollados, en comparación con Nueva Zelandia y con otros países de la ODCE que han llevado a cabo programas de corporatización.

En algunos casos, el Banco Mundial es el único prestamista de los gobiernos para el desarrollo de la infraestructura.

La falta de mercados de capital que funcionen adecuadamente y los problemas de la deuda y de la macroestabilidad enfrentados por muchos países latinoamericanos parece indicar que formas de privatización deberían adoptarse mucho antes, aunque no una venta total de la participación accionaria del Estado.



Hay un modelo que me parece adecuado para los países de Europa Oriental y, quizás, para algunos de América Latina: modalidades de contratos de administración conjunta de la operación, con contratos de privatización condicionados.

Se escogería a un socio del sector privado extranjero para administrar, por ejemplo, una compañía eléctrica pagándole una comisión por su gestión.

El socio recibiría opciones para comprar una participación en el capital a un precio favorable, quizás dentro de tres a cinco años, y con el derecho de comprar una participación mayoritaria al precio completo del mercado. La privatización total o parcial se efectuaría una vez que se haya llegado a un nivel suficiente de macroestabilidad y que los mercados de capital se hayan dinamizado y ampliado lo suficiente.

El socio del sector privado extranjero haría lo siguiente:

- introduciría reformas administrativas y del mercado laboral;
- emprendería la reestructuración o asesoría para ello; y,
- efectuaría la transferencia de tecnología o conocimientos.

Esto daría un valor mayor a la compañía y haría posible que el gobierno reciba un precio mucho más alto cuando se tome la decisión de privatizar la empresa totalmente. Así se contribuiría en gran medida a la reducción de la deuda.

La economía recibiría el beneficio de la reforma tarifaria, menores subsidios y mayor productividad, con lo cual se estaría favoreciendo otras reformas macroeconómicas y microeconómicas.

El Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional deberían ayudar prestando apoyo financiero y técnico a los gobiernos para que puedan desarrollar estos mecanismos.

La participación del sector privado en la planificación, financiamiento y construcción de una capacidad adicional en la industria eléctrica es conveniente desde el punto de vista de la afluencia de capital, de evitar la necesidad de más endeudamiento fiscal, de una mayor competencia y de potenciar la transferencia de tecnología y conocimientos especializados.

Un sector de empresas eléctricas estatales que se haya corporatizado con éxito acrecentará las perspectivas de que el sector privado pueda proporcionar más capacidad instalada.

En mi opinión, los aspectos determinantes son:

- Una regulación de mano blanda, cuando la base de la regulación es transparente y abierta. Los precios deben reflejar las fuerzas económicas implícitas. En especial, cuando la demanda supere la oferta, las tarifas deben poder incrementarse para incentivar un uso más eficiente de la energía y para recompensar a los que acaban de ingresar en el sector.
- Estabilidad de la regulación. Es importante, desde luego, que haya una decisión política de mantener la estabilidad del régimen regulador. Si se vuelve necesaria la regulación de las tarifas, entonces la fijación de precios máximos al estilo del Reino Unido, tomando providencias para el mejoramiento de la eficiencia, es mucho mejor que la regulación de la tasa de rentabilidad. El fortalecimiento institucional de los departamentos del gobierno y de los organismos reguladores podría ser necesario para mejorar la calidad de la regulación y consultoría.
- La separación del monopolio de las partes competitivas de la industria. Las líneas de transmisión que forman parte de la red de

energía eléctrica y donde se requiere un acceso abierto en el futuro deberían separarse y regularse y, posiblemente, tener otros propietarios que no pertenezcan a la actividad de generación.

- La inviolabilidad de los contratos. Los inversionistas deben sentirse seguros de que los contratos no serán efectivamente trastornados por medidas gubernamentales, incluso por el congelamiento de las tarifas.
- Estabilidad macroeconómica y el fortalecimiento de los mercados de capital.

En conclusión, un programa de corporatización bien concebido y ejecutado debería traer una mayor eficiencia a las empresas eléctricas y otras empresas de servicios públicos que están organizadas por departamentos gubernamentales. También es conveniente la privatización, siempre que se hayan considerado debidamente los objetivos del programa y que el régimen regulador esté correctamente estructurado.

RESUMEN EJECUTIVO.

1. La privatización puede servir para una diversidad de propósitos distintos: Algunos de los cuales se complementan mientras que otros pueden ser contrapuestos.
 - Hay que estar seguro de cuál es el objetivo principal
2. El objetivo de la reforma en Nueva Zelanda, en cada etapa del proceso, fue el de maximizar los beneficios netos para el público consumidor.
 - La desregulación y el fomento de la competencia se han considerado fundamentales para el bien público durante todo el proceso.
3. Las empresas estatales de Nueva Zelanda han pasado por un proceso de dos etapas desde 1985:
 - Corporatización
 - Privatización
4. Antecedentes de la experiencia de Nueva Zelanda:
 - Problemas del pasado creados por una política proteccionista.
 - La situación en la cual se encontraba Nueva Zelanda en 1984.
 - Los cambios en la política se habían efectuado por la Junta.

Por tanto, la reforma de las empresas estatales es solo un hilo en la trama mucho más amplia de la reforma estructural.
5. Principios de la Reforma:
 - Las actividades comerciales estatales deben tener objetivos netamente comerciales.
 - Las organizaciones comerciales estatales deben funcionar en condiciones de competencia neutrales.
 - La organización de las empresas comerciales estatales debe hacerse de manera que se facilite la puesta en práctica de esos principios.
6. La electricidad y cómo estaba organizada antes de 1985, y los problemas relacionados con esa forma de organización.
 - precios distorsionados
 - demasiados o muy pocos gastos de capital
 - influencias políticas en las decisiones
7. La inversión y la estructura del capital



8. Declaración de intención de los objetivos empresariales
9. Aprobación de inversiones, como un ejemplo
10. La corporatización del Departamento de Electricidad de Nueva Zelanda
 - Lo que esto incluía.
 - Las principales medidas adoptadas por la Junta de Electrocorp.
11. Tarificación
 - Electricorp ha quedado libre para fijar sus tarifas desde 1987.
 - El método adoptado por el Gobierno de Nueva Zelanda consistió en una regulación no rigurosa.
 - Como ha respondido la compañía a las medidas reguladoras no rigurosas.
 - Por qué el método de regulación no rigurosa funcionó en Nueva Zelanda.
12. Problemática actual y opciones
13. Lo que América Latina podría aprender de este proceso
14. El financiamiento de nuevas inversiones

Marco Institucional del Sector Eléctrico Español (1983-1991)

Paulina Beato

Ex Presidenta
REDESA, España

e

1. PRESENTACION

EL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL ESTA COMPUESTO POR:

- 6 EMPRESAS INTEGRADAS CON MAYORIA DE CAPITAL PRIVADO
- 3 EMPRESAS INTEGRADAS CON MAYORIA DE CAPITAL PUBLICO
- 1 EMPRESA DE PRODUCCION CON MAYORIA DE CAPITAL PUBLICO
- 1 EMPRESA DE TRANSPORTE CON MAYORIA DE CAPITAL PUBLICO

NUMEROSAS EMPRESAS MUY PEQUEÑAS E IRRELEVANTES POR SU VOLUMEN DE PRODUCCION Y DISTRIBUCION QUE EXPLOTAN PEQUEÑAS CENTRALES HIDRAULICAS O DISTRIBUYEN EN PEQUEÑAS LOCALIDADES

1. PRESENTACION

LA CAPACIDAD DE PRODUCCION DEL SECTOR ELECTRICO ES LA SIGUIENTE:

	<u>MW</u>	<u>%</u>
HIDRAULICA	15.433	37,5
NUCLEAR	7.739	19,2
CARBON	10.595	25,8
FUEL Y OTROS	7.920	17,5
TOTAL	41.687	100,0



1. PRESENTACION

LA PRODUCCION REAL DEPENDE DE LA HIDRAULICA Y DE LA POLITICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES:

	<u>1989</u>		<u>1982</u>	
	<u>GWh</u>	<u>%</u>	<u>GWh</u>	<u>%</u>
HIDRAULICA	17.837	13,7	25.641	25
NUCLEAR	52.980	40,9	8.364	8,1
CARBON	55.574	42,9	41.211	40,1
FUEL Y GAS	3.268	2,5	27.496	26,8
	129.659	100	102.712	100

- LA MENOR PRODUCCION HIDRAULICA DE 1989 SE DEBIO A CAUSAS METEOROLOGICAS

1. PRESENTACION

LA CAPACIDAD Y LA ESTRUCTURA DE PRODUCCION DE LAS DISTINTAS EMPRESAS ES MUY DISPAR

	<u>INTERVALO %</u>
• PARTICIPACION HIDRAULICA EN LA PRODUCCION DE LA EMPRESA	1 a 37
• PARTICIPACION NUCLEAR EN LA PRODUCCION DE LA EMPRESA	8 a 62
• DEFICITS PRODUCCION MERCADO	-20 a 20
• PARTICIPACION DE LA EMPRESA EN LA PRODUCCION DEL SISTEMA	0,5 a 27

1. PRESENTACION

LA DISPARIDAD PRODUCTIVA Y LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES IMPLICAN COSTES DE GENERACION MUY DISPARES ENTRE UNAS EMPRESAS Y OTRAS:

	<u>Ptas/KWh</u>	<u>I</u>
IBERDUERO	7,21	100
SEVILLANA	7,80	108
UNION ELECTRICA/FENOSA	9,05	125
HIDROELECTRICA ESPAÑOLA	8,39	116

1. PRESENTACION

EL MARCO INSTITUCIONAL QUE PERMITE LA CONVIVENCIA DE EMPRESAS TAN DISPARES SE BASA EN:

- UN SISTEMA TARIFARIO UNICO A NIVEL NACIONAL
- UN SISTEMA DE COMPENSACIONES INTEREMPRESAS
- LA EXISTENCIA DE UNA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED DE ALTA TENSION




1. PRESENTACION

A LO LARGO DE LA EXPOSICION VAMOS A PRESENTAR:

- LAS CIRCUNSTANCIAS QUE HICIERON POSIBLE Y ACONSEJARON LA IMPLANTACION DEL NUEVO SISTEMA EN EL PERIODO 1983/85
- LOS ELEMENTOS CLAVES DEL FUNCIONAMIENTO
- LAS PERSPECTIVAS DE LOS PROXIMOS AÑOS Y LAS FUSIONES EMPRESARIALES ACTUALMENTE EN CURSO

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

EN 1983 EL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL PRESENTABA UNA SITUACION ECONOMICO-FINANCIERA MUY DELICADA

- LOS FONDOS PROPIOS PRESENTABAN SOLO UN 18% DEL PASIVO
- LOS GASTOS FINANCIEROS REPRESENTABAN EL 45% DE LOS INGRESOS TOTALES
- LOS GASTOS FINANCIEROS ERAN SUPERIORES AL MARGEN BRUTO (1,20 = CF/MB)
- EL VOLUMEN DE DEUDA ERA DE $3,5 \times 10^{12}$ PTS. (3.500 BILLONES) 

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

LAS CAUSAS DE ESTA SITUACION ERAN DE MUY DIVERSA INDOLE:

- SUBIDA DE LOS PRECIOS DE PETROLEO EN 1973 Y 1979 Y PRODUCCION CON FUEL DEL 27% DE LA ENERGIA ELECTRICA
- NO SUBIDAS DE TARIFAS EN EL PERIODO 1975-1980 CON INFLACIONES DE ENTRE EL 15-30% ANUALES
- PROGRAMAS DE INVERSION DE SUSTITUCION DEL FUEL POR CARBON Y NUCLEAR MUY SUPERIORES AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

EL SECTOR ELECTRICO PRESENTABA OTRAS DISFUNCIONALIDADES QUE HACIAN DIFICIL ABORDAR EL RESTABLECIMIENTO DE UN EQUILIBRIO FINANCIERO

- LAS EMPRESAS REALIZABAN SUS ESTADOS FINANCIEROS DE MANERA POCO ORTODOXA Y NO REALIZABAN AUDITORIA DE LAS MISMAS
- LAS EMPRESAS CON SUPERAVIT DE PRODUCCION DE COMBUSTIBLES BARATOS VENDIAN A LAS EMPRESAS CON DEFICIT EN CONDICIONES POCO DEFINIDAS
- LOS MERCADOS DE CAPITALES COMENZARON A ESTRECHARSE
- LA DEVALUACION DE LA PESETA EN 1982/83 DIFICULTO LA CAPACIDAD DEL SECTOR ELECTRICO PARA HACER FRENTE A LA DEUDA EN DIVISAS



2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

LA SITUACION ANTERIOR FACILITO LA ACEPTACION DE LOS AGENTES DE UN PROGRAMA DE ACTUACION PARA EL RESTABLECIMIENTO DEL EQUILIBRIO ECONOMICO FINANCIERO CONSISTE

- . PARALIZACION DE LA INVERSION EN 5.000 MW DE POTENCIA NUCLEAR
- . NACIONALIZACION DE LA RED DE ALTA TENSION
- . SUBIDAS DE TARIFAS SUPERIORES A LA INFLACION Y MARCO LEGAL PARA DETERMINACION DE TARIFAS
- . COMPENSACIONES INTEREMPRESAS
- . PROGRAMA DE SANEAMIENTO INTERNO A NIVEL EMPRESARIAL:
 - TRANSFERENCIA DE INFORMACION CONTABLE
 - CONDICIONES ESTRICTAS PARA REPARTO DE DIVIDENDOS

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

LA PARALIZACION DE INVERSIONES

- . EL PORCENTAJE MEDIO DE INVERSION REALIZADO EN 1983 ERA DE UN 20%
- . SE ESTABLECIO QUE UNA PARTE DE LA TARIFA ELECTRICA SE DEDICARIA A HACER FRENTE A LOS COSTES DERIVADOS DE LA PARADA
- . A PESAR DE DICHA PARALIZACION LA PARTICIPACION DE LA PRODUCCION NUCLEAR HA PASADO DE UN 8% EN 1982 A UN 30% EN 1990
- . EL AHORRO EN INVERSION DERIVADO DE ESTA PARADA ENTRE 1983-1989 SE ESTIMA EN 1 BILLON DE PTS. 1 X 10 PTS LO QUE SUPONE EL 25% DE LA DEUDA DEL SECTOR EN 1983

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

RED DE ALTA TENSION: RED ELECTRICA, S.A.

- . SE CREA UNA EMPRESA A LA QUE SE TRASPASA TODA LA RED DE ALTA TENSION. LAS EMPRESAS ELECTRICAS RECIBEN A CAMBIO ACCIONES Y DEUDA EMITIDA POR LA NUEVA EMPRESA DE FORMA QUE LA PARTICIPACION DE LAS EMPRESAS PUBLICAS ES MAYORITARIA
- . RED ELECTRICA SE ENCARGA DE PROGRAMAR TODAS LAS UNIDADES DE GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO MINIMIZANDO COSTES VARIABLES. SE ESTIMA UN AHORRO DE HASTA UN 3% DE COSTE VARIABLE.
- . LA CONSTRUCCION DE LA NUEVA RED SE ABORDA CON CRITERIOS UNITARIOS Y SE UNEN LOS SALTOS HIDRAULICOS DEL NOROESTE CON EL SUR Y ESTE
- . LA EMPRESA RECIBE UNA TARIFA POR SERVICIOS PARA HACER FRENTE A SUS COSTES QUE SE DESCUENTA DE LA TARIFA GENERAL

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

TARIFA MEDIA

- . LA TARIFA ELECTRICA QUE DESDE 1946 HABIA SIDO UNICA EN TODO EL TERRITORIO SE CONSOLIDA. SU CALCULO SE ESTABLECE MEDIANTE NORMATIVA LEGAL
- . DURANTE EL PERIODO 1984-1989 SE ACUERDA SUBIR LAS TARIFAS ENTRE 1 Y 2 PUNTOS POR ENCIMA DE LA INFLACION
- . SE DEFINEN LOS ELEMENTOS DE COSTE QUE DEBEN FORMAR PARTE DE LA TARIFA
- . SE APLICA UN PORCENTAJE DE LA TARIFA A INCENTIVAR A LAS EMPRESAS A CUMPLIR EL PROGRAMA FINANCIERO



2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

- LA TARIFA OPTIMA PARA CADA EMPRESA NO ES IGUAL A LA TARIFA OPTIMA DEL SISTEMA ELECTRICO
- NO ES POSIBLE NI EFICIENTE UNA TARIFA ELECTRICA PARA CADA EMPRESA
 - INCIDENCIA SOBRE MERCADOS CONTINUOS
 - LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LAS EMPRESAS
 - TRADICION HISTORICA DE TARIFA UNICA

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

- COMPENSACIONES SON INGRESOS Y PAGOS INTEREMPRESAS PARA ADAPTAR LOS INGRESOS FINALES DE CADA EMPRESA A LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA
- LAS COMPENSACIONES SE INSTRUMENTAN MEDIANTE NORMATIVA LEGAL Y ESTABAN BASADAS EN:
 - INCENTIVAR EL EQUILIBRIO MERCADO/PRODUCCION
 - LA MINIMIZACION DE COSTES FIJOS Y VARIABLES

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

PROGRAMA DE SANEAMIENTO

- UNA PARTE DE LOS INGRESOS DE LAS EMPRESAS ENTRE 1,4-3,4% SE TIENE QUE DEDICAR A:
 - INCREMENTAR LAS AMORTIZACIONES
 - DOTAR PROVISIONES POR PERDIDAS DE DIFERENCIAS DE CAMBIO
 - REDUCIR LOS GASTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS
- LAS EMPRESAS TENDRAN QUE DAR UN DIVIDENDO INFERIOR AL 5% SI:
 - ENDEUDAMIENTO NETO ES MAYOR QUE LA INVERSION REALIZADA
 - LAS AMPLIACIONES DE CAPITAL SON MENORES QUE LOS PAGOS POR DIVIDENDOS

2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

- REQUISITOS DE TRANSPARENCIA INFORMATIVA:
 - NORMATIVA CONTABLE UNIFORME PARA TODAS LAS EMPRESAS
 - AUDITORIA DE LOS ESTADOS CONTABLES



2. IMPLANTACION DE UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

ALGUNOS RESULTADOS

- EL PROGRAMA ANTERIOR ACEPTADO SIN TRAUMAS POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS PERMITIO A ESTAS REFINANCIAR SU DEUDA CON RELATIVA FACILIDAD
- LA RELACION GASTOS FINANCIEROS-MARGEN BRUTO PASO DE 1,20 A 0,72
- EN RELACION ENTRE FONDOS PROPIOS Y AJENOS NO EXPERIMENTO MEJORA POR:
 - LA FINALIZACION DE NUEVAS INVERSIONES
 - LA POLITICA DE SANEAMIENTO NO PERMITIA REPARTOS DE DIVIDENDOS

3. SISTEMA DE TARIFAS

- LA TARIFA MEDIA PAGADA POR EL ABONADO ES EL COSTE TOTAL DEL SERVICIO DIVIDIDO POR LA DEMANDA
- $\text{COSTE TOTAL DEL SERVICIO} = \text{COSTE BASICO} + \text{EXTERNALIDADES} + \text{CONTINGENCIAS}$
- COSTES BASICOS: SON TODOS AQUELLOS QUE SE PRODUCEN DENTRO DEL SECTOR EN LAS PROPIEDADES EN LAS DIFERENTES ETAPAS DEL CICLO DE ACTIVIDAD:
 - GENERACION
 - TRANSPORTE
 - DISTRIBUCION
- EXTERNALIDADES: SON AQUELLOS QUE SE PRODUCEN PARA EVITAR DESECONOMIAS EXTERNAS:
 - 2a PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR
 - STOCK BASICO DE URANIO
- CONTINGENCIAS: SON AQUELLOS CORTES DERIVADOS DE PROBLEMAS PUNTUALES DEL SECTOR ELECTRICO Y POR TANTO SU PERIODO DE INCLUSION EN TARIFA ES LIMITADO EN EL TIEMPO:
 - PARADA NUCLEAR
 - SANEAMIENTO FINANCIERO

3. SISTEMA DE TARIFAS

COSTES BASICOS

GENERACION

- . FIJOS: AMORTIZACION Y RETRIBUCION DE INVERSIONES
- . COMBUSTIBLES
- . EXPLOTACION: OPERACION MANTENIMIENTO

TRANSPORTE: RED ELECTRICA

- . FIJOS: AMORTIZACION Y RETRIBUCION DE INVERSIONES
- . EXPLOTACION: OPERACION MANTENIMIENTO
- . ESTRUCTURA

3. SISTEMA DE TARIFAS

DISTRIBUCION

- . FIJOS: AMORTIZACION Y RETRIBUCION DE INVERSIONES
- . EXPLOTACION: OPERACION Y MANTENIMIENTO
- . COMERCIALES

OTROS COSTES

- . ESTRUCTURA: DISTINTOS DE LOS DE RED ELECTRICA
- . CAPITAL CIRCULANTE



3. SISTEMA DE TARIFAS

COSTE TOTAL DEL SERVICIO		
1990		
GENERACION	1.062.567	71,5
TRANSPORTE	33.327	2,2
DISTRIBUCION	332.181	22,3
OTROS	59.834	4,0
<hr/>		
TOTAL COSTES BASICOS	1.487.909	100
<hr/>		
COSTES BASICOS	1.487.909	94,0
EXTERNALIDADES Y CONTINGENCIAS	93.566	6,0
<hr/>		
TOTAL COSTE DEL SERVICIO	1.581.475	100

• CIFRAS EN MILLONES DE PTS.

3. SISTEMA DE TARIFAS

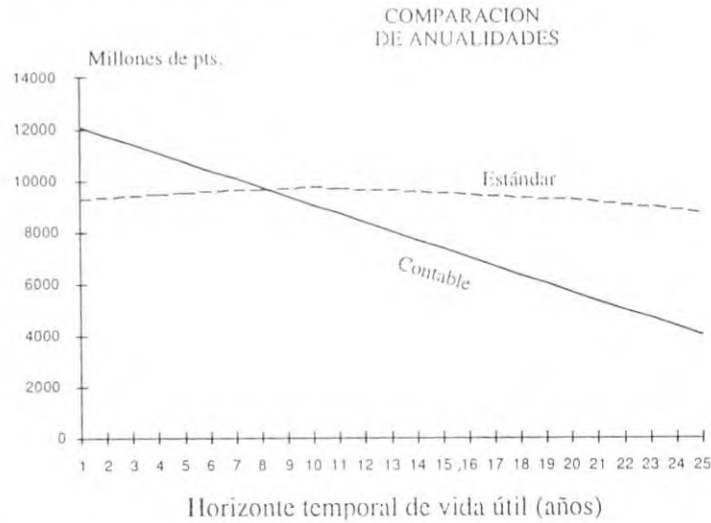
COSTES DE GENERACION		
• FIJOS	572.629	54,0
• COMBUSTIBLES	314.419	29,5
• EXPLOTACION	175.519	16,5
<hr/>		
	1.062.567	100,0

• EL 54% DE LOS COSTES DE GENERACION CORRESPONDE A UNA ANUALIDAD QUE PERMITE RECUPERAR EL VALOR DE LA INVERSION REALIZADA CON UNA CIERTA RETRIBUCION PARA LOS CAPITALES INVERTIDOS

• LA INCIDENCIA QUE SOBRE EL CALCULO DE LA TARIFA ELECTRICA TIENE ESTA PARTIDA MERECE QUE LE DEDIQUEMOS UN ANALISIS MAS DETALLADO

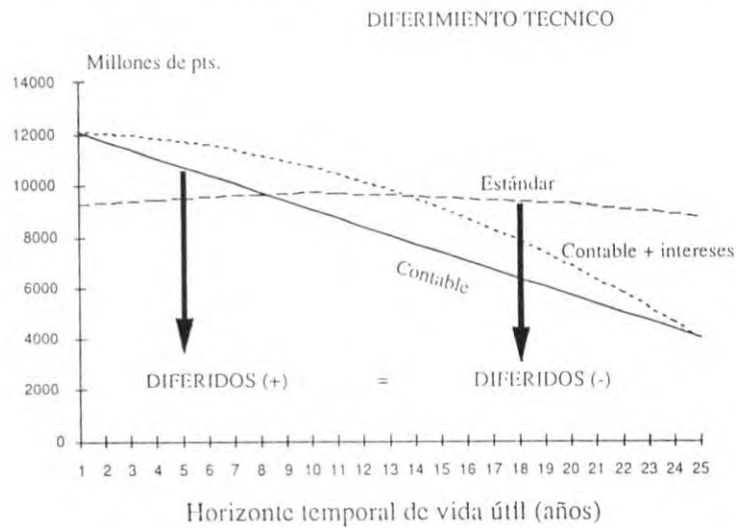
3. SISTEMA DE TARIFAS

DOS SISTEMAS DE RECUPERACION DE LA INVERSION



3. SISTEMA DE TARIFAS

DOS SISTEMAS DE RECUPERACION DE LA INVERSION (Cont.)





3. SISTEMA DE TARIFAS

- EL VALOR ACTUAL DE LAS ANUALIDADES DESCONTANDO A UN TIPO $R [(1 + R) = (1 + P)(1 + r)]$ ES IGUAL AL VALOR DE LA INVERSION
- LAS ANUALIDADES PERMITEN AMORTIZAR A VALOR DE REPOSICION Y RETRIBUIR EL CAPITAL INVERTIDO A TIPO DE INTERES REAL
- EL METODO STANDARD REDUCE EL IMPACTO SOBRE LAS TARIFAS EN RELACION DEL METODO CONTABLE EN LOS PRIMEROS AÑOS DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DE NUEVOS GRUPOS
- EN ESPAÑA SE ELIGIO EL METODO STANDARD:
 - ENTRE 1982 Y 1985 SE RENOVO EL PARQUE ELECTRICO EN UN 30%
 - NO ERA POSIBLE SUBIR LAS TARIFAS EN MAYOR PROPORCION
 - REPARTO TEMPORAL DE COSTES CONSTANTE EN TERMINOS REALES

3. SISTEMA DE TARIFAS

DE LA TARIFA MEDIA A LOS PAGOS DEL ABONADO

- LA TARIFA MEDIA SE DESCOMPONE EN DIVERSOS PRECIOS SEGUN EL TIPO DE SUMINISTROS QUE EL ABONADO FINAL DEMANDE
- LAS TARIFAS SON BINOMIAS CON DOS COMPONENTES:
 - FIJO: POTENCIA CONTRATADA
 - VARIABLE: ENERGIA CONSUMIDA
- DESAPARICION DE TARIFAS ESPECIALES

3. SISTEMA DE TARIFAS

- . COMPLEMENTOS Y DESCUENTOS DE TARIFA:
 - DISCRIMINACION HORARIA
 - ENERGIA REACTIVA
 - ESTACIONALIDAD
 - INTERRUMPIBILIDAD
- . TODAS LAS TARIFAS APLICABLES SON PUBLICAS

4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

- . LAS COMPENSACIONES INTEREMPRESAS TIENEN POR OBJETO EQUILIBRAR LOS COSTES DE CADA EMPRESA CON LOS INGRESOS PERCIBIDOS POR LAS MISMAS
- . COSTES RELEVANTES A EFECTOS DE COMPENSACIONES INTEREMPRESA SON ESTANDARES
- . LOS INGRESOS PERCIBIDOS POR CADA EMPRESA SON LOS INGRESOS POR TARIFAS MAS (MENOS) LOS INGRESOS (PAGOS) POR COMPENSACIONES
- . LA SUMA ALGEBRAICA DE LAS COMPENSACIONES INTEREMPRESAS ES IGUAL A CERO



4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

EXISTEN LOS SIGUIENTES TIPOS DE COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

- . LAS COMPENSACIONES DE GENERACION EQUILIBRAN LOS COSTES DE GENERACION ENTRE EMPRESAS
- . LAS COMPENSACIONES DE TRANSPORTES MEDIANTE LAS CUALES LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PAGAN A RED ELECTRICA EL COSTE DE TRANSPORTE
- . LAS COMPENSACIONES DE DISTRIBUCION EQUILIBRAN LOS INGRESOS DE DISTRIBUCION CON LOS COSTES DE DISTRIBUCION
- . LAS COMPENSACIONES POR EXTERNALIDADES Y CONTINGENCIAS QUE TIENEN POR OBJETO ASIGNAR LOS INGRESOS POR ESTOS CONCEPTOS A LAS EMPRESAS CORRESPONDIENTES

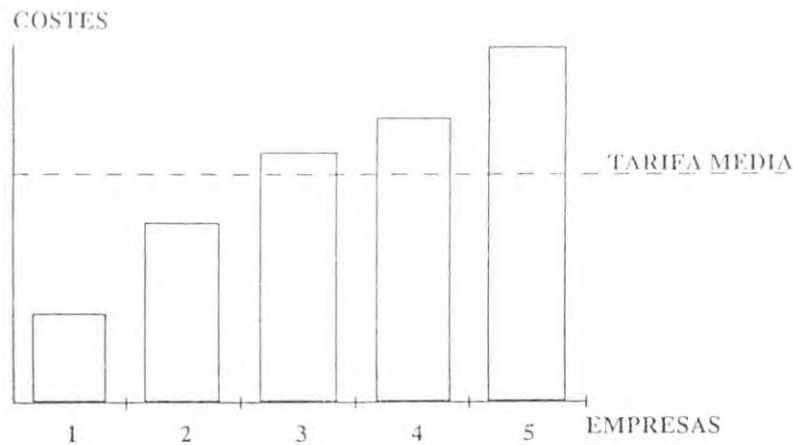
4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

CON OBJETO DE QUE LAS COMPENSACIONES INCENTIVEN LA EFICIENCIA EMPRESARIAL Y LA MINIMIZACION DE COSTES:

- . LOS COSTES A COMPENSAR EN CADA EMPRESA SON COSTES ESTANDARES
- . EXISTE UN MARGEN DE RETRIBUCION DEL CAPITAL QUE SE DISTRIBUYE ENTRE LAS EMPRESAS EN PROPORCION INVERSA AL COSTE DEL SERVICIO ELECTRICO DE LA MISMA
- . EXISTEN INCENTIVOS ESPECIALES AL APROVECHAMIENTO DEL AGUA Y A LA DISPONIBILIDAD DE CENTRALES

4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

LAS COMPENSACIONES LO QUE HACEN EN DEFINITIVA ES COMPATIBILIZAR EL CALCULO DE TARIFAS A NIVEL DE CADA EMPRESA CON LA EXISTENCIA DE UNA TARIFA UNICA AL CONSUMIDOR



4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

COMPENSACIONES DE GENERACION

SEA C EL COSTE TOTAL DE GENERACION CALCULADO EN EL COSTE DE TARIFAS Y SEA X LA PRODUCCION TOTAL

$$(C^* \equiv C/X)$$

SEA C_i EL COSTE TOTAL DE GENERACION DE LA EMPRESA i Y SEA X_i LA PRODUCCION DE

$$(C^*i \equiv C_i/X_i)$$

$$Z_i \equiv (C^* - C^*i) X_i + B \frac{X_i/X}{C/C_i}$$

B \equiv MARGEN DE BENEFICIO EN LA TARIFA IMPUTABLE A LA GENERACION



4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

COMPENSACION DE MERCADO

- . LA COMPENSACION DE MERCADO EQUILIBRA LOS INGRESOS UNITARIOS ESTANDARES DE CADA EMPRESA DEBIDO A DIFERENCIAS DE SUMINISTROS
- . LA COMPENSACION DE MERCADO EQUILIBRA LOS COSTES DE DISTRIBUCION ESTANDARES DE CADA EMPRESA
- . LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS INGRESOS MEDIOS Y LOS DE CADA EMPRESA Y LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS COSTES MEDIOS Y LOS DE CADA EMPRESA RESPECTO A LA DISTRIBUCION TIENDEN A COMPENSARSE. LAS EXCEPCIONES SON:
 - DISTRIBUCION EN ZONAS ESPECIALES
 - MEJORAS DE CALIDAD DE SERVICIO

4. COMPENSACIONES INTEREMPRESAS

- . LAS OTRAS COMPENSACIONES SON POR TRANSPORTE, POR CONTINGENCIAS Y EXTERNALIDADES
- . LAS COMPENSACIONES POR CONTINGENCIAS Y EXTERNALIDADES SON INGRESADAS EN CUENTAS ESPECIALES Y PAGADAS A SUS DESTINATARIOS FINALES
- . ESTAS ULTIMAS SON:
 - PARALIZACION NUCLEAR
 - STOCK BASICO DE URANIO
 - SUBVENCIONES AL CARBON
 - 2a PARTE DEL CICLO NUCLEAR
- . A EXCEPCION DE LA 2a PARTE DEL CICLO NUCLEAR, LOS OTROS COSTES TIENEN UNA VIDA LIMITADA

5. RED ELECTRICA

RED ELECTRICA

- RED ELECTRICA ES LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED DE ALTA TENSION Y DIRIGE LA EXPLOTACION DEL CONJUNTO DE LAS CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA PARA:
 - APROVECHAR ECONOMIAS DE ESCALA EN LA UTILIZACION DE CENTRALES
 - MAYOR SEGURIDAD A MENOR COSTE
 - LOGRAR ECONOMIAS DERIVADAS DE LA ESTRUCTURA DE DEMANDA
 - COORDINAR EL MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES
 - FACILITAR LA RESPUESTA EN SITUACIONES DE EMERGENCIA

5. RED ELECTRICA

¿QUIEN PAGA EL COSTE DE TRANSPORTE?

- LAS EMPRESAS ELECTRICAS PAGAN UNA TASA POR LA UTILIZACION DE SERVICIOS, QUE ES UN PORCENTAJE DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA:
 - SIMPLICIDAD DE CALCULO
 - EL COSTE DE TRANSPORTES ES MUY PEQUEÑO EN RELACION AL COSTE TOTAL DEL SERVICIO ELECTRICO
 - ESTA CALCULADO PARA CUBRIR COSTES ESTANDARES
- A LARGO PLAZO PUEDE GENERAR INEFICIENCIAS
 - RED ELECTRICA PIERDE INCENTIVO PARA MINIMIZAR EL COSTE
 - LAS EMPRESAS PUEDEN TENER INCENTIVOS PERVERSOS PARA LA LOCALIZACION DE PRODUCCION
- EL PROBLEMA NO HA SIDO SOLUCIONADO DE FORMA SATISFACTORIA NI A NIVEL TEORICO NI PRACTICO:
 - DIVERSIDAD DE SISTEMAS
 - EL COSTE DE TRANSPORTES ES PEQUEÑO EN RELACION A OTROS COSTES



5. RED ELECTRICA

LA EXPLOTACION CONJUNTA

- RED ELECTRICA PROGRAMA LA PRODUCCION DE LAS CENTRALES INDEPENDIENTEMENTE DE LA PROPIEDAD DE LAS MISMAS E INSTRUMENTA UN SISTEMA DE COMPRA/VENTA DE ENERGIA ENTRE EMPRESAS
- EL SISTEMA FUNCIONA MEDIANTE:
 - LA PROGRAMACION ANUAL
 - LA PROGRAMACION MENSUAL
 - LA PROGRAMACION SEMANAL
 - LA PROGRAMACION DIARIA Y HORARIA
 - LA REGULACION COMPARTIDA
 - POOL DE EXCEDENTES DE ENERGIA
- EL POOL DE EXCEDENTES ES NECESARIO PARA LOS SISTEMAS CON MUCHAS EMPRESAS QUE QUIERAN MINIMIZAR COSTES DE PRODUCCION

5. RED ELECTRICA

LA PROGRAMACION ANUAL TIENE POR OBJETO DE TERMINAR LOS PERIODOS OPTIMOS DE PARADA PARA QUE LAS CENTRALES REALICEN SU MANTENIMIENTO PERIODICO Y EL RECAMBIO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR. ESTA PROGRAMACION TAMBIEN DETERMINA, BAJO DISTINTAS HIPOTESIS DE HIDRAULICIDAD, EL NIVEL DE DESEMBALSE DE LOS DISTINTOS EMBALSES

- ADAPTA LA DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS GENERADORES A LA CURVA DE CARGA
- DISPONIBILIDAD HOMOGENEA DE GRUPOS NUCLEARES
- CALCULO DEL PRECIO SOMBRA DE AGUA BAJO DISTINTAS HIPOTESIS DE HIDRAULICIDAD

5. RED ELECTRICA

- LA PROGRAMACION MENSUAL TIENE COMO OBJETIVO RECALCULAR EL PRECIO SOMBRA DEL AGUA EN FUNCION DE LOS CAMBIOS ACAECIDOS A LO LARGO DEL AÑO EN LA DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES, LA EVOLUCION DE LA CURVA DE CARGA Y LA HIDRAULICIDAD
- TAMBIEN OFRECE UN PRIMER CALCULO DE LAS CENTRALES QUE DEBEN ESTAR PARADAS DURANTE TODO EL MES Y LAS QUE DEBEN ESTAR PARADAS LOS FINES DE SEMANA:
 - CONSUMO DE COMBUSTIBLE ESPERADO
 - AGUA CONSUMIDA EN EL PERIODO

5. RED ELECTRICA

- LOS VIERNES A LAS 12 DE LA MAÑANA SE REALIZA LA PROGRAMACION SEMANAL DE LA SEMANA QUE SE INICIA EL LUNES SIGUIENTE
- LOS FINES DE SEMANA, SABADO Y DOMINGO, SE PARAN AQUELLAS CENTRALES QUE NO SE REQUIEREN PARA LA SEMANA SIGUIENTE Y AQUELLAS OTRAS DE MAYOR COSTE. PARA ELLO SE DISPONE DE LOS COSTES DE ARRANQUE Y PARADA DE CADA CENTRAL Y DE SU CURVA DE COSTES VARIABLES
- EL NIVEL DE DESEMBALSE OPTIMO SEMANAL Y EL MARGEN DE VARIACION POSIBLE DE:
 - LA REGULACION COMPARTIDA
 - LAS EMERGENCIAS DEL SISTEMA



5. RED ELECTRICA

PROGRAMACION DIARIA Y HORARIA

- . CALCULO DETALLADO DE LA DEMANDA HORARIA
- . PRODUCCION HORARIA DE LAS CENTRALES TERMICAS ACOPLADAS
- . DECISIONES DE PRODUCCION HIDRAULICA A NIVEL DE GRUPO O GRUPO ASOCIADO
- . LAS EMPRESAS TIENEN QUE APORTAR LA ENERGIA PROGRAMADA
- . LAS DESVIACIONES ENTRE PROGRAMA Y REAL LAS CUBRE LA REGULACION COMPARTIDA
- . EL COSTE DE DICHA DESVIACION LA PAGAN LAS EMPRESAS DESVIANTES

5. RED ELECTRICA

LA REGULACION COMPARTIDA

- . CADA HORA ESTAN ACOPLADOS A LA RED GRUPOS HIDRAULICOS QUE TIENEN CAPACIDAD DE AUMENTAR O DISMINUIR LA PRODUCCION DEL CONJUNTO DE ENERGIA ELECTRICA EN UN ENTORNO DEL 5% PARA HACER FRENTE:
 - DESVIACIONES NO PREVISTAS DE LA DEMANDA
 - DESVIACIONES NO PREVISTAS EN LA PRODUCCION
- . ESTOS GRUPOS TIENEN QUE FUNCIONAR POR DEBAJO DE LA PRODUCCION OPTIMA PARA TENER CAPACIDAD DE RESPUESTA
- . EL COSTE DE REGULACION ES MUY ALTO EN RELACION CON LA ENERGIA SUMINISTRADA
- . LA EXPLOTACION CONJUNTA HA REDUCIDO SENSIBLEMENTE LAS NECESIDADES DE REGULACION

5. RED ELECTRICA

EL POOL ENERGIA

- LA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA EN CADA HORA SON IGUALES PARA EL CONJUNTO DEL SISTEMA PERO NO SON IGUALES A NIVEL DE EMPRESA, POR ELLO ES NECESARIO INSTRUMENTAR EL SISTEMA DE COMPRA/VENTA ENTRE EMPRESAS
- LAS EMPRESAS EXCEDENTARIAS PONEN EL EXCEDENTE DE SUS ENERGIAS MAS CARAS EN UN POOL Y RECIBEN POR ESA ENERGIA SU COSTE
- SE FORMA EL PRECIO DE POOL COMO COSTE MEDIO PONDERADO DE LAS ENERGIAS APORTADAS
- SI ALGUNA EMPRESA DEFICITARIA O EQUILIBRADA TIENE ENERGIA MAS CARA QUE EL PRECIO DEL POOL LA APORTA AL POOL Y SE FORMA UN NUEVO PRECIO
- SE SIGUE DE FORMA ITERATIVA HASTA QUE EL PRECIO DEL POOL ES MAYOR QUE EL COSTE DE LA ENERGIA DE CADA EMPRESA
- EL PRECIO DE ESTE ULTIMO POOL ES EL PRECIO QUE PAGA CADA EMPRESA POR LA ENERGIA QUE NECESITA PARA IGUALAR OFERTA Y DEMANDA

5. RED ELECTRICA

	<u>GWh</u>	<u>Pts</u>	<u>DEMANDA</u>
EMPRESA A	200	4	300 GWh
	200	3	
	300	2	
EMPRESA B	50	4	250 GWh
	100	3	
	100	2	
EMPRESA C	50	4	350 GWh

POOL 1: EMPRESA A VENDE 200 GWH A 3 PTS Y 100 A 4 PTS. EL PRECIO DEL POOL: 3,33 PTS/KWH

POOL 2: EMPRESAS B Y C VENDEN 50 GWH A 4 PTS AL POOL. PRECIO DEL POOL: 3,50 PTS/KWH

COSTE UNITARIO:

- A: 2,00 pts/KWh
- B: 2,70 pts/KWh
- C: 3,50 pts/KWh



5. RED ELECTRICA

- . LAS EMPRESAS DE PRODUCCION EQUILIBRADA SE BENEFICIAN DE LA PRODUCCION EXCEDENTARIA BARATA
- . EL PRECIO DEL POOL ES UN COSTE MARGINAL PONDERADO
- . LOS INTERCAMBIOS A PRECIO DE LA ENERGIA MAS CARA HACEN INVIABLE EL SISTEMA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE COSTES
- . TODAS LAS EMPRESAS SE BENEFICIAN DE LOS AHORROS DEL SISTEMA POR TANTO INCENTIVA LA MINIMIZACION DE COSTE

5. RED ELECTRICA

EL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE EXPLOTACION CONJUNTA EXIGE:

- . CAPACIDAD DE IMPONER REGLAS DEL ENTE ENCARGADO
- . CAPACIDAD DE CONTRASTAR LOS AHORROS DE COSTES
- . TRANSPARENCIA INFORMATIVA:
 - TODAS LAS EMPRESAS TIENEN ACCESO A LA PROGRAMACION EN TODAS SUS FASES
 - LOS COSTES DE COMBUSTIBLE DE LAS CENTRALES SE CONTRASTAN PERIODICAMENTE
 - A SUGERENCIA DE CUALQUIER EMPRESA SE REALIZAN SIMULACIONES DE OPTIMIZACION

5. RED ELECTRICA

- . RED ELECTRICA GESTIONA LA EXPORTACION E IMPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA
- . LA EXPORTACION ES TRATADA COMO UNA DEMANDA MAS. LA EXPORTACION ES RENTABLE SI EL PRECIO ES MAYOR QUE EL COSTE MARGINAL
- . LA IMPORTACION ES TRATADA COMO UN GRUPO DE GENERACION DEL SISTEMA. LA IMPORTACION ES RENTABLE SI EL PRECIO ES MENOR QUE EL COSTE MARGINAL
- . LOS BENEFICIOS DE LA EXPLOTACION E IMPORTACION SE DISTRIBUYEN ENTRE TODAS LAS EMPRESAS INCLUIDA RED ELECTRICA
- . ESPAÑA EXPORTA/IMPORTA ENERGIA A FRANCIA Y PORTUGAL

6. PERSPECTIVA DE FUTURO

LA CREACION DEL MERCADO UNICO EUROPEO RECOMIENDA UNA REVISION DEL SISTEMA PARA ADAPTAR EL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL A LAS CARACTERISTICAS DE EUROPA

- . MAYOR TAMAÑO EMPRESARIAL
- . MEJOR CALIDAD DE SERVICIO
- . REDUCCION DEL GRADO DE PROTECCIONISMO



6. PERSPECTIVA DE FUTURO

MAYOR TAMAÑO EMPRESARIAL

- . LAS EMPRESAS ELECTRICAS EUROPEAS SON MAYORES QUE LAS ESPAÑOLAS
- . SE ESTAN PRODUCIENDO AGRUPACIONES Y FUSIONES ENTRE EMPRESAS
- . EN EL AÑO 1991 SE HAN PRODUCIDO LOS SIGUIENTES ACUERDOS
- . FUSION DE HIDROELECTRICA E IBERDUERO (40% DEL MERCADO)
- . ACUERDOS DE ADQUISICION POR ENDESA DE COMPAÑIA SEVILLANA (35%) Y ELECTRA DE RIESGO
- . A MEDIO PLAZO ES PROBABLE QUE EL NUMERO DE EMPRESAS ELECTRICAS INDEPENDIENTES SE REDUZCA A DOS O TRES

6. PERSPECTIVA DE FUTURO

EL PROCESO DE CONCENTRACION INICIADO

- . FACILITARA EL EQUILIBRIO PRODUCCION-MERCADO A NIVEL DE EMPRESA
- . LA EMPRESA UNICAMENTE PRODUCTORA (ENDESA) INTEGRARA A EMPRESAS DE DISTRIBUCION
- . SE REDUCIRAN LAS NECESIDADES DE COMPENSACIONES INTEREMPRESAS:
 - MAYOR IGUALACION DE COSTES
 - EQUILIBRIO DE MERCADOS

6. PERSPECTIVA DE FUTURO

PRINCIPIOS BASICOS DE LA COMISION EUROPEA

- . LIBERTAD DE ELECCION DEL PROVEEDOR EN TODOS LOS SERVICIOS
- . PROTECCION CONTRA TODOS LOS POSIBLES ABUSOS
- . INFORMACION ADECUADA Y TRANSPARENTE DE TODOS LOS SERVICIOS
- . ESTOS PRINCIPIOS NO SE HAN CONCRETADO EN EL CASO DEL SECTOR ELECTRICO

6. PERSPECTIVA DE FUTURO

REDUCCION DEL GRADO DE PROTECCION

- . LIBERTAD DE EXPORTACION E IMPORTACION DE ENERGIA:
 - LIMITADO POR LA CAPACIDAD DE LA RED
 - INCENTIVOS DE LAS EMPRESAS A LA EXPORTACION E IMPORTACION
- . LIBERTAD DE INSTALACION DE NUEVAS EMPRESAS:
 - EN PRODUCCION ES VIABLE
 - EN DISTRIBUCION: GRANDES BARRERAS DE ENTRADA EXCEPTO PARA GRANDES CONSUMIDORES
- . ADQUISICION DE EMPRESAS ELECTRICAS ESPAÑOLAS POR PARTE DE INVERSIONISTAS DE LA COMUNIDAD



6. PERSPECTIVA DE FUTURO

LOS CAMBIOS DEL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL COMO CONSECUENCIA DEL MERCADO UNICO

- SON DIFICILES DE CONCRETAR
- LA ESTRATEGIA DE ESPAÑA SE BASA EN:
 - TAMAÑO EMPRESARIAL
 - EQUILIBRIO DE COSTES
 - TRANSPARENCIA INFORMATIVA
 - DIVERSIFICACION PRODUCTIVA
 - CALIDAD DE SERVICIO

**Gestión de las Empresas
Eléctricas y Desarrollo
Económico en América Latina
y El Caribe**

Gabriel Sánchez Sierra

Secretario Ejecutivo, OLADE

Roberto Gomelsky

Director de Planificación y Política
Energética, OLADE

Gestión de las Empresas Eléctricas y Desarrollo Económico en América Latina y El Caribe

1. INTRODUCCION

América Latina y El Caribe han iniciado la década de los años Noventa ante la presencia de muchos de los factores adversos que han influido negativamente en su desarrollo económico y social durante la última década: a fines de 1990, el monto de su deuda externa superaba los US\$420 mil millones, la inflación ascendió casi al 1500%, el producto interno bruto se redujo en 0,5%, el ingreso per cápita retrocedió al nivel registrado en 1977 y persistían fuertes transferencias negativas de recursos financieros, que en los últimos ocho años alcanzaron el orden de los US\$205 mil millones (casi la mitad de la deuda externa de la Región).

La situación de la Región se ha visto afectada por las transformaciones económicas y políticas que se han venido sucediendo en el mundo, así como por deficiencias estructurales persistentes al interior de sus economías.

Esta crisis global ha afectado sensiblemente al sector energético en general, debido a sus altos requerimientos de inversiones y la necesidad de recursos externos, que en un alto porcentaje han sido absorbidos por el sector eléctrico, con el consiguiente aumento en el endeudamiento externo del sector y de los países.

Por otra parte, el sector eléctrico ha venido enfrentando serios problemas internos de gestión administrativa y operativa, escasez de recursos financieros y series limitaciones para el debido cumplimiento del servicio de la deuda, mostrando un desempeño en general bastante alejado del nivel deseable de eficiencia económica.

Esta ineficiencia del sector se debe a un conjunto de factores endógenos y exógenos, aunque debe destacarse que en gran medida fue fomentada por la excesiva influencia de la administración central del Estado sobre la operación de las empresas, así como por la falta, al interior de las mismas, de una concepción clara de responsabilidad en la gestión basada en los resultados obtenidos.

Así, el desempeño del sector fue afectado en muchos casos por la politización en el manejo tarifario, el crecimiento a veces desmedido de las empresas (que fueron utilizadas en ocasiones como fuentes de empleo por razones políticas y presiones sindicales), las trabas administrativas que entorpecían su operación, insuficiente capacidad gerencial, insuficiente observación de prácticas empresariales adecuadas desde el



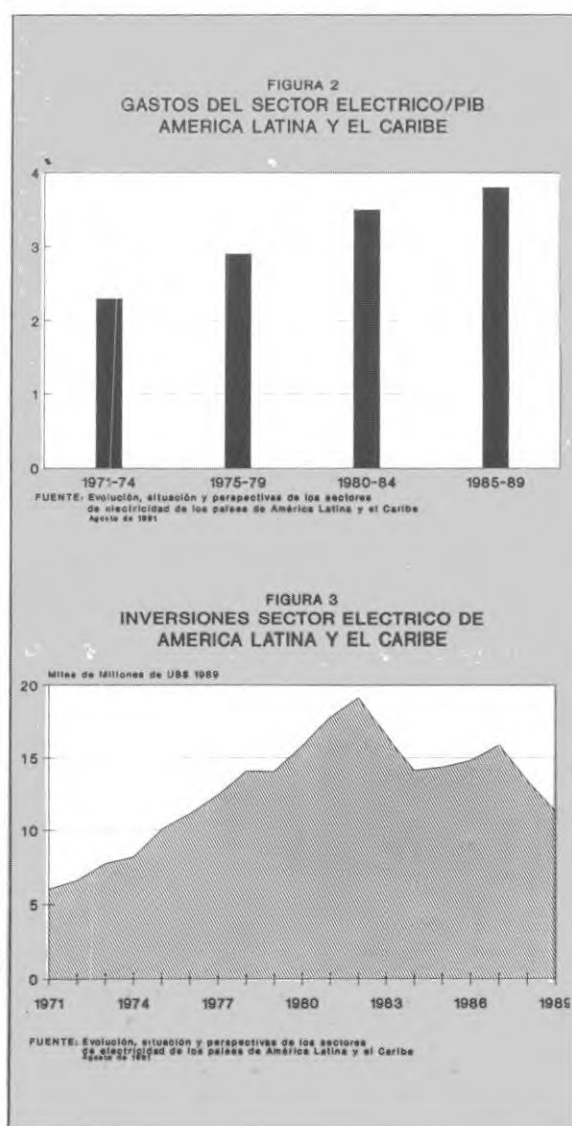
punto de vista de una operación comercial eficiente y la casi ausencia de regulación (quizás bajo la hipótesis implícita que no es necesario que el Estado se regule a sí mismo), entre otros factores importantes. El carácter predominantemente público de las empresas del sector, si bien no puede señalarse como única causa de su ineficiencia, ha hecho que las deficiencias derivadas del entorno macroeconómico y político penetran más a nivel de las operaciones diarias, ya que frecuentemente estas empresas fueron consideradas como apéndices del aparato político-administrativo estatal.

2. IMPORTANCIA MACROECONOMICA DE UNA GESTION EFICIENTE DEL SECTOR ELECTRICO

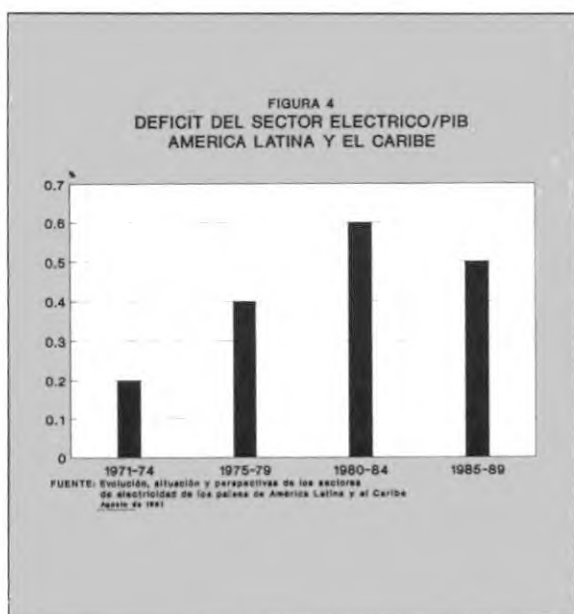
La necesidad de tener un sector eléctrico relativamente sano, tanto desde el punto de vista financiero como administrativo, estriba en el hecho que la electricidad es un elemento estratégico para el desarrollo económico y social, siguiendo el sector un comportamiento muy cercano a la evolución de la economía (Figura 1). Los gastos totales del sector, en particular sus inversiones, así como su deuda externa y su incidencia sobre las cuentas fiscales, muestran la dimensión del mismo en términos macroeconómicos.



Así, los gastos totales del sector eléctrico en América Latina y El Caribe (operación, inversiones e intereses), como porcentaje del producto interno bruto, se incrementaron del 2,3% en el período 1971-1974 al 3,8% en el período 1985-1989 para toda la Región. Durante las dos últimas décadas, las inversiones totales del sector crecieron en forma continua, habiéndose incrementado en un 10% promedio anual, al pasar de US\$6 mil millones en 1971 a US\$19 mil millones en 1982, con un decrecimiento posterior durante el resto del decenio de los años ochenta (Figuras 2 y 3).



Por otra parte, el subsector ha contribuido significativamente al endeudamiento externo de los países de la Región, representando la deuda sectorial aproximadamente un 10% de la deuda global durante la segunda mitad de los años ochenta. En varios casos, la deuda del sector debió ser asumida por los gobiernos de la Región; en muchos casos, también éstos se vieron forzados a efectuar aportes de capital a los sectores eléctricos, en vista de que muchos de ellos no fueron capaces de generar los recursos internos para poder cubrir sus requerimientos financieros. De esta manera, el déficit del sector, medido como porcentaje del PIB, se incrementó en más de dos veces entre comienzos de los años setenta y fines de los ochenta (Figura 4).



3. PAPEL DEL ESTADO Y DEL SECTOR PRIVADO

Cualquier estrategia para promover la eficiencia en la gestión del sector eléctrico debe pasar necesariamente por el redimensionamiento del papel del Estado y una revalorización de las ventajas de la participación privada en la prestación del servicio público de electricidad, según distintas modalidades.

Los indicadores económicos y financieros del sector eléctrico durante la década de los setenta, cuando estaba casi totalmente en manos del Estado en América Latina y El Caribe, mostraban un buen desempeño basado en un entorno económico nacional, regional e internacional más favorable, políticas tarifarias razonables, buen acceso al financiamiento externo y una menor interferencia de los gobiernos.

Sin embargo, lo sucedido en los años ochenta, cuando los resultados económicos del sector se derrumbaron estrepitosamente, demuestra que, en las condiciones vigentes, resulta muy difícil asegurar en el largo plazo una separación adecuada de las actividades del sector en relación con el entorno político y los problemas de la administración gubernamental central.

La excesiva politización se ha traducido con frecuencia en la falta de responsabilidad en la gestión y una deficiente capacidad gerencial, en el sobredimensionamiento administrativo y burocrático de las empresas, en la toma de decisiones de inversión en ocasiones motivadas por razones no económicas, entre otros efectos importantes, que han conducido al deterioro de la gestión del sector.

Para enfrentar el reto que significa el decenio de los noventa para la Región, en términos del sector eléctrico y de la economía en su conjunto, es necesario en general encarar reformas importantes para la reconversión del sector. En tal sentido, existe un espacio para la participación de agentes privados y públicos dentro de un marco global con reglas del juego claras y estables. Cada país debe evaluar cuidadosamente sus condiciones particulares y definir la combinación de opciones apropiadas para cada caso.

Por una parte, es necesario que dejen de utilizarse los escasos recursos de los gobiernos en un alto porcentaje para sostener la expansión del servicio eléctrico, existiendo paralelamente demandas insatisfechas muy importantes en los sectores sociales, por ejemplo. Por otro lado, y desde el



punto de vista de la eficiencia económica, el sector privado está mejor preparado, en muchos casos, para encarar eficazmente en forma parcial o total las actividades involucradas en el servicio público de electricidad.

El sector privado puede aumentar de distintas maneras su participación en el sector -como propietario total o parcial del capital accionario de las empresas eléctricas, como inversionista en áreas específicas, a través de la compra de acciones o bonos, como contratista, etc.- contribuyendo eficazmente al aumento de la eficiencia.

El sector público debe ejercer correctamente sus funciones reguladoras y, en los casos donde continúa siendo propietario de empresas, limitarse a su papel de accionista y dejar a las empresas la responsabilidad del servicio en condiciones de competitividad (donde ello sea posible) bajo prácticas estrictamente comerciales, eliminando las interferencias políticas y los controles innecesarios sobre las operaciones. Sólo así será posible una participación efectiva de empresas de propiedad estatal en el servicio público de electricidad.

4. LAS MEJORAS REQUERIDAS EN LA GESTIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1 El Marco Global

Con el objeto de asegurar que el sector participe activamente en el desarrollo económico y social, los gobiernos deben definir políticas y estrategias que permitan establecer una estructura jurídica e institucional para el mismo, capaz de enfrentar con éxito los desafíos de la próxima década y satisfacer, al mismo tiempo, la creciente demanda de energía eléctrica.

En este contexto, se deben separar claramente las funciones empresariales y regulatorias de los gobiernos, permitiendo una gestión comercial de las empresas públicas y aplicando criterios de evaluación basados en la responsabilidad de sus directivos sobre los resultados económicos

obtenidos. Asimismo, es conveniente promover la participación privada en el sector eléctrico como un medio para lograr, entre otros objetivos importantes, una mayor eficiencia económica, lo cual facilitaría la aplicación de principios y prácticas comerciales habituales en las empresas privadas.

a. Autonomía de las empresas

Se considera que los gobiernos deberían responsabilizar a las empresas del servicio público de electricidad en los aspectos propios de su gestión, tales como calidad del servicio, operación del sistema, etc., y dejar para un ente independiente los aspectos relacionados con la regulación.

Los principales objetivos que se estarían alcanzando, al proceder de esta forma, se refieren al aumento de la eficiencia administrativa y operativa, a la reducción de costos del suministro y de las cargas financieras, así como la eliminación del déficit fiscal generado por la operación de las empresas.

Para lograr dichos objetivos se requiere contar con un marco regulatorio apropiado, que permita el desempeño eficiente de los agentes económicos involucrados, ya sean estos públicos o privados, y una reestructuración y fortalecimiento de la capacidad del Estado para asumir sus funciones regulatorias a través de entes autónomos.

b. Evaluación por resultados

El funcionamiento de las empresas del sector debe ser evaluado en relación con sus resultados, haciendo responsables de los mismos a sus cuerpos gerenciales. Para ello es necesario manejar un conjunto de metas relativas a indicadores administrativos y técnicos que las empresas deberían alcanzar. La eficacia de la gestión de las empresas estaría medida en función del grado de cumplimiento de estos indicadores, establecidos en forma comparativa de acuerdo con las características específicas de la actividad de la empresa y del sistema eléctrico que opera.

Cuadro No. 1: PRINCIPALES INDICADORES DE GESTIÓN PROPUESTOS	
<p>I. GESTIÓN FINANCIERA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Solvencia financiera - Rentabilidad de la inversión - Inmovilizable - Independencia financiera - Margen operativo - Contribución a la inversión 	<p>III. GESTIÓN TÉCNICA</p> <p>A. Generación</p> <ul style="list-style-type: none"> - Regeneración de la capacidad de punta - Disponibilidad forzada - Margen de reserva operativo - Factor de planta - Energía no servida por falla - Consumo específico de centrales térmicas - Reservas de combustible - Eficiencias de la operación de subest. - Costo unitario de la generación <p>B. Líneas de transporte y subestaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de interrupciones por circuitos - Duración de las interrupciones - Carga perdida por interrupciones - Energía no servida por interrupciones - Tiempo de mantenimiento
<p>II. GESTIÓN GERENCIAL Y COMERCIAL</p> <ul style="list-style-type: none"> - Grado de cumplimiento de resoluciones superiores - Programación y ejecución presupuestaria - Pérdidas de energía - Eficiencia operacional - Período medio de cobranza - Energía facturada por empleado - Número de clientes por empleado 	

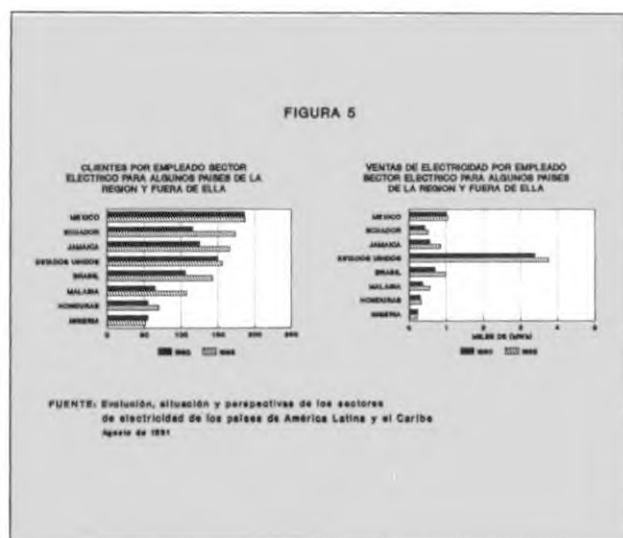
Fuente: Indicadores de desempeño para la evaluación de la gestión empresarial del subsector eléctrico en América Latina y el Caribe.

Algunos indicadores posibles pueden ser los que se presentan en el Cuadro 1 a continuación, los cuales se han clasificado en financieros, gerenciales-comerciales y técnicos:

c. Participación privada

La búsqueda de distintas vías posibles para la participación privada constituye una estrategia importante para lograr una mayor eficiencia económica en la gestión del sector.

Si bien la aplicación de enfoques comerciales y corporativos a empresas de propiedad estatal puede hacer que las mismas se desenvuelvan en condiciones de eficiencia, en muchos casos el



sector privado puede estar mejor preparado que el sector público para alcanzar las metas de eficiencia para el suministro de energía eléctrica en los países de la Región.

4.2 Planeamiento Adecuado¹

a. Gestión de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica

Una estimación más realista y la implantación de mecanismos para el manejo de la demanda de energía eléctrica tienen un impacto directo sobre la reducción de las necesidades de inversión para atender la expansión de los sistemas eléctricos y, por lo tanto, sobre las mejoras en la situación financiera de las empresas del sector y la disminución de sus costos operativos. Actualmente, en muchos países de la Región los sistemas eléctricos se encuentran presionados por una demanda que crece constantemente, que puede ser controlada actuando sobre los usuarios con medidas adecuadas para modular sus diagramas de carga, disminuyendo su demanda de potencia y aumentando la eficiencia en el uso de la energía.

Asimismo, la adopción de políticas y programas eficientes de conservación y sustitución de energía eléctrica puede contribuir en forma importante a reducir el monto requerido de los programas de inversión. Además, una adecuada estructura de tarifas contribuiría a conseguir efectos importantes tanto en ahorros del consumo total de energía como en la sustitución de energía eléctrica por otros energéticos más económicos.

b. Mejora de los métodos y criterios de selección de inversiones

Para superar los problemas de eficiencia y mejorar la asignación de recursos, se hace necesario establecer o consolidar métodos de análisis integrados del sector energético a fin de preparar un marco general que sirva de orientación, como un elemento importante para las decisiones de inversión que deberán tomar los agentes



económicos que se desenvuelven en el sector. Estos deben partir de las estimaciones del consumo energético de los diferentes sectores económicos, determinadas en función de la evolución prevista del crecimiento económico y poblacional y de opciones específicas de precios y políticas de conservación, entre otros aspectos importantes. Con esta base, se debe determinar la forma más económica de atender estas necesidades de acuerdo con los recursos energéticos disponibles. El análisis debe contemplar la evaluación comparativa de opciones de conservación, de sustitución de unos energéticos por otros y de la forma más económica de atender los requerimientos de cada uno de ellos.

Las metodologías de selección de inversiones para la expansión de los sistemas eléctricos deben ir más allá de la búsqueda del óptimo económico definido por el mínimo costo total de los programas de equipamiento, considerando también debidamente las restricciones financieras y la incertidumbre presente en un conjunto de parámetros claves, tales como la demanda de energía, los precios del petróleo y las tasas de interés, la variación del poder de compra de las monedas nacionales frente al valor de las importaciones de equipos, entre otros. Asimismo, debe contarse con una adecuada cartera de proyectos con un grado de avance tal que sus costos se conozcan con un nivel aceptable de confianza, a fin de poder encontrar un programa de inversión óptimo.

Los criterios que definen las estrategias de equipamiento y, por lo tanto, los programas de inversión deben manejarse cuidadosamente. Particularmente los requerimientos de inversión resultan notoriamente sensibles al nivel de confiabilidad del servicio para el cual se planifique la expansión del sistema, así como a la proporción de generación hidroeléctrica. Por ejemplo, como ha sucedido en ciertos casos, se incurriría en un sobreequipamiento importante si se pretendiera desarrollar un sistema fuertemente hidráulico, capaz de atender la demanda con un nivel alto de confiabilidad en una situación hidrológica extremadamente seca.

Los planes de expansión deben incorporar una consideración mayor a las restricciones de tipo financiero de lo que ha sido común hasta el presente. En particular, los planes de expansión de generación deben dar una adecuada consideración al hecho de que los proyectos que exigen inversiones muy grandes y que tienen largos períodos de gestación acentúan los problemas financieros de las empresas. Este hecho conduce con frecuencia a demoras en su ejecución, sobrecostos considerables y aumento de los riesgos de racionamiento.

Un adecuado balance en generación, transmisión y distribución reviste gran importancia desde el punto de vista financiero. Han sido frecuentes en los países de la Región algunos desequilibrios en la asignación de recursos a estas áreas, desbalances que explican en buena medida los altos niveles de pérdidas técnicas por insuficiente inversión en las redes de distribución y de transmisión; así como la coexistencia en ciertas zonas de excedentes de capacidad de generación con insuficiencias del suministro, dado que la inadecuada infraestructura de distribución no permite llevar la energía hasta ciertos usuarios potenciales, lo que produce en ocasiones una disminución adicional de los ingresos por ventas de las empresas del sector.

Los programas de inversión deben dar más alta prioridad a las inversiones en rehabilitación y repotenciación de plantas de generación. En varios países se ha encontrado que, con inversiones mucho menores (y de muy alto rendimiento) en rehabilitación y repotenciación de plantas, se pueden conseguir adiciones a la capacidad efectiva, que reducen sustancialmente las necesidades de financiamiento de los programas de expansión y los riesgos de racionamiento.

En varios países se ha encontrado que las finanzas del sector se han recargado con inversiones que buscan atender fines diferentes al del suministro de energía eléctrica. Tal es el caso de los denominados proyectos de uso múltiple, en los que con frecuencia no se establece una apropiada

distribución de los costos y el financiamiento entre las distintas entidades y sectores beneficiarios del proyecto, recargando las obligaciones financieras y de costos sobre las empresas del sector eléctrico, en proporción excesiva en relación con la contribución del proyecto al suministro eléctrico.

4.3 Eficiencia Administrativa y Operacional

El mejoramiento en la eficiencia de las empresas del sector eléctrico podría permitir ahorros importantes de inversión y gastos de operación y beneficiar a las economías de los países de América Latina y El Caribe. En ese sentido, entre otras cosas, se debe mejorar el mantenimiento del sistema, la productividad, la gestión de cobros y el nivel de pérdidas en el sector eléctrico de la Región.

El mantenimiento adecuado de la infraestructura existente podría reducir en forma significativa el nivel de interrupciones del servicio, mejorar los márgenes de reserva, reducir los costos en el consumo de combustibles y posponer inversiones en nuevas instalaciones. Tomando en cuenta que, en América Latina y El Caribe, se deja de abastecer entre el 2% y 5% del consumo potencial de electricidad, con un mantenimiento apropiado se podría reducir en un 50% ese nivel de falla en el suministro, lo cual representaría un incremento anual en las recaudaciones para las empresas entre US\$250 millones y US\$600 millones. Por otro lado, el consumo de combustibles podría reducirse en un 15%, lo que se traduce en ahorros importantes para toda la Región.²

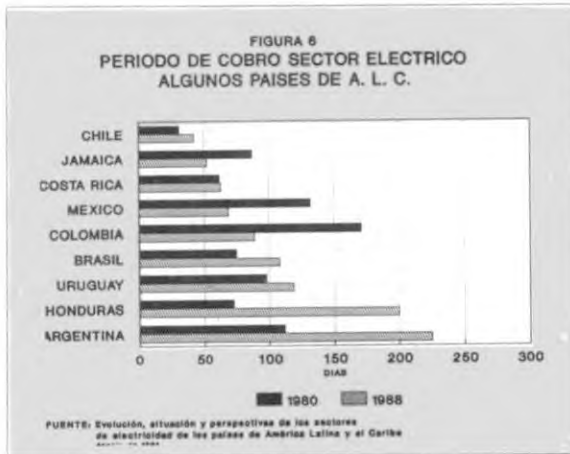
Por otra parte, es necesario mejorar el nivel de productividad del sector en la Región. Si ésta se mide en términos de abonados por empleado y ventas de electricidad por empleado, varios países de la Región han elevado esos indicadores durante las dos últimas décadas, aunque podrían obtenerse mejoras importantes, lo cual permitirá lograr niveles cercanos a los alcanzados por los países más desarrollados (Figura 5). Sin embargo, cabe señalar que las comparaciones entre países deben

tomar en cuenta las diferencias existentes entre las empresas en cuanto a sus leyes, prácticas laborales, modalidades de servicios que prestan, tipo de generación, clases de consumidores, etc. Asimismo, es conveniente puntualizar que, en el caso de las ventas por empleado, la diferencia existente entre los países de la Región y los industrializados puede estar afectada también por la apreciable brecha que se observa en sus niveles de consumo per cápita.

La gestión de cobro también afecta sensiblemente las finanzas de las empresas. Si se redujera el período promedio de cobro en la Región de 111 días que se dio en 1988 a 45 días, se obtendría una liquidez adicional de US\$3,1 mil millones, sin tomar en cuenta la reducción en los costos financieros y el beneficio por la erosión inflacionaria en el poder adquisitivo de las sumas recaudadas.³ Para lograr esa meta, en algunos casos convendría modificar las legislaciones y mejorar los procedimientos administrativos de facturación, cobro y desconexiones de servicios. En la Figura 6, se presenta la evolución del período medio de cobro para algunos países de la Región.

Las pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas se han convertido en un serio problema para la Región y se han visto afectadas debido a que las inversiones en la distribución no han mantenido el mismo ritmo que las inversiones en generación y a que las prácticas comerciales no han sido apropiadas, principalmente para controlar las pérdidas no técnicas.

Una reducción del 5% (del 15% al 10%) en las pérdidas de la Región podría significar alrededor de US\$3-4 mil millones de ahorro en inversiones de generación y unos US\$600 millones de ingresos anuales adicionales para las empresas del subsector eléctrico de América Latina y El Caribe si se valora la electricidad a precios corrientes y entre US\$800 millones y US\$1,1 mil millones a precios del costo marginal de largo plazo. En ese sentido, se hace necesario implantar programas intensivos para controlar y reducir las pérdidas de



electricidad, para lo cual se requieren inversiones en los sistemas de transmisión y distribución, eliminar al máximo los errores de facturación y medición y controlar las conexiones ilegales. Al respecto, cabe señalar que, durante los últimos tres años, se han logrado importantes avances en el control y reducción de las pérdidas eléctricas en algunos países de la Región (Costa Rica, Chile).

5. SINTESIS Y CONCLUSIONES

Debido a su importancia macroeconómica, se requiere un sector eléctrico eficiente para que sea un motor del desarrollo económico y social de los países y no se constituya en una carga para los mismos.

La ineficiencia observada en el desempeño general del sector obedece a un conjunto de causas internas y externas al mismo, aunque debe reconocerse la importancia de la influencia política gubernamental, a través del manejo de algunas políticas económicas -tarifas, por ejemplo- y de la interferencia directa en las operaciones cotidianas de las empresas.

Existen espacio para la coexistencia de empresas públicas y privadas en el suministro de electricidad.

Para mejorar la eficiencia en la gestión del sector se requiere:

- Redimensionar el papel del Estado, delimitando claramente sus funciones reguladoras y como propietario eventual de empresas.
- Promover la participación del sector privado como medio para incentivar la eficiencia, entre otros objetivos importantes.
- Un marco regulatorio que permita el desempeño óptimo de los agentes económicos públicos y privados involucrados y una regulación efectiva por medio de entes autónomos.
- Autonomía de las empresas en su gestión administrativa y operacional.
- Evaluación por resultados de la gestión empresarial, para lo cual se requiere manejar un conjunto de indicadores financieros, administrativos y técnicos que las empresas deberían alcanzar, en concordancia con sus propias características.
- Mejorar el planeamiento, en cuanto a la gestión de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica, métodos y criterios de selección de inversiones y rehabilitación y repotenciación de plantas generadoras.
- Mejorar la operación de las empresas en lo concerniente al mantenimiento de la infraestructura del sector, productividad, reducción de pérdidas y recaudación oportuna de las ventas de energía eléctrica.

NOTAS

- OLADE, "Alternativas de Financiamiento del Sector Energético de América Latina y El Caribe: Subsector Eléctrico", noviembre de 1989.
- OLADE/Banco Mundial, "Evolución, Situación y Perspectivas de los Sectores de Electricidad de los Países de América Latina y El Caribe", agosto de 1991.
- OLADE/Banco Mundial, "Evolución, Situación y Perspectivas de los Sectores de Electricidad de los Países de América Latina y El Caribe", agosto de 1991.

La Ejecución de Reformas: Estrategia y Tácticas

Anthony A. Churchill

Director del Departamento de
Industria y Energía
El Banco Mundial



La Ejecución de Reformas: Estrategia y Tácticas

Pocas veces hay desacuerdo en cuanto a la necesidad de reformar las empresas públicas. Problemas financieros cada vez mayores, ineficiencias manifiestas e insatisfacción pública con el desempeño apuntan a la necesidad de reformas. Las recientes experiencias con los sistemas de distribución de energía de la mayoría de los países Latinoamericanos no es una excepción. Pocos negarían que hay una necesidad de cambios. Hay, incluso, mucha coincidencia de pareceres respecto al rumbo que deberían seguir las reformas requeridas. Para el sector energético, el aumento de la competencia y la inserción del sector privado, conjuntamente con el control público mediante un proceso de regulación más abierto y no mediante la propiedad estatal, constituyen los elementos esenciales de la mayor parte de las reformas en consideración.

Sin embargo, el proceso de cambio no ha sido bien comprendido y pocos gobiernos tienen mucha experiencia en la ejecución de reformas. Quisiera dar por sentado, en este momento, que hay un acuerdo general sobre dicha necesidad y un buen margen de consenso respecto del rumbo que deberán adoptar las reformas necesarias. Esto nos permitirá concentrarnos en el proceso de ejecución y, basándonos en las experiencias que han tenido muchos países del mundo, aprender juntos de esas experiencias.

Preparar al público

Lo primero y más importante es reconocer que la reforma es un proceso intensamente político. Con demasiada frecuencia, los proponentes de reformas provienen de los grupos técnicos para los cuales las necesidades son evidentes. Es así para el Banco Mundial y también para quienes están al mando de las empresas. Hay una tendencia muy natural a considerar que las reformas necesarias son una cuestión técnica, restando importancia e incluso haciendo caso omiso de la naturaleza esencialmente política del proceso.

El que muchas medidas reformistas han fallado se debe casi siempre a que se ha fallado en establecer la base política necesaria. Trátese de subsidios a los alimentos en Egipto o las tarifas de ferrocarriles en Argentina, las mejores intenciones han fracasado por la inaceptabilidad de las consecuencias para la sociedad expresada en sus procesos políticos.

En varios de mis trabajos escritos y discursos, me he referido a la necesidad de revisar el pacto social, es decir, los



entendimientos formales e informales que existen entre los gobiernos, las empresas y los consumidores: el público en general.¹ Esta es, sencillamente, otra manera de recalcar que “las reglas del juego”, que en este sector y en muchos otros, están determinadas por el proceso político. Por tanto, los cambios en las reglas del juego también deben formar parte del proceso político.

Veamos algunas de las consecuencias que conlleva el considerar la reforma como un proceso político y veamos si podemos extraer unas pocas reglas que nos ayudarán a diseñar un programa de reformas.

Lo primero que debe hacerse es vender las reformas de la manera y con las palabras que el público pueda comprender. Enormes déficit financieros podrán convencer a los ministros de finanzas de la necesidad del cambio, pero estos déficit casi nunca han convencido al público en general. Los ingenieros o técnicos pueden sentirse impulsados por la necesidad de mejorar la eficiencia, pero esto no le interesa mucho al hombre de la calle. Después de todo, al pueblo se le suele pedir que haga sacrificios inmediatos para alcanzar fines que son vagos o pertenecen al futuro indefinido. Pagar más para el bien del país o para satisfacer lo que parecen ser exigencias de los banqueros extranjeros no son conceptos que tengan gran poder de convocatoria, ni siquiera en las circunstancias más favorables.

Uno de los mejores ejemplos de preparación política para un programa de reforma fue el realizado por el Gobierno de Nueva Zelandia en 1985. Después de muchos años de altos niveles de protección, excesiva regulación y acumulación de monopolios estatales, el país había llegado a la parálisis económica. Había que emprender reformas estructurales básicas, especialmente en los sectores dominados por las empresas del estado. El gobierno creó una serie de comisiones encargadas de investigar el desempeño de estas empresas, informar al respecto y formular recomendaciones para

realizar cambios. En las comisiones predominaban empresarios y consumidores y todo el proceso fue abierto y público.

Las comisiones hicieron un listado de los incentivos perversos, incompetencias y beneficios que existían para grupos de interés especiales. Se calcularon los costos para la economía y se publicaron los resultados. Se hizo saber a los agricultores cómo los precios a nivel de finca sufrían los efectos adversos de las prácticas laborales de los ferrocarriles. Se informó a los empresarios, que esperaban meses para obtener una línea telefónica, cómo sus competidores en otros países las obtenían en pocos días. Se dijo a los consumidores de energía eléctrica cuántas personas estaban empleadas en el servicio en Nueva Zelandia en comparación con otros países.

Las preocupaciones por el medio ambiente también han cobrado alguna credibilidad ante el público como una justificación para medidas de reforma que son difíciles de implantar. Una historia de falta de respeto por el medio ambiente tiende a ser concomitante con prácticas ineficientes y derrochadoras. En las plantas térmicas, por ejemplo, el grado hasta el cual los desechos contaminan el aire o el agua es una función directa de la eficiencia del proceso de combustión. Esta ineficiencia ha constituido el fundamento lógico de las presiones reformistas en Europa Oriental. Lo que es más, la mayoría de las empresas de energía no han manejado bien la reubicación de las personas afectadas por los proyectos hidroeléctricos. Al llevar la atención del público hacia estos problemas visibles y comprensibles, se le vuelve mucho más dispuesto a aceptar las inevitables penalidades del proceso de reforma.

En otras palabras, mucho antes de pedir a los consumidores que hagan sacrificios, los programas de reforma acertados les explicaban, en términos comprensibles, lo que para ellos mismos significaban las prácticas existentes. Pocas personas se apasionan por los problemas

de un balance general, pero todas pudieron comprender el absurdo de una situación cuando se les indicó cuántos empleados públicos se necesitaban para cambiar un foco. Para obtener el cambio, hay que llevar al público a tal grado de enojo que insistirá en el cambio.

En América Latina la gente es demasiado educada. Las críticas rara vez son concretas y a la luz pública. La necesidad de introducir reformas está envuelta en aspiraciones nacionalistas, el servicio a los pobres o la culpa de los extranjeros. Generalmente, se las plantea en respuesta a una crisis (que se justifica como obra del anterior gobierno) y poco se hace para preparar a los ciudadanos. La necesidad del cambio se origina, principalmente, en los problemas estructurales de larga existencia que están profundamente enraizados en la sociedad. No es posible atacar estos problemas sin poner al descubierto quienes son los reales ganadores y perdedores en el actual sistema.

En el caso del sector de energía, no se da mucha importancia a los malos resultados de las instituciones. Una mala calidad de servicio y altos costos se toleran como parte de una maraña de protecciones y privilegios. Las industrias protegidas no se quejan de la confiabilidad del servicio de energía eléctrica. Los consumidores que trabajan en mercados laborales protegidos tampoco quieren criticar las malas prácticas laborales de las empresas de energía. Los gobiernos que utilizan las empresas como parte de un sistema de clientelismo político pocas veces están en situación de exigir cambios.

La Regla No. 1: Nunca dar por sentado que la necesidad de reforma es evidente. Una campaña de concientización pública cuidadosamente preparada es esencial para tener éxito. Hay que preocuparse de explicar los motivos de la reforma en términos comprensibles que puedan ser captados por el público en general. ¿Cuántos empleados públicos hacen falta para encender las luces.?

La Reforma como un Proceso

El tratar de lograrlo todo de una sola vez con unos decretos radicales es una receta para el fracaso. La reforma debe pensarse como un proceso que se realiza en el decurso del tiempo, con una secuencia de acciones enmarcadas en un conjunto de prioridades. Por ejemplo, el problema del sector de energía pocas veces se reduce solamente a una tarificación inadecuada. Esta es, más bien, sintomática de problemas más profundos. Una mejor situación financiera, como resultado de los incrementos tarifarios, rara vez ha tenido un efecto perdurable, en ausencia de cambios estructurales más fundamentales que solo podrán efectuarse en un período más largo.

En otras palabras, hay que planificar el proceso de reforma y hay que determinar las prioridades. Para ello, debe haber una comprensión objetiva de por qué existen los problemas y de qué factores en la estructura institucional han conducido a una situación inaceptable. Una vez que se haya llegado a un acuerdo respecto del porqué de los problemas, habrá una posibilidad razonable de que se encaren los problemas pertinentes.

El problema radica casi siempre en la estructura institucional y en los incentivos generados por esa estructura institucional. La fragilidad financiera de las empresas de servicios públicos refleja un proceso de fijación de tarifas que da prioridad a objetivos que son ajenos a la viabilidad financiera. La ineficiencia y el mal desempeño no son sencillamente el resultado de salarios insuficientes o de la mala calidad del personal, sino que reflejan, más bien, los objetivos nada claros y a menudo conflictivos de los dueños.

No es fácil cambiar los incentivos y las estructuras institucionales; se necesita tiempo. El factor tiempo puede convertirse en una excusa para la inacción o para iniciar un proceso de cambio tan gradual que su impacto es imperceptible. Las más de las veces, la reforma "gradual" permite que la



oposición movilice las fuerzas necesarias para desbaratar cualquier mejora lograda.

En los países donde se han emprendido reformas con éxito (Chile, Reino Unido, Corea), ha tenido una importancia decisiva que el gobierno haya enunciado claramente los objetivos institucionales y los objetivos del proceso y su consagración a estos objetivos. El "Libro Blanco" emitido por el Reino Unido en Febrero de 1988, sobre la competencia y la privatización de la industria de energía eléctrica es un buen ejemplo de elaboración de los principios rectores y de la estructura institucional básica. Pero, al contrario de este ejemplo, la tendencia típica consiste en expresar los objetivos en función de los resultados finales —las finanzas, tarifas, eficiencia, etc.— y no de las políticas específicas y medidas institucionales que se necesitan para alcanzar esos resultados finales.

Comprometerse con los resultados finales, sin haber especificado los medios institucionales, abre la posibilidad a un debate improductivo y contencioso acerca de los medios, dando así grandes oportunidades para el sabotaje de todo el proceso. En los casos mencionados, los gobiernos se comprometieron claramente a seguir un conjunto de políticas que se ejecutarían por medio de cambios institucionales específicos al comienzo del proceso, reconociendo a la vez la necesidad de flexibilidad en el proceso de ejecución. En lo que al desempeño se refiere, los resultados finales fueron expectativas más que objetivos. Los cambios institucionales fueron los objetivos indudables.

Debe hacerse hincapié en la credibilidad. Muchos programas de reformas han sido lanzados con declaraciones públicas de nobles intenciones— algunas de las cuales figuran en los convenios con el Banco Mundial— pero sin tomar ninguna disposición para tener incentivos o estructuras institucionales apropiados. Quizás el más común sea el compromiso de establecer los precios según los costos marginales de largo plazo, pero sin contar con una estructura

institucional funcional que elimine el elemento político del proceso de adopción de decisiones. Así mismo, para que las empresas puedan extraer sus recursos del mercado, debe haber un mecanismo fidedigno para que las determinaciones del mercado se transmitan a la empresa.

Regla No. 2: Los objetivos deben incluir un claro enunciado de los cambios institucionales que se precisan. Son objetivos loables mejorar las finanzas o la eficiencia, pero estos casi nunca impulsan a la acción política. Por otra parte, la creación de una compañía privada o la apertura del sector a la competencia exige medidas políticas explícitas y visibles. Debe haber una bandera a la cual se pueda saludar.

Factores Externos

El Banco Mundial no ha tenido un historial de éxitos en impulsar reformas en el sector de energía, particularmente en la década de 1970 y a principios de la década de 1980. Los empeños encaminados a aumentar las tarifas o mejorar la eficiencia fueron rápidamente socavados por el mal desempeño de otros sectores de la economía. Una rápida inflación, por ejemplo, tornó a los reajustes de precios en un proceso doloroso pero improductivo. En muchos casos las mayores cuentas por cobrar se encontraban en el sector público — en las dependencias del gobierno, las fuerzas armadas y las empresas estatales. Las finanzas del sector energético no podían resolverse independientemente de los problemas financieros globales del sector público. No tenemos ningún ejemplo de una reforma lograda del sector de energía en la cual un desequilibrio considerable en las cuentas del sector público o externo no haya sido encarado simultáneamente.

Por otra parte, sí hay algunos buenos ejemplos de un mejor desempeño del sector de energía en aquellos países que se han esforzado por

reformular más extensamente el sector público. Por ejemplo, Indonesia, a fines de los años 60 y principios de los años 70, emprendió algunas reformas internas en la administración del sector público, reformas que trajeron mejoras similares en los monopolios del sector energético. En los últimos años, hemos visto algo igual en Ghana y México. Pero, al contrario, los empeños por reformar el sector energético en Nigeria, Brasil y Argentina han tenido poco éxito frente a los desequilibrios estructurales básicos de la economía.

Regla No. 3: Las reformas en el sector de energía deben realizarse dentro del contexto de las reformas globales de la economía. El sector de energía es una parte demasiado grande del sector público y de la economía para que funcione aisladamente de los factores económicos y políticos globales. Es una pérdida de tiempo tratar de cobrar cuentas pendientes de las empresas públicas quebradas.

Los resultados son importantes

Debe tenerse cuidado de que el proceso de reforma arroje tantos beneficios tangibles como sea posible. Promesas vagas de futuros beneficios tienen poco poder de sustentación, especialmente cuando los costos parecen inmediatos y evidentes. Por fortuna, hay una gran variedad de medidas que pueden utilizarse para que los resultados sean rápidos, se cree confianza y haya apoyo para los objetivos de más largo plazo del programa de reforma.

Sin embargo, pocas son las medidas que pueden producir recursos de inversión adicionales. Esto se debe, primeramente, a que es políticamente difícil aumentar las tarifas sin un mejoramiento del desempeño y, en segundo lugar, porque es comercialmente imposible obtener fondos en los mercados privados sin que haya transcurrido suficiente tiempo para afianzar la credibilidad de los nuevos resultados. Los programas de reforma

en el sector de energía deberán realizarse, por tanto, en una situación financiera sumamente restringida. Tomar dinero en préstamo para ganar tiempo no es una alternativa.

Mejores operaciones y prácticas de mantenimiento, mejor aprovechamiento de los combustibles, mayor eficiencia en el despacho de cargas, etc. se suelen mencionar en los informes del Banco Mundial como medios que podrían incrementar la eficiencia en 20 a 30 por ciento. El hecho de que no suelen ocurrir es indicativo de la necesidad de reforma.

Estas posibles mejoras en la eficiencia deben identificarse desde el comienzo del proceso de reforma y otorgarse una gran prioridad en el plan de ejecución. Sin el incremento de la producción que pueden conseguir estas medidas, los apagones y problemas similares pueden desacreditar el proceso de reforma desde el inicio. También sirve para que los gerentes o directores respondan por los resultados y para juzgar el éxito del programa dentro de un marco temporal que sea políticamente válido.

Además, y especialmente en el sector de energía eléctrica de América Latina, hay mucho campo para mejorar la relación entre las empresas de servicios públicos y los consumidores. Siempre me impresiona lo difícil que es pagar la cuenta eléctrica en muchos países latinoamericanos. Hay pocos sitios para hacer el pago, las colas son largas y los errores son frecuentes. Seguramente no costaría mucho facilitar el pago de las cuentas— el momento en el cual la mayoría de las personas tienen algún contacto con la empresa. La instalación o el mejoramiento de la calidad de los servicios puede ser un proceso costoso y largo para el consumidor. El proceso puede mejorarse notablemente con una mejor estrategia comercial y tratando a los abonados como clientes y no como “beneficiarios”.

Se puede agilizar al proceso permitiendo que ingresen en la actividad contratistas privados autorizados. Lo mismo puede hacerse para



mejorar o restablecer los servicios cuando ha habido interrupciones del servicio. Si bien son pequeños pasos y quizás tengan una repercusión relativamente menor en la situación financiera general de la empresa, podrían ser muy útiles para mejorar la aceptabilidad de otras reformas.

Regla No. 4: Se necesitan resultados inmediatos para mantener el ímpetu del proceso de reformas. Promesas vagas de beneficios futuros tienen poco poder de sustentación. Mejorar la eficiencia y procurar erradicar los motivos de irritación del público con la empresa pueden servir para ganar el tiempo necesario a fin de que se hagan patentes los resultados de más largo plazo. El público quiere saber, hoy y no mañana, lo que se ha hecho por él.

Encauzar los impactos

Dividir para conquistar es una estrategia tan adecuada para las reformas del sector público como lo es para las maniobras militares. No es conveniente que todos estén enojados con uno al mismo tiempo. En América Latina, por ejemplo, alrededor del 60 al 80 por ciento de la demanda de energía eléctrica proviene del sector comercial e industrial. Los consumidores residenciales son más numerosos pero pocas veces suman más del veinte y cinco por ciento de la demanda o de los ingresos. Si la prioridad es incrementar los ingresos, es mucho más acertado dedicar la atención a los consumidores industriales y comerciales. Además, es probable que de diez a veinte clientes de este grupo representen una proporción considerable de los ingresos totales.

Este pequeño grupo posee, sin duda, considerable poder político y es, a la vez, el grupo que mejor reaccionará ante una propuesta empresarial clara y directa: un mejor servicio a cambio de tarifas más altas. También es muy probable que este grupo de clientes haya invertido una buena cantidad en autogeneración

para tener seguridad. Un programa de reforma a cambio de tarifas más altas sería una propuesta económica atractiva.

Una estructura tarifaria más complicada y más flexible es también una herramienta útil para encauzar los impactos. Las tarifas de energía eléctrica, tal como los pasajes del transporte público, suscitan tremendas reacciones políticas cuando se anuncian incrementos mayores. Cuando la estructura tarifaria es muy variada y complicada (como lo son los costos reales), existe la posibilidad de aumentar diferentes partes de la estructura en diferentes oportunidades. En otras palabras, sirve para minimizar y dividir la oposición al cambio. Esto se ha aplicado con éxito en los pasajes de los autobuses (Argentina, Egipto), los cuales pueden variarse según la clase de servicio, la longitud de la ruta o el destino. Tratándose de la energía eléctrica, es posible variar los cobros según la capacidad y la demanda, la hora, ubicación, temporada, tamaño del cliente, clase de servicio y seguridad del suministro. Pocas empresas en Latinoamérica aprovechan estas diferencias en los costos del suministro para elaborar estructuras tarifarias que reflejarían estos costos con mayor precisión y mitigarían los problemas políticos concomitantes con los reajustes de tarifas. El tener una sola tarifa sobre la base de la cual solo pueden tomarse decisiones políticas es la peor estrategia.

Regla No. 5: Los impactos adversos de las reformas deben encauzarse con mucho tino para evitar la formación de coaliciones que debiliten el proceso. Hay que distribuir las penalidades de manera diferencial en el tiempo, entre los diversos lugares y grupos socioeconómicos. Hay que programar las mejoras del servicio de modo que coincidan con las alzas de los precios. En otras palabras, asegúrese de que no todos estén enojados con usted al mismo tiempo.

Limitación de las decisiones políticas

Muchos de los problemas del sector de energía se suscitan porque los procesos de decisión política se superponen a los procesos comerciales o impulsados por el mercado. En vista de la magnitud del sector de energía, el control de este sector puede representar un importante elemento del activo político. Puede significar puestos de trabajo o contratos para partidarios merecedores y tarifas favorables para quienes tienen un valor político. Pero, este activo se ha deteriorado hasta tal punto que en la mayoría de los países latinoamericanos se ha convertido en un pasivo. Las limitadas oportunidades para abrir nuevas centrales o repartir empleos nuevos están desapareciendo bajo la ola de oprobio levantada por la necesidad de aumentar las tarifas, las quejas del mal servicio, los impactos ambientales adversos y por todo un repertorio de otros aspectos dificultosos. Ser ministro de energía o gerente de la empresa de servicios públicos puede no ser muy agradable hoy en día.

La naturaleza de la reforma consiste en que el cambio debe darse y que una gran parte de este cambio entraña decisiones difíciles o desagradables. A la mayoría de las personas no les agradan los cambios y aun cuando acepten la necesidad del cambio, la triste realidad es que probablemente demuestren su insatisfacción votando en contra de los instigadores políticos del cambio. En los últimos años, esto ha sucedido en Nueva Zelandia, en el Reino Unido— a la Sra. Thatcher— a los gobiernos de Chile, India y algunos otros. Podría ser que la reforma exige corderos de sacrificio y que la imposibilidad de sobrevivir políticamente sea el precio a pagarse por un sabio liderazgo. Sin embargo, hay suficientes líderes que han sobrevivido al proceso de reforma como para indicar que sí es posible mediante una gestión prudente.

Debe ejercerse cautela en el diseño de programas de reforma, de manera que se haga participar

solidariamente a los poderes del Estado en la mayoría de las decisiones desagradables o difíciles. Es más conveniente que los líderes políticos demuestren que aceptan y actúan según la asesoría de los grupos u órganos encargados de desarrollar y combinar los aspectos políticos y técnicos de cualquier problema y de formular recomendaciones para su solución. Cuanto mayor sea la comprensión del público y mayor sea el consenso, menor será la necesidad de tomar decisiones políticas arriesgadas. El empleo de juntas de investigación y audiencias públicas es un buen ejemplo de cómo se hizo participar solidariamente al público en el proceso que llevó a las reformas en Nueva Zelandia. En el Reino Unido y en otros países de la mancomunidad británica, el empleo de comisiones reales y la publicación de "Libros Blancos" ha resultado un mecanismo eficaz para abrir el debate público sobre cuestiones de interés nacional. En Chile, las deliberaciones del Comité Nacional de Energía constituyeron un mecanismo para la elaboración de recomendaciones para el proceso de decisión política.

El empleo de juntas y comisiones, o mecanismos similares para iniciar el proceso de reforma es solamente un primer paso. El proceso mismo, una vez que esté en marcha, exigirá la adopción de numerosas decisiones, no todas las cuales serán benignas para la dirigencia política. No hay duda de que subirán los precios y de que habrá pérdida de empleos. La dirigencia política debe mantenerse alejada de las cuestiones normativas, lo cual le permite conservar una posición neutral para conciliar los intereses en conflicto.

Esto no se ha realizado eficazmente en la mayoría de los países latinoamericanos. Por ejemplo, se han creado juntas de tarifas para emitir juicios técnicos respecto de la modificación de tarifas pero su efectividad se ha visto comprometida por controles políticos severos. Los nombramientos a estas comisiones se basan en el clientelismo político, sus deliberaciones no son conocidas por el público y



los ministros rara vez demuestran mucho respeto por sus dictámenes. Al fin y al cabo, el público conceptúa que estas juntas son herramientas de la dirigencia política y atribuye cualquier decisión ingrata directamente a esa misma dirigencia política.

Para que las juntas de tarificación y otros órganos normativos similares sean efectivos en aislar o proteger a la dirigencia política, su composición, funciones y procedimientos deberán reestructurarse sustancialmente. Deben considerarse como órganos de amplia representatividad, que reciben datos e información técnica, más que como órganos técnicos sometidos a un control político.

La composición de estos órganos reguladores debe ser más representativa de los intereses de los productores, consumidores y públicos. Si se espera que los grandes consumidores de energía corran con la mayoría de la factura energética, sus intereses deben estar representados. Asimismo, es necesario que los hogares y pequeños negocios estén representados en sus intereses conjuntamente con los del gobierno y de la dirigencia política. Para que un nuevo pacto social sea efectivo, aquellos cuyo comportamiento se espera cambiar deberán tener alguna parte en la formulación de las reglas. Los grupos técnicos deben estar presentes para respaldar el proceso y no para dirigirlo.

También deben ampliarse las funciones de los organismos reguladores. En América Latina ha habido una tendencia a definir sus atribuciones con poca amplitud y a reforzar el control político dividiendo las funciones de supervisión y fiscalización entre varios grupos que no se comunican. La junta de tarifas puede estar encargada de los precios, pero las decisiones sobre inversiones o la supervisión de la gestión incumben a alguien más. Por ejemplo, los grandes consumidores de energía en una junta de tarifas serán renuentes a apoyar el incremento de los precios cuando estiman que no tienen voz ni voto en la inversión o en las condiciones de operación.

Para que estas juntas normativas sean órganos políticos tienen que actuar como órganos políticos. En la actualidad, la mayoría de estos órganos llevan sus asuntos fuera de la vista del público y sus procedimientos son técnicos y burocráticos más que políticos. Las sesiones públicas son raras y se despliegan pocos esfuerzos para involucrar en un debate abierto a las partes interesadas. En la mayoría de los países desarrollados, la participación activa del público en el proceso de regulación ha constituido un elemento importante en la formación de un consenso político. El mundo en desarrollo está comenzado apenas a experimentar con procesos más abiertos.

La alternativa al desarrollo de procesos políticos más activos es la continuación del actual sistema jerárquico lineal que pone en peligro al liderazgo político y disminuye tanto su entusiasmo para iniciar reformas como para llevar adelante los difíciles aspectos de ejecución. Cuán abierto será el proceso y cómo se lo hará depende del criterio y variará de país en país.

Regla No. 6: Siempre se deben repartir los costos entre el mayor número de grupos posible. Adoptar decisiones políticas puede ser sumamente ventajoso políticamente, pero pocas veces es posible hacerlo sin también asumir la carga de las decisiones no populares. Es esencial el apoyo del público para que el proceso de reforma mantenga su ímpetu. Compartir las responsabilidades de la adopción de decisiones es una forma de asegurarse la supervivencia política y la aceptación pública. Siempre es mejor compartir el sufrimiento.

El dinero es importante

No pudimos encontrar ningún ejemplo de una reforma importante que hubiera sido llevada a efecto con éxito en ausencia de soluciones a los problemas financieros. Es obvio que debe darse

prioridad a la solución de los problemas financieros como parte de todo esfuerzo serio para reformar las instituciones y las prácticas. Con pocas excepciones, las empresas públicas del sector de energía están quebradas.

El efecto principal del programa de reforma debe ser el de resolver los problemas tanto de largo como de corto plazo, con el objeto de producir un conjunto de reglas fidedignas relativas a las responsabilidades financieras de los directores, gerentes, propietarios y reguladores. Hasta que no se haya realizado esta labor, los grandes recursos adicionales o nuevas inversiones tendrán que esperar. Los recursos provenientes del Banco Mundial y otros recursos oficiales de ayuda podrían no ser sino un paliativo en este período de transición.

Con demasiada frecuencia, los programas de reforma han fracasado porque las inflexibilidades tanto de los costos como de los ingresos han trasladado la responsabilidad financiera al árbitro de estas reglas: el gobierno. La traslación de las responsabilidades financieras al gobierno se conoce como el "factor limitativo del presupuesto blando". Mientras se sigan resolviendo todos los conflictos relativos a los objetivos (p.ej. el empleo y las bajas tarifas) acudiendo finalmente a los ingresos públicos generales, los incentivos para mejorar el desempeño se verán debilitados.

Han fracasado, además, porque las metas se han planteado solo en función de los objetivos financieros a más largo plazo y no han encarado el problema de cómo sufragar los gastos de los meses siguientes de una manera que sea congruente con estos objetivos. Por ejemplo, el mantenimiento de los subsidios públicos para satisfacer las necesidades financieras de corto plazo socavarán el proceso, a menos que se anuncie públicamente su desaparición gradual con un programa solvente, aunque no sea inmediato, encaminado a eliminar los subsidios dentro de un plazo determinado.

Regla No. 7: Las expectativas financieras deben ser claras y los problemas coyunturales deben resolverse desde el principio. Los problemas financieros inmediatos deben resolverse en el contexto de los objetivos de mayor plazo de la reforma, y todos los interesados deben comprender claramente las nuevas reglas y su responsabilidad por los resultados. Las empresas quebradas se preocupan demasiado por la supervivencia más que poder concentrarse en la reforma.

Sorpresas

La reforma es un proceso engorroso. Ninguna reforma que hayamos examinado ha procedido de acuerdo con lo planeado. Esto se debe a que se están haciendo cambios en las reglas del juego y a que las reacciones a esos cambios pueden preverse solo dentro de parámetros muy amplios. Las expectativas también tienen una importancia clave y las expectativas pueden ser volátiles, especialmente al inicio del proceso.

Las reformas radicales en el Reino Unido ejemplifican las confusiones e incertidumbres que rodean las medidas reformistas serias. Se dedicó mucho trabajo de planificación para establecer tanto los principios como los procesos y se procuró prever las contingencias. Sin embargo, estos planes tan cuidadosamente elaborados rápidamente se vuelven obsoletos desde el principio mismo del proceso. Por ejemplo, las centrales nucleares debían formar parte de la nueva estructura privada de las empresas generadoras. Pero, el sector privado consideró que esas centrales eran demasiado costosas y arriesgadas y se negó a absorberlas. Fue necesario adoptar nuevas disposiciones para que las centrales nucleares quedasen en manos del sector público pero, a fin de volverlas competitivas, se creó un impuesto a otras formas de generación de energía. Los planificadores jamás habían previsto una estructura como la



actual y en evolución del parque de generación de energía y su estructura tarifaria basada en medias horas. Dos años después de haberse iniciado el proceso, el mercado de energía está desenvolviéndose a una velocidad y en direcciones que siguen sorprendiendo a todas las partes interesadas.

La naturaleza aparentemente caótica del proceso ha sido aprovechada, especialmente por los grupos técnicos y por aquellos que tienen grandes intereses en la estructura existente, para oponerse a la implantación de reformas cuyos resultados son de por sí impredecibles. Cuando la dirigencia política pide garantías, siempre habrá la respuesta de que los riesgos son altos y no podemos dar ninguna garantía. Es interesante observar que, pese al inevitable corrillo de escépticos que ha acompañado a cada empeño reformista, las luces jamás se han apagado. En realidad, ya sea en Chile, el Reino Unido o la India, la mayoría de los aspectos técnicos se resolvieron con rapidez, incluso cuando la estructura institucional en evolución demostraba una confusión considerable.

Una característica notable de los programas de reforma positivos ha sido el considerable margen de acción otorgado a los gerentes y técnicos en el proceso de ejecución. La dirigencia política ha tenido la precaución de mantenerse fuera de las múltiples decisiones institucionales y técnicas que deben tomarse en respuesta a la serie dinámica de sucesos puestos en marcha por cambios trascendentes en las estructuras de incentivos. El intervenir demasiado a este nivel crea la tentación de llevar muchos de los compromisos institucionales y técnicos al campo político donde el debate consiguiente puede confundir y debilitar los objetivos globales.

Inevitablemente, la decisión de iniciar un proceso de reforma exige valentía y un acto de fe por parte de la dirigencia política. Se comienza por lanzar al aire la estructura existente y es una conjetura considerable saber cuándo, dónde y cómo va a aterrizar.

Regla No. 8: Comience el proceso tan espectacularmente como sea posible y manténgase firme en cuanto a las metas pero no trate de controlar la puesta en práctica de los detalles. El proceso de aprendizaje por la práctica, que se lleva a cabo durante la ejecución, será contencioso y caótico. Se necesitará un gran capital político para controlarlo.

En Conclusión

Una gran parte de estas ocho reglas son de sentido común y son aplicables a la mayoría de los empeños tendientes a reformar el sector público. Reconocen la naturaleza esencialmente política del proceso y exigen continuas consultas con los afectados así como su participación. Las metas deben ser el resultado de una buena comprensión de los problemas y deben enunciarse en términos que sean captados y valorados por todas las partes interesadas. También toman en cuenta las necesidades de supervivencia de los promotores.

Concluiremos dando mayores precisiones sobre sus proyecciones para el proceso de reforma en los sectores de energía de América Latina. Estas observaciones son necesariamente personales y adolecen de una que otra generalización excesiva. Reconozco que cada país presenta algunas dificultades singulares, sin embargo de lo cual se puede aprender algo examinando la experiencia colectiva.

En comparación con muchas partes del mundo en desarrollo, América Latina ha sido bendecida con un cuadro de profesionales excepcionalmente competentes en el sector de energía. Quizás, por ello, las reformas han sido abordadas como un problema técnico y los fundamentos políticos han sido tan mal preparados. Ha venido a agravar este problema la fuerte tradición paternalista del Estado en la cual el papel clientelar de la dirigencia política tiene una mayor importancia que su papel como propulsor

de un consenso. La formación de este consenso debe constituir una parte esencial de todo intento de revisar el pacto social.

¿Hacia dónde deberían llevar las reformas del sector de energía? No veo otra alternativa sino la de transformar estas empresas que son organizaciones de acción social y política de facto en empresas comerciales. Las enormes necesidades financieras de este sector vuelven necesario recurrir a los mercados de capitales privados, los cuales no estarán dispuestos a entregar recursos a menos que se garanticen tasas de rentabilidad suficientes. Al ejercer la función fiscalizadora pública, hay que otorgar mayor prioridad a la competencia teniendo más confianza en las señales del mercado que en los instrumentos políticos y administrativos. Es urgente la necesidad de actuar. Sin energía eléctrica eficiente y confiable, las economías latinoamericanas, cada vez más sofisticadas, tendrán dificultades para encarar los desafíos que les esperan.

Por último, quisiera abogar por la integración de las reformas del sector de energía con las reformas del sector financiero. Las tasas de

ahorro en América Latina son notablemente altas según los niveles mundiales. Empero, una muy pequeña cantidad de estos ahorros sirve para inversiones productivas en infraestructura. Habiéndose reservado el derecho de financiar la mayor parte de la infraestructura por medio de la recaudación de impuestos, los gobiernos no han proporcionado a los ahorristas los instrumentos necesarios para que conviertan sus ahorros en un capital seguro invertido en infraestructura. Recuerden que, en la mayoría de los países del mundo desarrollado, los mercados de capital se desarrollaron atendiendo la necesidad de financiar lo que conocemos como la infraestructura pública. América Latina no puede seguir contando con el ahorro externo para financiar el sector. Si no se desarrolla un mercado de capitales nacional y sin no hay un acceso a este mercado, habrá pocas esperanzas de satisfacer las necesidades de recursos de este importante sector.

NOTAS

1. Churchill, A, 1990. "Financing Energy for the 1990's: The Search for a New Social Compact." *World Energy Council Journal*, diciembre, pags. 14-17

Eficiencia en un Sistema Eléctrico Estatal: El Contrato Plan en Francia

François Treilhou

Director de Electricidad de Francia
para Europa Oriental y
América Latina



Eficiencia en un Sistema Eléctrico Estatal: El Contrato Plan en Francia

1. INTRODUCCION

El objetivo de cualquier empresa eléctrica, cualquiera que sea su organización y en cualquier país en que se encuentre, es el mismo: suministrar una electricidad de mayor calidad y al mejor precio a sus clientes, asegurando la rentabilidad de la empresa.

Lo que llama la atención cuando se comparan las organizaciones de los sistemas eléctricos es su diversidad. En Europa, por ejemplo, varias organizaciones funcionan con extremos: por una parte, el sistema alemán constituido de centenares de empresas públicas, semipúblicas o privadas; por otra parte, los sistemas italiano y francés, con una gran empresa pública que tiene el monopolio de la producción, transmisión y distribución. Muchas veces son razones históricas las que son al origen de estas organizaciones. Pero cualquiera que sea la organización, lo importante es igual: la eficacia de estas empresas al servicio de sus clientes.

Vamos a presentar en este documento el sistema francés subrayando como se ha adaptado para seguir siendo competitivo. En particular, vamos a mostrar la importancia, en el caso de una empresa pública que ejerce un monopolio, de su autonomía de gestión que tiene que permitirle funcionar como cualquier otra empresa privada orientada a satisfacer a sus clientes y asegurar la rentabilidad de la empresa.

En una organización del sector eléctrico con una o varias empresas públicas, se plantea el problema de las relaciones entre estas empresas y las autoridades públicas: ¿Qué sistema de relaciones tiene que existir para permitir a estas empresas funcionar como verdaderas empresas responsables de sus resultados?

La solución bastante reciente que fue aplicada en Francia desde hace unos diez años para regular las relaciones entre EDF y las autoridades públicas francesas es el Contrato de Plan que le presentaremos a continuación.

Se observa en muchos países mucha ineficiencia en las empresas públicas. Esta ineficiencia está relacionada a menudo con una mala separación del papel de las autoridades públicas y del papel de las empresas. Las autoridades públicas, en vez de asumir su papel de accionista público y de regulador, intervienen en la gestión de las empresas, cuando sólo tendrían que controlar los resultados de estas empresas.



Esta intervención le quita la responsabilidad de sus empresas y las vuelve ineficientes.

El modelo francés sólo es un ejemplo que quizás pueda interesar a los países que quieren mantener un sector público y mejorar sus buenos resultados.

La privatización es otra alternativa para diferenciar el papel del Estado del papel de las empresas eléctricas. Esta solución permite también introducir capitales privados para seguir el crecimiento de estas empresas. En los dos casos, el objetivo común es la “empresarización” de los servicios públicos para transformarlos en empresas autónomas y rentables.

2. LA ORGANIZACION DEL SECTOR ELECTRICO EN FRANCIA Y LA EVOLUCION DE LA EMPRESA PUBLICA “ELECTRICITE DE FRANCE” DESDE SU CREACION EN 1946

Antes de tratar del funcionamiento de la empresa eléctrica y de sus relaciones con el Estado, vamos a situar la organización del sector eléctrico en Francia.

En 1946, el Estado francés decidió crear una única empresa eléctrica que tuviese el monopolio de la producción y transmisión y que recuperase las concesiones de distribución. Esta nacionalización se hizo comprando los activos de empresas privadas que componían el sector eléctrico. Esta nacionalización era necesaria en esa época para que el Estado pudiese realizar los grandes programas de inversión tales como el equipamiento hidráulico y térmico de Francia y la construcción de una red de gran transmisión interconectada. Tales programas necesitaban inversiones muy importantes y una coordinación de las realizaciones que sólo una empresa pública podía hacer de manera eficaz. La empresa así creada, Electricité de France (EDF), ha funcionado desde aquella época dentro de este marco institucional del monopolio de la producción, transmisión y distribución.

La empresa ha evolucionado considerablemente desde su creación y se ha adaptado a la evolución del contexto económico.

Para comprender la situación de la empresa hoy día, es interesante mostrar las diferentes etapas que han permitido llegar a la autonomía de gestión de la empresa pública.

Para comprender la situación actual, resultado de desarrollos sucesivos, hay que establecer una trayectoria en la cual aparecen éxitos y fracasos, a fin de precisar las especificidades de las herramientas en desarrollo y las motivaciones de los protagonistas.

Racionalización y Pilotaje Centralizado

Los decenios de los cincuenta y sesenta fueron para la empresa un período dominado por la reconstrucción y la racionalización.

Con este fin, EDF organizó lo siguiente: una centralización para definir los métodos y elegir las técnicas; optimización técnico-económica de las principales elecciones; formación y motivación de los protagonistas para realizar los proyectos técnicos y económicos.

La regulación externa se refiere sobre todo a los grandes programas de inversión. Se manifiesta por una intervención fuerte y regular por parte del Estado para financiar las inversiones.

Está basada también en parámetros que delimitan el campo de acción: elección de la tasa de actualización; principio del equilibrio presupuestario de la empresa; y por fin el crecimiento económico (hay que satisfacer la demanda de electricidad y entonces invertir).

Por lo tanto, ambas lógicas, interna y externa, no son muy diferentes. El primer gran cambio tuvo lugar a fines de los años sesenta.

Su amplitud se relaciona con una doble toma de conciencia del Estado y al nivel político por una

parte y de la empresa misma por otra parte.

La Doble Mutación de 1970

En el exterior, las autoridades públicas toman conciencia de la necesidad para las empresas públicas de lograr una verdadera gestión empresarial, de la necesidad de precisar el reparto de las responsabilidades entre las dos partes (Estado y empresa).

En el interior, dos elementos importantes se añaden a un diagnóstico similar.

El primer elemento se designa como "intercambio comercial", es decir la toma de conciencia de una primera saturación de los usos de la electricidad y de las posibilidades de compensarla por el desarrollo de usos en competencia con otras energías (calefacción en particular).

De hecho, se inicia una revolución cultural, ya que competencia significa incertidumbres aumentadas y entonces otra planificación, que significa también que ya no hay usuarios sino clientes, lo que implica otro tipo de relación.

El segundo elemento es la voluntad de demostrar los buenos resultados de gestión. Esta doble transformación del Estado y de la Empresa da lugar a la instalación de una nueva relación contractual entre el Estado y EDF: el Contrato de Programa de 1970, precedido de una carta de misión que legitima totalmente la estrategia de EDF, particularmente la comercial.

Los puntos claves de este Contrato son: definición efectiva de las responsabilidades, referencia de evolución de las tarifas, de las inversiones, compromiso de EDF para mejorar sus buenos resultados, y todo eso en una base plurianual, elemento esencial para una actividad tan capitalista y una constante de tiempo tan elevada.

A eso se añadía el contrato social, con el acuerdo

salarial de 1969, plurianual, y que tomaba en cuenta los buenos resultados propios de la empresa.

Los cambios de comportamiento necesitan muchos reajustes y tiempo, que se trate de los de las autoridades de tutela o de los de la empresa.

El choque petrolero de 1973 ocurrió cuando estaba implementándose el nuevo programa anunciado en 1969-1970.

Choques Petroleros y Pilotaje Central

El primer choque implicó una variación en la estrategia que se diseñaba (desarrollo nuclear y crecimiento competitivo) y al mismo tiempo una reapropiación de las palancas de mando por las autoridades centrales, con, una vez las grandes opciones definidas, preocupaciones sobre todo financieras.

Por esta razón, el intento de amplia descentralización dentro de EDF se pone en tela de juicio aunque la metodología de apoyo de esta descentralización siga progresando: valorización de los efectos externos (no calidad) y difusión de los valores a las unidades de distribución, para que determinen la rentabilidad de sus inversiones: mismos procedimientos en la producción con principios de valorización de los servicios brindados por los aprovechamientos hidráulicos.

Nuclear ¿Proyecto Único?

Unos diez años pasaron sin que se firmara un nuevo Contrato. Las opciones energéticas y el desarrollo de la energía nuclear se destacan por la constancia y el éxito técnico y económico del nuclear; el cambio comercial da resultados que van más allá de las esperanzas iniciales.

La estrategia de base implementada es un éxito, pero acompañado de múltiples insatisfacciones cuyo apogeo se sitúa en los años ochenta:



- Freno durable de la dinámica interna de la empresa que la conducía a una descentralización más amplia.
- Degradación continua y fuerte de la situación financiera de EDF, el Estado trasladando de cierta manera las dificultades del país al sector público: tarifas demasiado bajas, financiamiento con préstamos en moneda extranjera con tasas de intereses cada vez más elevadas, alta subida del dólar, baja del franco.
- Esfuerzos concentrados en el nuclear, en detrimento de otras necesidades, tales como la calidad de la electricidad y las inversiones en redes.
- Empobrecimiento del diálogo social.
- Degradación neta del clima de confianza entre la empresa y la administración.

Esta actitud de repliegue, que sea forzada o no, tiene múltiples caras y no prepara bien EDF a las adaptaciones y cambios venideros:

- El empobrecimiento del diálogo social con un consenso de apariencias, que se basa en el esquema anterior de fuerte crecimiento y de grandes programas de inversión.
- La gestión interna, tras las flexibilidades permitidas por el Contrato de 1970, se apoya en las asignaciones de medios sobre una base anual: tal gestión es poco motivante y poco responsabilizante para la empresa y sus empleados.

El Primer Contrato de Plan de 1984

Después de 1982, a la luz de las opciones energéticas, se añade un inicio de la inversión de las tendencias al nivel económico y financiero, lo que permite la firma del Contrato de Plan de 1984: adaptación de los programas de inversiones a las nuevas perspectivas de demanda y, por lo tanto, menos necesidades

financieras; terminación de los años muy deficitarios; mejoramiento del clima financiero; prioridad a las ideas de eficacia y productividad; buenos resultados del sistema nuclear; nueva movilización comercial para valorizar las capacidades disponibles, no sólo en Francia sino por la exportación de electricidad.

El nuevo contexto permitió a EDF volver al diálogo con las autoridades públicas para elaborar un nuevo Contrato de Plan. El contrato de 1984 es sobre todo un contrato de buenos resultados y gestión y reconoce la actividad comercial de EDF. Es muy marcado por las preocupaciones del momento y las perspectivas a corto y mediano plazo, lo que no permite a la empresa desarrollar una estrategia a largo plazo.

Ni la empresa, ni las autoridades públicas están listos, de momento, para firmar un contrato más ambicioso. Este contrato, a pesar de las prioridades de la época, tiene objetivos globales y evita un desvío hacia compromisos múltiples y detallados que negarían de hecho las responsabilidades de gestión de la empresa.

Los años del período contractual están marcados por un restablecimiento de la empresa más rápido que lo previsto, lo que le permite superar sus compromisos: productividad; exportaciones y ventas a los industriales; gestión financiera.

Vuelta Hacia una Ambición y una Estrategia

La empresa se dio cuenta rápidamente que, a pesar de la apertura europea, se encuentra en un momento clave de su existencia, donde pueden influir:

- las condiciones de aparición de nuevos medios de producción de electricidad;
- su legitimidad acerca de los clientes, a través de un desfase entre sus expectativas o sus exigencias y la calidad de los productos y de los servicios que ofrece;

- la motivación de su personal y la renovación de un consenso social, hasta entonces basada en los buenos resultados técnicos para responder al fuerte crecimiento de la demanda;
- su desarrollo y su readaptación, a través de sus buenos resultados comerciales tanto en los mercados franceses como europeos;
- su capacidad por su elección de organización y funcionamiento, en administrar de manera eficaz un sistema cuya complejidad va creciendo.

Por la tanto, es a partir de estas perspectivas claves que la empresa determina su estrategia, los planes de acción y los objetivos:

- fortalecimiento de la competitividad, por una descentralización creciente acompañada de un diálogo que va desde la discusión de los medios hasta los compromisos y el control sobre los buenos resultados, por una mejor adaptación frente a los acontecimientos;
- crecimiento sensible de la calidad de los productos y servicios;
- extensión de los enfoques comerciales, por el desarrollo de la asociación con los industriales y de nuevos sectores de valorización de las competencias;
- internacionalización, con énfasis hacia Europa, que es a la vez un mercado para la electricidad francesa y un lugar de asociaciones para preparar las futuras técnicas;
- nuevo diálogo social, por una apertura en cada nivel, y preparación en las responsabilidades dadas por la autonomía y para cumplir con los objetivos.

Lo que se designa como plan estratégico es a la vez un producto y una gestión. El producto es la afirmación de esta estrategia, la manera con la

que se conducirá el desarrollo de los métodos y de los resultados.

La gestión es una preparación colectiva, que muestra las opciones y por lo tanto los arbitrajes, asegurando la coherencia de los planes de acción, dándoles por la implicación de las Direcciones un valor de compromiso.

PLAN ESTRATEGICO Y CONTRATO DE PLAN, HACIA UNA NUEVA ARTICULACION REGULACION INTERNA/REGULACION EXTERNA

¿Puede ser compatible la afirmación directa de una estrategia por la empresa con el modelo de control por la esfera pública?

El plan estratégico permite explicitar y definir los objetivos y proyectos de la empresa, tratar las eventuales interrogaciones o divergencias con bastante adelanto, dentro de la empresa y con sus diferentes socios y en particular a través del Consejo de Administración.

Este plan tiene más fuerza puesto que, por su elaboración, ha permitido explorar estrategias conjuntas y reunir los protagonistas de la empresa en un proyecto.

El Contrato de Plan tiene que ser un balizaje de trayectoria, tiene que dar a la empresa los márgenes de maniobra y la autonomía necesaria para desarrollar la estrategia.

El Contrato de Plan de 1989:

- toma en cuenta una aproximación global y plurianual de los buenos resultados, lo que ya se encontraba en los contratos de 1970 y 1984;
- afirma la necesidad de autonomía de la empresa, reafirma cierta visión de las relaciones Estado-Empresa, como lo hacía el contrato de 1970;



- elimina ciertas barreras en la ejecución de la estrategia, abriendo el juego de la diversificación y definiendo sus reglas, desarrollando la aproximación plurianual de las inversiones, guardando el principio de una contractualización reforzada de las relaciones sociales;
- responsabiliza totalmente la empresa, pidiéndole compromisos firmes que no o poco dependen de la situación económica.

EL ÚLTIMO CONTRATO DE PLAN ENTRE EL ESTADO Y ELECTRICITÉ DE FRANCE 1989-1992

Por este Contrato entre el Estado y Electricité de France, el gobierno francés subraya su voluntad de aumentar la contribución de EDF en el desarrollo económico y social del país, pidiéndole una plena valorización de sus ventajas y competencias e identificando el espacio de autonomía sobre el cual ejercerá totalmente sus responsabilidades de empresa.

Se trata para EDF, empresa nacional, de hacer aprovechar la colectividad y cada uno de sus miembros de los buenos resultados, baja de los precios de la electricidad, nuevas aplicaciones con resultados positivos, mejor producto y mejor servicio más cerca de cada uno.

En un clima de competencia internacional que se intensificaba cada día, EDF tiene que contribuir con el fortalecimiento de las relaciones entre los industriales y profesionales del país: por la baja de sus precios pero también por la difusión de sus conocimientos y de sus resultados adquiridos por la investigación y el desarrollo, por el apoyo en la comercialización en el extranjero, por la oferta de soluciones y prestaciones diversificadas y apoyándose en la innovación y la asociación.

Por otra parte el desarrollo del consumo se hace más que nunca en los mercados competentes:

EDF tiene que asegurar su propia competitividad, frente a otras energías en Francia, pero también en el mercado europeo de la energía y electricidad que va a abrirse y encontrar una competencia creciente. La empresa buscará su plena eficacia y la total valorización de cada uno de sus sectores, en el marco de una autonomía claramente identificada.

EDF tiene ahora una de las más eficaces herramientas de producción del mundo. Es necesario que lleve la calidad de servicio que asegura a su clientela a un nivel más en relación con los standards internacionales; este Contrato de Plan le proporciona los medios para hacerlo.

La empresa tiene que mostrar su eficacia a su clientela con la baja de las tarifas y la disminución de su deuda, prueba de una competitividad durable para el consumidor. Tal es el sentido de los dos grandes objetivos sobre los cuales se fundamenta la economía de este Contrato: una desdeuda de 20 mil millones de francos durante el período del Contrato y una baja tarifaria anual en términos reales de un 1,5%.

En fin, el éxito económico no será durable sin el éxito social; EDF, en este campo también encuentra nuevos desafíos puesto que ganancias de productividad y menor crecimiento de sus ventas se repercutan en el volumen y la repartición de sus empleos. Las reconversiones tienen que ser preparadas en total asociación con los socios sociales. Más generalmente, el personal tiene que ser asociado a los buenos resultados de la empresa, directamente con fórmulas de participación en los beneficios, pero también con las perspectivas motivantes del desarrollo que abren estos buenos resultados.

En anexo se encuentra una traducción en español del Contrato de Plan 1989-1992 firmado entre EDF y el Estado.

III. LA DIRECCION DE EDF HOY Y SUS OBJETIVOS

Gracias al Contrato de Plan, EDF, empresa pública, tiene el marco institucional que le permite administrarse de manera autónoma, con objetivos precisos. Las autoridades públicas toman el papel de accionistas de una empresa privada, controlando que la empresa obtenga los resultados previstos, sin intervenir en la gestión y los medios para obtener estos resultados.

Estrategia de la Empresa

Las grandes líneas de la estrategia de EDF son las siguientes:

- Mejorar la calidad del servicio dado a los clientes y aumentar la productividad de la empresa para reducir los precios de venta, conforme a los objetivos del Contrato de Plan (reducir cada año en un 1,5% el precio del kWh).
- Aumentar la penetración de la electricidad en Francia en los sectores industrial, terciario y doméstico en competencia con las otras fuentes energéticas (gas, fuel, carbón). Se trata de promover la competitividad de la electricidad con las otras energías, racionalizando la utilización de la electricidad en una política de economía de energía y de protección del medio ambiente. El aumento enfrentado en Francia es de un 2% a un 3% por año. Se puede resumir esta política comercial citando la frase de un electricista alemán: "más aplicaciones consumen menos electricidad".
- Promover las ventas de electricidad en los países vecinos de Francia gracias a la interconexión de las redes. El objetivo es alcanzar, dentro de algunos años, la cifra de un 15% de la producción francesa.

Esta estrategia comercial de desarrollo de las ventas es posible gracias a los precios de producción de la electricidad obtenidos en Francia

con la energía nuclear (85% de la energía producida por EDF) que permite garantizar a largo plazo precios fijos, independientes de la coyuntura energética mundial y los precios del petróleo, gas y carbón.

Estos objetivos comerciales a mediano y largo plazo claramente definidos van a servir de base al "management" de la empresa. El "management" de EDF se basa en la descentralización de las responsabilidades, creando unidades de 500 a 1000 personas responsables de sus resultados (centros de resultados), suprimiendo la cascada de escalones jerárquicos entre la Dirección y las unidades. Paralelamente a esta descentralización, la Dirección de la empresa instala un control de gestión eficaz para evaluar los resultados de cada unidad. Por ejemplo, el sector de Distribución de EDF (27 millones de clientes) se organiza en cien Centros de Distribución que pueden considerarse como cien empresas responsables de sus resultados. Igualmente, la Producción y la Transmisión se dividen en 11 unidades, cada una responsable de la producción y de la transmisión en una zona geográfica, con todos los medios de producción térmico, hidráulico y de la red de transmisión correspondiente.

La Dirección de EDF edifica un plan estratégico que fija concretamente los objetivos a corto y mediano plazo. A partir de este plan estratégico general, cada unidad establece su propio plan estratégico para los tres años venideros. Este tiene que ser coherente con el conjunto y tiene que ser aprobado por la Dirección. A partir de este plan estratégico, la unidad es responsable de sus resultados y la Dirección asegura un control periódico de los resultados.

Para que el sistema sea eficaz, es importante que el personal adhiera a los proyectos de la empresa para asegurarle éxito y que esté interesado en el logro de los resultados. Es la meta del sobresueldo de productividad anual dado a cada agente de EDF. La mitad del monto de este sobresueldo está basada en los resultados globales de la empresa y la otra mitad en los resultados de la unidad a la cual pertenece.



Financiamiento de la Empresa

Cualquier empresa eléctrica tiene necesidades importantes de financiamiento para asegurar su desarrollo (producción, red de transmisión y distribución). Necesita financiamientos exteriores puesto que las posibilidades de autofinanciamiento no son suficientes en general sobre todo durante las fases de crecimiento importante. Las empresas eléctricas, que sean públicas o privadas, tienen que hacer préstamos en el mercado financiero privado. Es el caso de EDF que hace préstamos en el mercado financiero francés e internacional. Para obtener financiamientos y para convencer los bancos de prestarles dinero, tienen que tener una gestión sana.

El ejemplo de EDF muestra que la finalidad de una empresa pública no es sólo administrar los mejores medios técnicos para asegurar un servicio público sino tener el desempeño y la eficacia de una empresa. Si el Estado se comporta como un accionista privado, atento a la rentabilidad de las empresas que controla, sin intervenir el mismo en la gestión, una empresa pública puede obtener también en este contexto resultados tan buenos como cualquier otra empresa. Es el caso en Europa donde en varios países (España, Alemania, Bélgica) el sector eléctrico comprende a la vez empresas públicas y privadas.

Conclusión

El sector eléctrico siempre quedará, por la naturaleza de las redes eléctricas en corriente alternativa, un sector comercial muy particular con un monopolio de la transmisión y de la distribución. El Estado siempre tendrá que tomar un papel de regulador para definir las tarifas y fijar las reglas que seguir para permitir las inversiones a largo plazo cuando hay varias empresas de producción, transmisión y de distribución para garantizar el interés de los clientes, a corto y largo plazo.

Pero los buenos resultados del sistema eléctrico quedarán relacionados con los buenos resultados

de las empresas mismas. Estas tendrán que tener su autonomía de gestión. Cuando el Estado es propietario de estas empresas, sólo tendrá que intervenir como accionista y no como administrador; su papel en este caso tendrá que ser totalmente independiente de su papel de regulador del sistema eléctrico.

Recientemente Gran Bretaña ha ido mucho más lejos introduciendo la competencia entre empresas a pesar del monopolio de la distribución. Esta experiencia está seguida con interés por los demás electricistas europeos pero todavía tiene que dar la prueba de que, con esta nueva regla del juego, el cliente encuentra un mejoramiento (mejor calidad y mejor precio del kWh). Será necesario esperar varios años para que esta prueba esté dada.

IV. EL SECTOR ELECTRICICO EN EUROPA: LA APERTURA DE LOS MERCADOS DE 1993

La creación de un mercado único en Europa a partir de 1993 tendrá repercusiones en el sector eléctrico. El mercado de la electricidad, hasta ahora considerado como un monopolio regional o nacional, va a tener que abrirse a la competencia. Esto se facilitará gracias a la gran interconexión de las redes eléctricas de los países de Europa.

Interconexión de las Redes en Europa

La geografía de Europa occidental (distancias bastante cortas y fuerte intensidad de población) favoreció la interconexión entre las diferentes redes. Esta interconexión se ha fortalecido mucho durante los últimos 20 años, para mejorar la seguridad de funcionamiento de las redes y optimizar la producción en los diferentes países. Permitió también a las empresas eléctricas firmar contratos de compra o de venta de electricidad a medio y largo plazo con transferencias entre las zonas excedentes de Europa (Francia, Suiza) y las zonas deficitarias (Italia).

Las Futuras Perspectivas

El sector eléctrico europeo va a transformarse de manera importante en los próximos 10 años para adaptarse a tres perspectivas importantes:

- La conexión a mediano plazo de los países de Europa Central y Oriental (Polonia, Checoslovaquia, Hungría, Bulgaria, Rumania) en el sistema interconectado de Europa Occidental.
- El déficit creciente de producción de ciertos países de Europa.
- La apertura de las redes eléctricas a un libre acceso (TPA: Third Party Access) abogado por la Comunidad Europea.

La Conexión de los Países del Este en el Sistema Interconectado Europeo

Los países del este de Europa tienen la intención de rehabilitar rápidamente su sector eléctrico:

- crear empresas de tipo comercial;
- rehabilitar su parque de producción reduciendo los problemas de contaminación y construyendo nuevas centrales para volverse menos dependientes de las importaciones actuales de Unión Soviética;
- mejorar el funcionamiento de sus sistemas eléctricos para conectarse dentro de algunos años a la red interconectada de los países del oeste.

Estas rehabilitaciones van a necesitar medios financieros y técnicos importantes y un cambio de cultura para introducir la noción de empresa comercial. Las empresas eléctricas de los países del oeste tendrán que participar en estas operaciones de privatización. EDF está dispuesta a participar en ello en asociación con las otras empresas eléctricas de Europa que lo desean.

El Déficit de Producción de Electricidad en Europa

Ciertos países de Europa tienen cada día más dificultades, habida cuenta de los problemas relacionados con el medio ambiente, para construir nuevos medios de producción de electricidad (Italia, Suiza, Austria) y está previsto un déficit de producción creciente. Tendrá que ser compensado por los países que pueden aumentar sus medios de producción (Francia, países del este de Europa) y es la red interconectada que permitirá estas transferencias.

Europa tiene también elecciones muy importantes que hacer en lo que se refiere a las fuentes primarias de energía para producir su electricidad: carbón, gas, nuclear.

La Apertura de las Redes Eléctricas a la Libre Circulación

En la perspectiva del mercado único europeo de la energía, la Comisión de las Comunidades Europeas desea instaurar nuevas formas de competencia entre los protagonistas del sector eléctrico y propone la apertura de las redes eléctricas al libre acceso, para permitir contactos entre cualquier suministrador y cualquier comprador en Europa.

La apertura de las redes daría también la posibilidad a los distribuidores y a los grandes consumidores industriales transmitir su suministro de electricidad, por las redes de las empresas eléctricas, permitiéndoles así comprar directamente la electricidad a los productores de su elección. El régimen de transmisión para cuenta de terceros (TPA) acabaría con la integración tradicional de las funciones comerciales y de transmisión de las redes de transmisión y distribución de electricidad. Crearía dos mercados: un mercado para los clientes cautivos y un mercado de la electricidad al por mayor, mercado competitivo de ventas directas a los clientes titulares del derecho de acceso a la red. Este sistema necesitaría el desarrollo de una



regulación muy compleja, en particular para proteger a los consumidores cautivos y regular las redes de transmisión y de distribución que quedarían monopolios.

Las empresas eléctricas de Europa no piensan que un sistema de competencia tan abierto favorecería al fin y al cabo a los clientes, a parte de algunos grandes clientes que podrían negociar tarifas preferenciales. Los resultados de tal sistema no tendrían ninguna relación con la pérdida de las ventajas que resultan de una planificación y explotación integrada. Tal sistema favorecería las inversiones privadas a corto plazo pero el sector eléctrico necesita inversiones a largo plazo que sólo un sistema planificado permite. Sin embargo, los electricistas europeos están abiertos a la introducción de una competencia entre empresas eléctricas, que hace intervenir un derecho de tránsito por el intermedio de empresas que administran la red.

El debate está abierto entre las empresas eléctricas de Europa que han creado una organización común EURELECTRIC para dialogar con la Comisión de las Comunidades Europeas.

CONCLUSION

El desarrollo económico de un país está muy relacionado con la eficacia de su sector eléctrico. El caso de EDF que está presentado en este documento sólo es un ejemplo entre tantos. Puede servir de modelo a los países que quieren separar el papel del Estado del de las empresas encargadas del sector eléctrico, conservando el control del capital por el Estado para orientar las elecciones industriales y las inversiones a largo plazo. El Estado puede también en este esquema ceder a inversionistas privados una parte del capital de la empresa. En otros casos, el Estado desea apartarse completamente de los problemas de financiamiento de las empresas públicas y confiar a entidades privadas esta responsabilidad: esto es la privatización de la que se habla mucho en todas partes del mundo.

En todos estos esquemas lo importante es tener una separación clara entre el papel del regulador (Estado) que sigue necesario en el caso del sector eléctrico y el papel de las empresas eléctricas que tienen que ser administradas como empresas normales. El Contrato de Plan entre EDF y las autoridades públicas es una solución que ya ha confirmado su eficacia con, como resultado, un nivel de calidad de suministro equivalente a el de los demás países de Europa y tarifas entre las más bajas, sin que las autoridades públicas subvencionen la empresa.

Nuevos esquemas que tienden a introducir la competencia en el sector eléctrico aparecen en Europa pero hay que considerarlos con prudencia hasta que hayan comprobado su eficacia a largo plazo. Hay que considerarlos como la última evolución de sistemas que ya dan buenos resultados. Antes de adoptar tales esquemas, los países, que quieren hacer progresar sus empresas públicas (como algunos en América Latina), tienen que resolver previamente los problemas fundamentales tales como:

- Establecer tarifas de venta de la electricidad que permitan tomar en cuenta los precios reales de costo permitiendo a las empresas eléctricas financiar sus inversiones.
- Fijar a las empresas eléctricas criterios de calidad del servicio y de rentabilidad dándoles la autonomía de gestión para que estén administradas como empresas normales, que su capital sea público o privado.

Se habla mucho de privatización para caracterizar esta evolución. Preferimos utilizar el término de "empresarización" puesto que una empresa puede ser administrada de manera comercial aunque su accionista principal siga siendo el Estado.

- Dejar al Estado el papel regulador del sistema, que haya una o varias empresas.

ANEXO

EL CONTRATO DE PLAN

El presente contrato tiene una validez de cuatro años, que va desde el 1ro de enero de 1989 hasta el 31 de diciembre de 1992. Los compromisos se toman aquí bajo hipótesis de referencias amplias. Sólo un entorno económico particularmente favorable o desfavorable podría conducir a una revisión de los compromisos, según los procedimientos definidos en el artículo 10.

Artículo 1: Objetivos financieros

La deuda de la empresa a fines de 1992 será inferior a 20 mil millones de francos de 1988. Esta deuda se estima:

- después de operaciones de intercambios de deudas (swaps);
- habida cuenta de las aportaciones eventuales de los socios extranjeros, de los productos de cesión excepcionales de activos y fuera de gastos relacionados con los nuevos compromisos nucleares;
- para una trayectoria tarifaria conforme a la referencia, citada en el Artículo 2;
- tras corrección de los efectos de variación de los cursos de las divisas.

Para la cuenta de resultados, el objetivo es que esté equilibrado año tras año durante el período del contrato.

Artículo 2: Tarifas

La Empresa y el Estado tienen como objetivo una disminución media de las tarifas en un 1,5% por año en términos reales (con referencia a una base de inicios de 1989 correctamente definida). Esta disminución es coherente con el objetivo de desdeuda contenido en el Artículo 1.

Las decisiones tarifarias serán mantenidas después de concertación entre las autoridades públicas y EDF, habida cuenta de la evolución del contexto económico general, de la situación propia de la empresa y sobre todo del crecimiento efectivo del volumen del consumo de electricidad.

Un esfuerzo particular de disminución de las tarifas aplicadas a los usuarios profesional e industrial será buscado, en el marco de la evolución media mencionada en el primer párrafo, bajo forma de una disminución adicional de un 0,2% por año.

Artículo 3: Remuneración del Capital

La tasa de interés sobre las dotaciones en capital será de un 5%. La remuneración del Estado será completada por un dividendo determinado en función de los resultados de la Empresa.

El pago de esta remuneración se hará en dos etapas: anticipo, en tiempo habitual, correspondiente a una remuneración de un 5% y el complemento eventual al 1ro de mayo del año siguiente, una vez conocido el resultado definido de la Empresa.

Artículo 4: Calidad de Servicio

En lo que se refiere a la calidad del producto, Electricité de France se acercará al standard europeo, con un objetivo a fines de 1992, que es reducir a la mitad, en comparación con 1988, el número de los clientes alimentados de manera poco satisfactoria.

Por otra parte, Electricité de France, apoyándose en el seguimiento directo de la calidad comprobada en 1988 mediante encuesta dirigida a los usuarios, presentará una evaluación global de sus usuarios sobre la calidad del producto y prestaciones de servicio.

El esfuerzo en favor de la calidad de servicio será ampliado durante el período 1989-1992; un



esfuerzo creciente de inversión se realizará en particular para las redes de alimentación de los usuarios.

El volumen de las inversiones en las redes de repartición y las subestaciones fuentes será de 21,5 mil millones de francos de 1989 durante la validez del contrato. Por otra parte, con respecto a la confiabilidad del servicio, un programa plurianual basado en las inversiones de renovación de las redes de media y baja tensiones será establecido en concertación con la Empresa y el Estado en los mejores plazos.

El programa así definido completará el presente contrato con objetivos. Su ejecución será examinada anualmente en el marco de los procedimientos habituales con respecto a las inversiones.

Para que la gestión sea más flexible, las acometidas de la clientela ya no se marcarán en un presupuesto tope, pero serán evaluadas automáticamente según participaciones suplementarias de los clientes domésticos o industriales.

Artículo 5: Política Industrial

La Empresa prestará su concurso en la ejecución del Mercado Interior de la Energía en 1993. Desarrollará sus ventas en el extranjero valorizando sus ventajas y optimizando sus márgenes.

La Empresa seguirá sus acciones de investigación y desarrollo en favor de los buenos usos de la electricidad, contribuirá en la industrialización de las técnicas así desarrolladas, en cooperación con las empresas del sector, participará en la promoción en el extranjero de equipos y técnicas de la industria francesa y podrá aportar su contribución en las acciones en favor de los países menos favorecidos.

La vocación primera y esencial de la Empresa es asegurar el suministro de una electricidad

competitiva y de calidad. Esta prioridad no excluye que EDF se interese en nuevos sectores de actividad para valorizar sus competencias específicas bajo reserva de su entorno industrial. Estas nuevas actividades serán administradas de manera transparente, sin subvención que proviene de la actividad principal, en concertación con las autoridades públicas.

Artículo 6: Política Comercial

En la conducción de su política comercial que tiende a una mejor valorización de su parque de producción, la Empresa sostendrá el desarrollo de buenos e innovadores usos de la electricidad y vigilará una gestión rigurosa de las ayudas comerciales.

La política comercial de EDF se apoyará sobre todo en el desarrollo de las relaciones de asociación con las empresas y los grupos de usuarios industriales.

Un balance de los resultados obtenidos y de los medios aplicados será presentado anualmente.

Artículo 7: Política Social

Con respecto al aspecto social, la Empresa mejorará sus métodos de gestión previsional, destacará los ejes de una política y fijará las prioridades a mediano plazo que se tomarán en todos los niveles de gestión y negociaciones de la Empresa.

La política de remuneración, con sus dos componentes salarios y participación en los beneficios, se fundamentará en el buen desempeño económico del país y en los buenos resultados propios de EDF; constituirá un elemento de base de esta relación contractual.

La Empresa aportará una participación aumentada en el esfuerzo nacional en favor de la formación y capacitación profesional de los jóvenes.

Artículo 8: Obligaciones No Previstas

EDF no tiene que tomar a su cargo, o a cargo de sus clientes, responsabilidades que no son directamente relacionadas con su actividad. Pero es evidente que el interés, que todos entienden, puede justificar acciones de apoyo y de reconversión, benéficas en el futuro; en tal caso, son los socios implicados los que tienen que encargarse de ello por la negociación. Sino, cualquier sobrecosto relacionado con una nueva obligación será el objeto de una compensación cuyas formas y modalidades se determinarán caso por caso.

Artículo 9: Informe de Ejecución del Contrato

Con respecto a la ejecución del presente contrato, los dirigentes de Electricité de France presentarán a las autoridades públicas los resultados del año terminado en la base de indicadores de seguimiento detallados en el anexo y las perspectivas actualizadas para los cuatro años siguientes en una reunión a fines del primer semestre de cada año.

Artículo 10: Procedimiento de Revisión

Los compromisos cifrados tomados en el presente contrato son válidos dentro de amplios escenarios económicos.

Sin embargo, si en un momento del período contractual, el promedio de la tasa de crecimiento del producto interno bruto superara un 3,5% por año o fuera inferior a un 1,5% por año, una u otra de las partes podría solicitar la negociación de un addendum. Este promedio se calcula a base del desempeño del período ya conocido y de las proyecciones en el período hasta el final del contrato.

Anexo Artículo 9: Indicadores de Seguimiento

1. Indicadores de los costos de productividad

- costo medio de kWh vendido, ponderado, en francos constantes;
- costo de producción-transmisión por kWh, en francos constantes;
- costo de distribución por kWh, en francos constantes;
- número de agentes por clientes en distribución;
- número de agentes por MW instalado en producción.

2. Indicadores comerciales

- consumos nuevos (TWh), en cada uno de los tres grandes sectores: industrial, terciario, residencial.

3. Indicadores de calidad

a. Calidad de los productos

- Número y tasas de reducción de 1988 del número de clientes que sufren:
 - más de un 11% de caída de tensión;
 - más de 6 cortes de larga duración (por deficiencia MT);
 - más de 3 horas de cortes (por deficiencias MT);
 - más de 70 micro cortes (por deficiencias MT);
 - más de 30 cortes breves (por deficiencias MT).
- Tasas de satisfacción de los clientes con respecto a la calidad de los productos, para cada grande categoría de clientes (encuesta nacional anual):



- grandes empresas (usuarios, Dirección de la Producción y Transmisión);
 - empresas (clientes tarifas verdes y amarillas, Dirección de la Distribución);
 - profesionales;
 - domésticos.
- Indicadores complementarios
- tiempo anual de corte y número medio de cortes largos por cliente en la red de media tensión (criterio M);
 - tiempo anual de corte por cliente en la red de baja tensión (criterio B);
 - largo medio de las salidas media tensión.
- b. Calidad de servicios
- tasa de satisfacción de clientes con respecto a la calidad de servicios, para cada categoría grande de usuarios (encuesta nacional anual);
 - indicadores complementarios;
 - tasas de citas fijadas con una precisión del cuarto del día;
 - horas de apertura de los servicios al público (relacionadas con las horas de trabajo: 38 horas diarias);
 - tasas de realización de las acometidas en menos de 15 días.

El Mejoramiento de la Eficiencia a través de la Modernización

Rodolfo R. D'Amado

Ex Presidente de UTE, Uruguay
Asesor, Jefe de Unidad Técnica de
CIER



El Mejoramiento de la Eficiencia a través de la Modernización

RESUMEN EJECUTIVO

Es imprescindible que las empresas eléctricas presten preferente atención a sus procesos de *modernización interna* a efectos que, incrementando su *eficacia y eficiencia*, puedan aumentar sus márgenes de *autofinanciamiento*, por vías tanto *activas* como *pasivas*, entre las cuales la disminución de gastos operativos, la adecuación tarifaria, la racionalización de consumos, la disminución de pérdidas, etc.

Pero la modernización deberá tener base en un franco análisis introspectivo de los organismos y su entorno que, antes de dar las respuestas del *cómo modernizar*, nos permita tener bien claro el *cuándo, el dónde, el para quién y el con quién modernizar*. Y en esto debe reconocerse que, si bien la *total privatización de las empresas de propiedad fiscal* es un camino posible, no será viable, por diversas causas, en todos los casos, incluso por el eventual escaso interés de los capitales de riesgo en una industria fuertemente regulada y con grandes necesidades de inversión, en condiciones de mercado deficiente.

En una primera gran aproximación, el análisis del contexto debe llevar a la conclusión que, en general, la *función social de las empresas eléctricas latinoamericanas no está aún totalmente cumplida* y que, en estas condiciones, no deberían esperarse, por ahora, *altos niveles de desregulación*. Razón por la cual se entiende que no puede postergarse ya más el esfuerzo *modernizador* en el propio ámbito de las *actuales empresas fiscales* a efectos que, tornándolas *eficaces y eficientes*, las hagamos también *sólidas y rentables* para lograr, como en el pasado, la colaboración de los capitales privados, en sus múltiples formas posibles.

Se analizan las condicionantes que el entorno impone en el proceso modernizador:

- **Ambitos nacionales** inmersos en una nueva concepción económica del mundo, con tendencia a la *regionalización en grandes mercados altamente competitivos*, en los cuales las empresas eléctricas deberán insertarse, no tan sólo con *precios rentables* sino con *precios justos* a niveles de competencia.
- **Medios sociales** con *democracias solidarias y participativas* para mejor *defensa del consumidor*, en los cuales afloran tendencias antagónicas, muy peligrosas para las empresas, por cuanto el público exige, al mismo tiempo, servicios *de alta calidad y bajo costo*.



- **Niveles políticos y de Gobierno** que, por cuanto consideran que la función social de las empresas eléctricas no ha terminado, están dispuestos no sólo a mantener el *carácter fiscal* de las empresas sino la *injerencia del poder político en ellas*, otorgándoles escasas autonomías y confundiendo los roles *empresario y regulador* de los Estados.
 - **Cúpulas de dirección** en consecuencia integradas por personalidades políticas que, sin tener experiencia ejecutiva en organizaciones, están dotadas de tales atribuciones en la empresa, entrecruzándose con las jerarquías gerenciales.
 - **Niveles gerenciales** entonces lógicamente *mediatizados y postergados*, que *burocratizan* toda la organización, sin *compromiso con la productividad o con la gente*, y renuentes a tomar decisiones, traspasándolas hacia arriba.
 - **Organizaciones** donde todos los rasgos típicos de la burocratización están presentes.
 - **Personal** que, en respuesta a organizaciones *que se pretenden autoritarias*, se ha agrupado en *sindicatos ideológicos*, transformando a sus relaciones con la dirección y los cuadros en un campo fértil para la "lucha de clases".
- competencias *estratégicas y ejecutivas* convenientemente delimitadas;
 - de los **cuadros gerenciales** integrados, no por tecnócratas, sino por *líderes* aptos para conducir a la empresa, con la ayuda del *desarrollo organizacional*, hacia nuevas culturas "de excelencia";
 - de la **organización en su conjunto** que, en sus nuevas formas, deberá ser proclive a la aplicación de las "cadenas de Deming" y el enfoque de "*calidad total*" que de ellas se deriva, para lo cual, dentro de un comportamiento organizacional que *dignifique y motive al hombre*, tendrá que *descentralizar*, crear *unidades de proceso y de cuenta* con suficientes autonomías, *otorgar incentivos* basados en resultados, *autoevaluarse* adecuadamente, etc.;
 - de las **relaciones laborales**, las que tendrán que ser concebidas a nuevo sobre bases *participativas y motivadoras*. Que otorguen un rol activo al trabajador, potencien su iniciativa y la autoregulación requerida por un enfoque "cero errores", de tal modo que, haciendo las cosas *con la gente y no a pesar de la gente*, sean los hombres quienes defienden a la empresa.

En su tercer capítulo, el documento esboza algunas ideas relativas al *cómo modernizar* las empresas, *tarea de todos*:

- de la **sociedad** en su conjunto, asumiendo el *protagonismo del cambio* a través de la defensa de su *derecho a ser bien servida*, pero sin injustificadas oposiciones a *tarifas justas y procesos de privatización convenientes*;
- de los **niveles políticos de decisión**, para dotar a las empresas de los *marcos jurídicos e institucionales* más adecuados para reafirmar su *eficacia y eficiencia*;
- de las **cúpulas de dirección**, preferentemente trabajando a dos niveles, *político y técnico*, con

El cuarto capítulo encara *algunas sugerencias concretas en favor de la eficiencia*, tanto en lo que refiere a *descentralizaciones operativas* como a *eventuales procesos de privatización*. Las gerencias abarcan las áreas funcionales típicas de las empresas: *generación, transmisión, distribución, proyectos y obras, comercialización y servicios administrativos de apoyo*.

En el quinto capítulo, se analizan sucintamente algunos sistemas típicos de control de gestión, tales como los *indicadores de desempeño*, los *cuadros de mando*, los *tableros de control*, los *análisis de desviaciones* y las "*pesquisas gerenciales*".

Finalmente, el documento se cierra, como conclusión, con algunas consideraciones sobre la

importancia de una buena conducción de las *relaciones públicas* de las empresas, en su carácter de eventuales *facilitadoras y promotoras* del *cambio* ante los ojos de la opinión.

1. CONSIDERACIONES PREVIAS

Afirmar, justamente en esta reunión, la imperiosa necesidad de reimpulsar un vigoroso desarrollo del sector eléctrico latinoamericano podría resultar, a esta altura, un innecesario lugar común.

El problema radica en cómo obtener, en la presente coyuntura, los cuantiosos recursos requeridos

Vistos los inconvenientes que se oponen a las tradicionales formas de inversión a través de préstamos y las dificultades que, en algunos casos, presenta la incorporación de capitales privados de riesgo, se entiende imprescindible que las empresas eléctricas vuelquen su preferente atención a los procesos de modernización interna que, incrementando su eficacia y eficiencia, sean capaces de aumentar sus márgenes de autofinanciamiento por vías tanto:

activas, por ejemplo, la disminución de gastos operativos, la adecuación y racionalización tarifarias y la promoción de ventas (en determinadas circunstancias), como modos prácticos de autogenerar recursos transferibles a la inversión, o

pasivas, por ejemplo, la racionalización de consumos y la reducción de pérdidas, como alternativas de optimización que permitan reducir montos de inversiones.

Resulta casi evidente, sin embargo, que estas soluciones serán difícilmente viables sin profundos procesos de cambio modernizadores de las empresas que, para ser sólidas y firmes, tendrán que tener base en un franco análisis introspectivo de las presentes realidades de los organismos y de su entorno.

Pues no sólo importa el:

como modernizar

sino también tener bien claro el:

cuándo, el dónde, el para quién y el con quién modernizar

Si, con la Academia de la lengua, convenimos en que:

eficacia es la virtud, actividad, fuerza y poder para obrar, y

eficiencia es la virtud y facultad para lograr un efecto determinado

queda clara la íntima relación entre la modernización de las empresas y

a eficacia de su conducción, en tanto que fuerza y poder orientados a la acción, y la eficiencia de su organización, en tanto que virtud y facultad para hacer bien.

Es frecuente que, vistos los grandes problemas (tanto propios como del contexto externo) que hoy deben enfrentar las empresas eléctricas de propiedad fiscal, se concluya en que su modernización sólo es posible a través de:

La privatización, entendiéndose como tal a sus formas más completas, con transferencia, mayoritaria o total, de la propiedad

Sin embargo, un enfoque realista debe reconocer que esta solución, si bien posible y ya exitosa en algunos países, no será factible en otros, por lo menos en el corto a mediano plazos. Y esto por los costos implícitos en la correspondiente decisión política, debidos a que, muy probablemente:

- no habrá supresión de monopolios al nivel de redes,



- habrá extranjerización del capital, y
- habrá aumentos tarifarios o, por lo menos, restricción de "tarifas sociales".

Por otra parte, cabe preguntarse si tendrá el capital de riesgo privado realmente interés en asumir la responsabilidad de una actividad:

- fuertemente regulada por la autoridad concedente,
- con grandes necesidades de inversión, por ejemplo, en renovación y extensión de redes,
- con un mercado deficiente que, al nivel de los consumidores medios y modestos, pretende una calidad de servicios que le resulta difícil pagar.

Si, tomando en consideración los aspectos que se vienen de mencionar, se concluye en que, por lo menos en varios países:

la función social de las empresas eléctricas no está aún totalmente cumplida,

y que por lo tanto,

no debería esperarse, por ahora, una alta desregulación,

tenemos claras las razones por las cuales se entiende imprescindible, en estos casos que el esfuerzo modernizador comience, sin demoras, a ser encarado en el propio ámbito de las actuales empresas fiscales, buscando los caminos para que, volviéndolas más eficaces y eficientes, las tornemos también satisfactorias para el público, sólidas y rentables, y de allí atractivas, como en el pasado, para lograr la colaboración, en sus múltiples formas, de los capitales privados.

A estas posibilidades apelando a nuestra propia experiencia, nos referiremos a continuación, comenzando por un análisis de la realidad del contexto externo a la empresa.

2. LAS CONDICIONANTES DEL ENTORNO

2.1 Los Ambitos Nacionales

Inmersos, como estamos, en una excepcional coyuntura mundial pautaada por:

- el ocaso de las ideologías dogmáticas, y
- el tiempo del realismo económico,

los países latinoamericanos se vienen demostrando muy conscientes que, más allá de retóricas, no pueden ser ajenos a:

una nueva concepción económica del mundo, con tendencia a la regionalización en grandes mercados altamente competitivos.

Obviamente, las empresas eléctricas no podrán permanecer al margen de estos procesos de cambio, sino que, a su nivel deberán protagonizarlos, pues:

el desarrollo requiere energía, pero no energía a cualquier precio

Superando el concepto de la "rentabilidad tarifaria", sólo a través de su mejor eficiencia podrán las empresas acceder a los "precios justos" que, además de adecuados al medio receptor, sean los que permitan la competitividad de los países en los grandes mercados integrados. Serán entonces los imperativos de dichos mercados los que, en el futuro próximo, revitalicen los conceptos de productividad y competencia a los que, con la lógica propia de ámbitos naturalmente monopolísticos, no se les ha venido confiriendo una debida atención hasta el presente.

2.2 El Medio Social

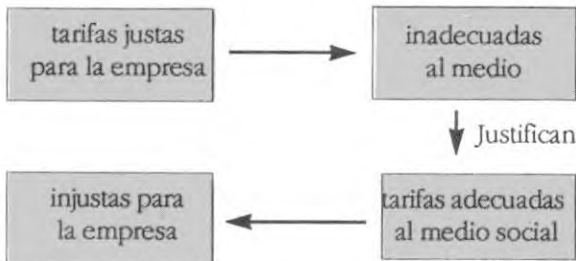
Nuestras sociedades viven los tiempos propios de democracias recuperadas, por lo general más maduras, más informadas, más exigentes, dentro de las cuales son frecuentes:

enfoques solidarios, pero al mismo tiempo participativos, para mejor defensa del consumidor.

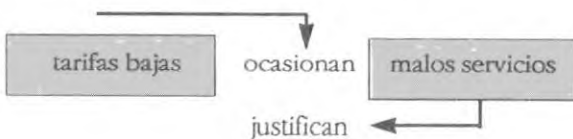
Estos enfoques, por sus exigencias muchas veces antagónicas, hacen particularmente difícil el desafío para las empresas, por cuanto:

- si bien el solidarismo reclama tarifas baratas, de tipo "social", y extensión de los servicios a áreas de baja densidad y poco rentables,
- la defensa del consumidor exige, cada vez con más énfasis, la mejor calidad, técnica y humana de los servicios.

Sin perjuicio de todas las mejoras de eficiencia empresarial posibles, el público deberá ser paciente y metódicamente convencido de que no resolver la contradicción:



conduce indefectiblemente al círculo vicioso:



Independientemente del valor de los ingresos medios de nuestras sociedades, la actividad eléctrica tiene un muy alto componente "dólar" (inversiones, repuestos, combustibles, servicios financieros) que determina niveles tarifarios de orden internacional. Pretender ignorar esta realidad ya condujo, en el pasado, a justificar aquel famoso "slogan" de ELETROBRAS de los años sesenta según el cual:

NO HAY ENERGIA MAS CARA QUE LA QUE NO SE TIENE

2.3 Los Niveles Políticos y de Gobierno

Los marcos jurídicos

Es evidente que si, en Latinoamérica, por varias razones antes mencionadas:

La función social de las empresas eléctricas aún no ha terminado

y si además, se ha hecho tradicionalmente difícil para los Gobiernos:

renunciar a la posibilidad de utilizar a la tarifa eléctrica como instrumento macro-económico en el control inflacionario

no debe extrañar que estas circunstancias hayan históricamente determinado:

- no sólo el carácter fiscal de las empresas, superando el inicial desinterés privado en la extensión de servicios poco rentables,
- sino también la directa injerencia del poder político -a través de los Gobiernos-, en su administración,

todo lo cual naturalmente ha conducido a marcos jurídicos inapropiados para una gestión moderna, que en general han otorgado escasa autonomías a las empresas, aún en el caso en que ellas sean sociedades anónimas teóricamente sujetas al derecho privado.

Se comprueba así que los gobiernos en general no han sabido distinguir entre:

- el Estado regulador o normativo
- el Estado empresario

con graves daños para la gestión de las empresas como tales, que se materializan en la vigencia de



restricciones diversas:

- controles tarifarios, con objetivos solidarios (subsidios) y macroeconómicos ajenos al quehacer de las empresas;
- controles presupuestarios de la inversión (a través de oficinas de planificación) para el cumplimiento de objetivos macroeconómicos vinculados a las cuentas nacionales;
- controles muy estrictos y "a priori" del gasto (tribunales de cuentas públicas);
- regímenes de compras según mecanismos de licitación muy rígidos, lentos y fáciles de impugnar, algunos con el agravante de conceder protecciones extra-arancelarias a las ofertas del país;
- control legal de las decisiones superiores (mecanismos de contencioso administrativo) que en especial redundan en contra de políticas de personal adecuadas.

2.4 La Cúpula de Dirección

Enfoques institucionales como el anteriormente descrito llevan, en general, a una conducción superior de las empresas:

- integrada por personalidades netamente políticas, muy a menudo sin experiencia ejecutiva previa en organizaciones y
- dotada de atribuciones ejecutivas que frecuentemente se superponen o entrecruzan con las netamente gerenciales.

En este contexto de falta de experiencia previa para el ejercicio de facultades ejecutivas, suele ocurrir que el directivo superior:

- preste excesiva atención a problemas del servicio o del personal que tienen connotaciones políticas de corto plazo

(opinión, ministros, legisladores, etc.) pero que le restan tiempo útil para su análisis en la definición de las estrategias de la empresa (sus objetivos, sus metas, sus resultados, etc.).

- o, lo que es peor, confiera una preferente atención a problemas menores cuya solución entiende que pueden beneficiarlo, aún cuando no siempre a la empresa, en su posterior carrera política.

2.5 Las Jerarquías Gerenciales

En organizaciones:

- con excesiva injerencia del poder político, la que se traduce en reducida autonomía, y
- con cúpulas directrices dotadas de facultades ejecutivas capaces de interferir las funciones gerenciales,

no debe extrañar que las jerarquías estén burocratizadas y se sientan mediatizadas o netamente postergadas.

Como "el pez comienza pudriéndose por la cabeza", según un conocido proverbio chino, los síntomas del burocratismo gerencial permean hacia toda la organización de la empresa, otorgándole características netas que se examinarán más adelante, particularmente graves en el caso de servicios naturalmente monopolísticos, como los eléctricos.

Esto es sumamente preocupante, pues el estilo de conducción de estas jerarquías, generalmente:

- sin compromiso con la productividad
- sin preocupación por la gente, sean ellos clientes o empleados;
- renuente a tomar decisiones, y por tanto,
- proclive a transferirlas hacia "arriba"

es el menos adecuado para el logro de las nuevas culturas organizacionales eficientes, basadas en la mejor satisfacción de las necesidades del cliente.

Siendo la jerarquía el "pivot" del cambio, mucho deberá hacerse a todos los niveles para que, superando al gerente administrador estático, se pueda llegar a través del "gerente líder", al compromiso de la jerarquía con una nueva filosofía corporativa congruente con los principios de calidad, honestidad y eficiencia.(1)

2.6 La Organización

Como se expresara antes, como consecuencia de su marco institucional y su gerenciamiento, los síntomas típicos de la institución "burocratizada" son a menudo muy evidentes en las empresas eléctricas fiscales latinoamericanas:(2)

- estructuras sin adecuada planificación, programación y supervisión y, por lo tanto, sin clara definición de objetivos y metas;
- jerarquías cuyas decisiones no se toman según criterios de eficiencia, siendo común que los objetivos particulares prevalezcan sobre los del servicio;
- tendencia de los "cuadros" a estirar la pirámide, traspasando las decisiones hacia "arriba", lo que hace frecuente que el papeleo sustituya a la información real;
- los controles y regulaciones superiores, que a veces resultan hasta excesivos, son incapaces de asegurar la eficiencia; y
- como resultado, una organización que tiene la tendencia a justificarse en sí misma y no en la economía real, donde es frecuente que se privilegie a la antigüedad sobre el mérito, y, por lo tanto, sin creatividad ni incentivos.

2.7 El Personal y las Relaciones Laborales

Es bastante lógico que, en ámbitos sin creatividad ni incentivos, prosperen aún, en el mejor de los casos, organizaciones concebidas según los enfoques racionales y económicos de Taylor y Fayol.

Históricamente casi siempre, en este tipo de organizaciones, las relaciones laborales han pasado por un perjudicial encadenamiento lógico de causas y efectos:

- El personal, desmotivado, por cuanto de él sólo se pretende disciplina para la eficiencia ejecución de su trabajo, busca, a través de la agremiación, la solidaridad y estímulo que necesita.
- Los gremios se sindicalizan para la mejor defensa de los dos principales aspectos de la relación de trabajo, según la óptica de la organización:
 - * las condiciones (físicas) de trabajo, y
 - * el salario.
- Prosperan así, en los sindicatos, los enfoques ideológicos dogmáticos que, heredados de condiciones ya superadas, propias de los albores de la era industrial, transforman a las relaciones laborales en campo de "lucha de clases".
- En respuesta a esta concepción, no se hacen esperar las reacciones de choque en defensa de su autoridad por parte de la dirección y jerarquías de la organización, la que pasa así a constituirse en un campo de batallas interminables en las cuales todos, a la larga, salen perdiendo.

Es absolutamente necesario romper cuanto antes este círculo vicioso en favor de la eficiencia de las empresas y, en definitiva, de la sociedad que es su cliente.



El ocaso de las ideologías dogmáticas determina que el ambiente esté maduro, pues el ser humano siempre ha necesitado completar su vida con valores trascendentes.

Se analizarán, en lo que sigue, algunas ideas relacionadas con el cómo abrir el camino hacia los procesos de modernización de las empresas que las hagan más eficientes. Por cuanto ello conlleva la consolidación de un nuevo comportamiento de grupo comprometido con el cambio, no será una tarea fácil y será, además, una tarea de todos.

3. ALGUNAS IDEAS RELATIVAS A COMO MODERNIZAR

Así como es la sociedad el gran cliente de las empresas eléctricas, será también ella, en su conjunto, quien deba asumir el protagonismo de su modernización, exigiendo e impulsando los cambios necesarios hacia nuevas filosofías corporativas fundamentadas en objetivos de "excelencia"

3.1 La Colaboración de la Sociedad

En primer lugar, la sociedad deberá asumir que el problema de las empresas burocratizadas existe, es real y perjudica y, por lo tanto, debe ser superado.(2)

A través de una impostergable tarea de relaciones públicas, intensa pero paciente, deberá concientizarse al público para que colabore en la solución de los problemas de nuestras empresas eléctricas, por varias vías posibles:

- Defendiendo su derecho a ser bien servido, inclusive promoviendo la creación jurídica de la institución del "ombudsman" o "defensor (o procurador) del pueblo".
- Propiciando formas de "democratización del capital" en las empresas, como vía práctica de intervenir en su conducción superior, en

representación de los usuarios-accionistas.

- Abogando por formas descentralizadas de "personalizar" la gestión, incluyendo la eventual participación de los usuarios de los servicios en "comisiones locales o zonales" para una mejor relación con la empresa.
- Comprendiendo cabalmente, en forma recíproca los problemas de la empresa, lo cual, entre otras cosas debe implicar una visión amplia en lo que se refiere por ejemplo, a:
 - la conveniencia de transferir actividades empresariales (servicios periféricos, por ejemplo) que la actividad privada puede realizar mejor y
 - la necesidad que tienen los organismos de recibir un "justo precio" por sus servicios, cosa que, a veces, implicará superar enfoques solidaristas sobre tarifas y electrificaciones subsidiarias de tipo social, exclusivamente con cargo a los propios recursos de las empresas.

3.2 Un Marco Institucional para la Modernización

Del lado del poder político, será necesario que parlamentos y gobiernos otorguen a las empresas un ordenamiento institucional capaz de reafirmar su eficacia, asegurándoles un marco jurídico propio del derecho privado, sin restricciones. Esto sin perjuicio que la titularidad del patrimonio pueda ser total o mayoritariamente fiscal, cabiendo aún, en este último caso, la posibilidad que la representación fiscal en las empresas ceda el gerenciamiento a los accionistas privados, reservándose un restringido derecho al "veto" sobre decisiones de particular importancia.

Será también necesario que los gobiernos adopten las medidas conducentes a:(3)

- Preservar o restablecer los equilibrios económico-financieros de las empresas, saneando sus pasivos.
- Abandonar la aplicación de tarifas políticas o, en su defecto, reconocer los aportes necesarios en aquellos servicios no rentables que se decidiera prestar como fomento.
- Definir reglas claras que posibiliten la participación del sector privado para asegurar el flujo de capitales que permita el crecimiento de las empresas.
- Eliminar las normas que traben o retarden la racional rapidez de gestión de las empresas, las que deberían poder actuar tal cual si fueran de total propiedad privada (ver punto 2.3, final).

En contrapartida a las mayores autonomías conferidas a las empresas, los gobiernos no deberán descuidar sus funciones reguladoras o normativas de la actividad eléctrica. En tal sentido, los contratos de gestión o de desempeño deberían contener un programa progresivo de mejoras de gestión de las empresas que, según metas cuantificables, les exijan, como mínimo, aceptables niveles de cobertura y confiabilidad de los servicios así como de pérdidas de todo tipo en las redes. Índices de desempeño diversos podrían ser también exigibles en varios aspectos relevantes de la gestión tales como costos medios de operación, índices de morosidad, utilidades obtenidas, cumplimiento de los programas de inversiones, aplicación de sistemas de desarrollo del personal, etc.

3.3 Una Cúpula de Dirección en Dos Niveles

La modernización conducente a una mayor eficacia de las empresas entendemos debiera encarar, si no lo ha hecho ya, la apertura de la cúpula de dirección en dos niveles:

- Un nivel estratégico, integrado por una junta de directores o consejo de dirección con representación de los titulares del patrimonio de la empresa (fiscal y privado), en su caso con eventuales delegados de usuarios de los servicios y empleados de la empresa (esto último, si es con representación accionaria, tanto mejor).

Correspondería a este nivel:

- tanto la definición de políticas y el control de resultados, incluyendo aquí la aprobación de los grandes lineamientos estratégicos de la empresa:
 - políticas comercial y tarifaria
 - planes multianuales de inversiones
 - presupuestos (anual y de medio plazo)
- y también las verificaciones globales de cumplimiento;
- ejecuciones presupuestales
 - balances, etc.
- así como la decisión final sobre ciertos aspectos operativos de particular relevancia, incluyendo entre otros:
 - ajustes de niveles y estructuras tarifarias
 - programas anuales de inversión y de manejo de los recursos
 - grandes adquisiciones
 - financiamientos mayores
 - grandes lineamientos de las relaciones laborales
 - designación de ciertas jerarquías



Para asegurar la debida correspondencia entre eficacia y eficiencia, sería aconsejable que el consejo de dirección estuviese integrado con un vicepresidente ejecutivo, con plenos derechos, quien a su vez sería el director o el gerente general de la empresa. Se entiende preferible que éste sea un funcionario de carrera en la institución, con suficiente experiencia y respaldo del consejo, a quien le correspondería presidir:

- un nivel operativo, integrado por el cuerpo de gerentes de primera línea en la empresa, cada uno de ellos con funciones ejecutivas en áreas específicas.

Son necesarios, sin embargo, ciertos mecanismos de autorregulación, para que, en un esquema de cúpula como el descrito, las relaciones funcionen adecuadamente.

Así, por ejemplo, para asegurar una buena vinculación:

- entre el Estado (gobierno) y el consejo, sería aconsejable un contrato de gestión o similar a efectos de:
 - * definir las condiciones exigibles del servicio, y
 - * controlar el cumplimiento de las metas pactadas, pero salvaguardando convenientemente la autonomía en la interfase.
- entre el consejo y su presidente y la gerencia general, sería asimismo necesaria una normativa precisa, que le asegure al gerente general la suficiente independencia para el cumplimiento de sus funciones ejecutivas, sin perjuicio de los controles que el consejo pueda ejercer, por relación directa con una auditoría interna responsable e independiente.

Sobre estos aspectos de cúpula, dos precisiones:

a. En cuanto a la integración del consejo o junta directiva mucho se insiste, en un

plano teórico, sobre la conveniencia de la idoneidad técnica de los directores llamados a defender los intereses fiscales.

Estimamos que en todo esto se debe tener la obligación de ser realista:

Esto pues una empresa eléctrica de propiedad pública es también un problema político, y difícilmente podrá dejar de serlo

Por lo dicho, no se puede (ni se debe) pretender integrar cúpulas de dirección exclusivamente técnicas, a nivel de especialistas. Afortunadamente, la sensibilidad política no está reñida con el conocimiento técnico y de administración, y con la defensa que de éstos puede hacerse en la empresa.

No será siempre fácil encontrar este tipo de personas, pero ellas existen, aunque no hayan hecho campañas políticas ni posean votos propios.

Aún así, para asegurar las necesarias dosis de equilibrio que permitan al directivo el estudio de los problemas estratégicos de la empresa y solucionar, asimismo, los pequeños problemas con implicaciones políticas que constantemente golpearán las puertas de su despacho (ver punto 2.4), será necesario:

- que el director pueda delegar en el personal de su secretaría la atención del problema menor. Para lo cual, a su vez, la organización deberá ser receptiva en sus niveles gerenciales y dotada de pequeños sistemas paralelos de atención que eviten que toda planificación racional de tareas, cualesquiera que ellas sean, se torne imposible de cumplir.

Pero, por la otra punta, será necesario también;

- que la persona "influyente" que reclama la atención de un director comprenda que, en beneficio de la empresa, muchas veces no podrá tratar con "el dueño del circo" y, sin

tener que bajar hasta los payasos, deberá contentarse con los domadores de leones.

b. En lo que se refiere al funcionamiento de las auditorías internas, es de destacar lo que la más moderna experiencia en la materia aconseja.

En efecto, si lo que se desea tener en las empresas es un útil organismo con reales posibilidades de control sobre áreas operativas además de las financieras, con posibilidades adicionales ciertas en otras áreas tales como:

- la de formación de personal,
- las de "comunicadores" en desarrollo organizacional.

Las auditorías internas no deberán ser concebidas como "control de controles", sino como unidades consultivas-asesoras de la gerencia general y dependientes de ella, sin perjuicio de su acceso directo al nivel del consejo de dirección. Concebirlas de otro modo arriesgaría convertirlas en otra auditoría externa más, ajena a la vida misma de la empresa.(4)

3.4 Los Cuadros Gerenciales

Las nuevas tendencias de modernización de empresas, en especial las que, con éxito, se están orientando hacia nuevas culturas organizacionales "de excelencia", según el modelo japonés, desarrollan sus estrategias comenzando por la capacitación del personal superior, para lograr de él una actitud favorable al cambio. Y esto tanto a niveles de jerarquías como de mandos medios.

Se entiende que las transformaciones, si bien su fin último es el mejoramiento de los procesos y no de las personas, deben necesariamente ser conducidas por los cuadros gerenciales de las empresas.

En los niveles superiores, se pretende ahora que, más que un tecnócrata, el gerente moderno sea

un generalista bien informado de su entorno, de mente abierta, con versación en técnicas gerenciales, por supuesto, pero también, en lo posible, con conocimientos de informática.(5), (6)

Deberá ejercer la gerencia teniendo bien claro que depende de los demás, para lo cual:

- estimulará en su organización las libertades necesarias para mantener un ambiente de permanente creatividad y fluida comunicación, y
- conservará siempre el gran poder de adaptación que requiere la conducción de una empresa organizada según sistemas modulares y flexibles, aptos para el cambio.

De acuerdo con las nuevas concepciones de "calidad total", a todos los niveles:

el gerente deberá ser un líder,

pues es a él que le ha sido reservado el papel de crear, en las organizaciones, el ambiente estimulante que, a través de la participación y del trabajo en equipo:

- mejore las comunicaciones y la integración y
- genere el clima de apertura y confianza

imprescindibles para elevar la calidad de vida en el trabajo. (7)

Corresponderá entonces a los gerentes, predicando con el ejemplo para ser realmente líderes de excelencia, la pesada y trascendente tarea de inculcar en la organización una nueva filosofía corporativa que procure:(1)

- en lo humanístico, dignificar al trabajador;
- en lo técnico, crear un ambiente de excelencia, mejorando eficacias y eficiencias, y



- en lo cívico, resaltar el rol de la empresa en producir utilidades para repartir riquezas, pero en sentido amplio, o sea no sólo materiales, sino también riquezas en educación y cultura.

En resumen, deberán ser los gerentes quienes asuman el liderazgo hacia una nueva cultura organizacional que, basada en principios de orden superior, tenga bien claro que, para mejor generar riqueza material, será mejor generar primero riqueza humana, calidad humana.

Pero debe quedar sin embargo claro que, en el cumplimiento de esta verdadera misión, los cuadros gerenciales no pueden quedar librados a sus propios medios, sino que tendrán que ser permanentemente auxiliados por el desarrollo organizacional. En efecto, la metodología de trabajo del desarrollo organizacional, en sus sucesivas etapas de investigación, planeamiento, acciones y evaluación de problemas y resultados, puede ser la mejor herramienta para encarar y vencer la natural respuesta del individuo frente al cambio:(7), (8)

su resistencia, tanto en términos lógicos, como psicológicos y sociológicos

si bien una empresa puede mejorar su productividad, ya sea por empleo de factores técnicos como organizativos y humanos, será el desarrollo del apropiado clima de interacción entre los grupos de trabajo, y entre ellos y la gerencia, el que permita que exista la disposición de la gente hacia el cambio.

Pero lograr el cambio en el comportamiento de grupo es un proceso complejo, de hecho mucho más largo y difícil que cambiar los niveles de conocimiento individual (capacitación tradicional).

Las disciplinas del comportamiento nos enseñan que es normal (y generalmente benéfico) que los grupos humanos tiendan a congelar sus sistemas de valores. A través de sus "agentes de cambio" o "facilitadores", deberá ser entonces el desarrollo organizacional quien, empleando, en auxilio de la

gerencia, su metodología de análisis y resolución de conflictos en las relaciones interpersonales, encarar el paciente proceso que:

- descongelando primero valores permitidos,
- ayude luego a introducir el cambio mismo, para
- recongelar luego los renovados valores adquiridos como fundamento de la nueva cultura organizacional.

3.5 La Nueva Organización

Se entiende que un enfoque de modernización de la empresa que priorice mejorar su eficacia y eficiencia, y de allí su productividad y la calidad de sus servicios, no debería ser ajeno a una forma de organización empresarial proclive a la aplicación práctica de la "reacción en cadena de Deming", fundamento teórico de los sistemas de "calidad total" que hicieron posible el "milagro japonés" de postguerra.(9)

Como es sabido, la cadena de Deming establece que:

- si la mejora de la calidad del producto se produce por:
- procesos mejores, esto a su vez:
- mejora la productividad, por lo que:
- bajan los costos, y:
- la empresa obtiene un mayor segmento del mercado, lo que se traduce en:
- una mejora para los accionistas, los empleados y la sociedad en su conjunto.

A partir de este desarrollo, se aprecia claramente la razón de lo expresado antes en el sentido que son necesarios gerentes a la vez:

- preocupados por los procesos y la productividad,
- con condiciones de líderes de excelencia,

pues de acuerdo con el encadenamiento de Deming:

La calidad se mejora, con reales beneficios para la productividad, si las tareas se ejecutan correctamente desde el principio,

por lo cual:

es necesario que cada trabajador sea su propio inspector

cosa que sólo será posible:

dentro de un comportamiento organizacional que dignifique y motive al hombre como el activo más importante que la empresa tiene

Los sistemas de calidad total, cuya aplicación exitosa descansa en tres principios:

- la satisfacción del cliente como guía,
- la variación como herramienta de detección del desperdicio, y
- el trato digno al personal,

implican un gerenciamiento por procesos, para lo cual la organización deberá no sólo proveer cuadros de liderazgo, sino también asegurar los necesarios niveles de descentralización.

En una adaptación a las empresas del sector eléctrico,(3)

- "poner en marcha de manera integral una política de "calidad total" que alcance a todos los niveles y a todos los sectores",

implicaría en el plano interno de la empresa:

- "Competitividad en el marco empresarial por medio de la descentralización económica y de gestión, creando unidades económicas y de cuenta con responsabilidades identificables en cada caso".
- "Productividad y eficiencia a través de una normativa contractual que incorpore premios y castigos verificables".
- "Potenciar la dirección empresarial para que su gestión pueda ser evaluable con parámetros económicos".

Experiencias ya puestas en práctica (por ejemplo, en el sector eléctrico chileno (10)) indicarían que estas pautas pueden traducirse con éxito en procesos de modernización en la estructura y eficiencia de las empresas:

Aspectos estructurales:

- descentralización, no sólo de facultades, sino también de ámbito territorial de modo que las jerarquías locales puedan adoptar decisiones que, razonablemente, no requieren resoluciones centrales, y
- creación de unidades de negocios, con relativa independencia, más aptas para la implantación de centros de resultados, complementarios de los de costos.

Aspectos de eficiencia:

- énfasis en el cumplimiento de resultados,
- incentivos basados en resultados,
- apertura al exterior de las operaciones de ciertas unidades de negocios, como modo práctico de estimular resultados y utilizar mejor los activos de la empresa.



Es de destacar que los posibles procesos de descentralización bien pueden ser la solución adecuada para adaptarse mejor a condiciones cambiantes, locales y concretas.(1) En efecto, los hechos vendrían demostrando que, al presente y en el sector eléctrico, los aumentos de productividad no se registran tanto a causa de la mejora tecnológica, sino en mérito a las pequeñas decisiones, a todos los niveles. En esta óptica, el éxito de la descentralización dependerá:

- en lo que hace a las unidades ejecutoras descentralizadas en:
 - * el poder de decisión y los medios con que sean dotadas, y
- en lo referente a los imperativos del "management", en que éste se realice con cuidado de:
 - * la coherencia de objetivos, de campos de responsabilidad y de controles "a posteriori", y
 - * la comunicación, no como simple intercambio de informaciones, sino como un sistema de reflexión común.

3.6 Las Relaciones Laborales y la Modernización

Más allá de la Teoría X o de la Teoría Y según las concepciones de Taylor-Fayol y de Mayo, más allá de la priorización de la eficiencia a través de la disciplina, o de la eficiencia también auxiliada por el reconocimiento al trabajador y el bienestar de su grupo, el enfoque actual de la sociología laboral es el de:

- la organización como un sistema interactivo, en permanente cambio,(12)

en la cual es imprescindible:

- un rol activo del trabajador, el que se obtendrá valorizando su capacidad potencial

y su talento, iniciativa, creatividad y facultades para innovar y encontrar soluciones.

Lo que requiere un enfoque diferente de las relaciones laborales, apto para sustentar una nueva cultura organizacional de base "cero errores" que, partiendo de la calidad inicial, cumpla los objetivos de eficiencia y eficacia a través del aumento de la productividad, y cierre así el círculo de la calidad total.

Sin embargo, llegar a materializar este enfoque no será tarea fácil, aún cuando sí estimulante. La consolidación de unidades laborales con la filosofía de los "círculos de calidad" que puedan dar base a una política de calidad desde el origen, eliminando errores desde las fases iniciales de todo proceso de producción requiere tiempo, poder de convencimiento y:

- el interés y la motivación hacia la responsabilidad individual del trabajador con su empresa, pero también consigo mismo y con la sociedad.

Con la satisfacción del cliente como meta final, con los cuadros gerenciales liderando el proceso auxiliados por los "facilitadores" del desarrollo organizacional (ver punto 3.4), será necesario que las nuevas relaciones laborales de la empresa estimulen:(1)

- el sentido de pertenencia en el cumplimiento de una misión en la vida a la altura de los ideales, dando antes que pidiendo, pues:
- en un sistema basado en valores y objetivos de orden superior (humanísticos, técnicos y cívicos, ver punto 3.4) el trabajo no debería considerarse ya más una carga, sino un imperativo ético.

Recordando el ya clásico desafío contenido en las reflexiones de Matsushita (13), no se trataría de defender al hombre dentro de la empresa, sino de "hacer defender a la empresa por los hombres" ya que ella "les devolverá centuplicado lo que éstos le hayan dado".

Las nuevas relaciones laborales deberán entonces hacer posible:

“movilizar cada día toda la inteligencia de todo el mundo”,

o sea que, en resumen, se trata de hacer las cosas con la gente y no a pesar de la gente.

En el crepúsculo del dogmatismo de la “lucha de clases”, el campo está preparado para nuevas ideas fértiles. Y es tiempo de siembra.

4. ALGUNAS SUGERENCIAS CONCRETAS EN FAVOR DE LA EFICIENCIA

Aportaremos, a continuación, con el auxilio de la experiencia, algunas ideas concretas para mejorar la eficacia de las empresas en áreas específicas.

Haremos al respecto las siguientes precisiones:

- no nos referiremos a la mejora tecnológica, sobre la cual, a partir del trabajo continuado de los subcomités técnicos de la CIER, existe ya muy rica documentación acumulada, fruto de los actualizados conocimientos de los especialistas de las empresas miembros.
- No se omitirán en estas consideraciones, y sin perjuicio del énfasis en la modernización de la empresa fiscal en que ha sido concebida esta exposición, la mención a todas las oportunidades de privatizaciones parciales (periféricas o no) que, a nuestro juicio, aparezcan como aconsejables.

4.1 Posibilidades de Modernizar en las Etapas de Generación-Transmisión

a. Descentralizaciones operativas de diferente profundidad, según los casos:

- Centrales eléctricas según ubicación y/o tipo de máquinas.

- Líneas de EAT y AT según zonas geográficas y/o niveles de tensión.
- Gestión de mantenimiento preventivo o correctivo, en especial en el caso de líneas.

b. Eventuales procesos de privatización:

- Concesión o venta de algunas centrales, en condiciones tales que aseguren:
 - * que la atención a los servicios eléctricos públicos tendrá prioridad sobre posibles ventas directas a grandes clientes industriales,
 - * que, en lo referente al balance de pagos del país, la operación será conveniente (análisis del ingreso de capitales de riesgo en el corto plazo vs. egresos futuros de dividendos).
- Contratación de mantenimiento preventivo de líneas (excepcionalmente centrales) con empresas privadas.
- Contratación de mantenimiento correctivo en circunstancias especiales (líneas y centrales).
- Contratación de trabajos de taller con empresas privadas, manteniendo talleres propios mínimos para trabajos de urgencia.

4.2 En la Distribución

a. Descentralizaciones operativas posibles

- Atención de redes según localidades, áreas geográficas o zonas de grandes ciudades, con o sin incorporación de los servicios comerciales correspondientes.
- Atención independiente de la subtransmisión o la distribución primaria y eventualmente también según criterios geográficos.



- Gestión de mantenimiento mayor, preventivo o correctivo, según especialidades: cables subterráneos, líneas aéreas, subestaciones, etc.

b. Otras previsiones para disminuir costos operativos

- Normalización de diseños de instalaciones y de materiales, con su debida codificación, a efectos de bajar stocks y disminuir riesgos de indisponibilidad.
- Auditorías de calidad de ejecución de conexiones y mantenimiento.
- Apoyo informático en relación con el mapeo de las redes, lay-outs de reductores, servicio individual al cliente (número de puesto de transformación, número de cable, etc.).

c. Eventuales procesos de privatización

- Concesión o venta de algunas áreas operativas de la distribución en condiciones tales que se puedan asegurar, sin perjuicio de la cobertura y calidad de los servicios:
 - * niveles tarifarios razonables e iguales o muy semejantes según grandes áreas geográficas, a fin de evitar posibles efectos regresivos en electrificaciones marginales,
 - * impacto favorable en términos de balance de pagos (ver 4.1 b).
- Contratación de mantenimiento con pequeñas y medianas empresas privadas, según zonas o regiones del servicio. Se favorecería el pasaje de empleados de la distribuidora hacia estas PYMES.
- Contratación de trabajos de taller (id. 4.1 b).

4.3 En las Areas de Proyectos y Obras

Privatizaciones posibles:

- De la ingeniería de proyectos, salvo pequeñas unidades especializadas que se mantendrían en la empresa para supervisión y ejecución de proyectos menores y urgentes.
- De la construcción de sistemas eléctricos, con la salvedad anterior.
- Del proyecto y construcción de edificios, id. anteriores.

4.4 En la Comercialización de los Servicios

a. Descentralizaciones operativas posibles

- Atención comercial a la clientela según localidades, áreas geográficas o zonas de grandes ciudades, preferiblemente paralelo con la descentralización de los servicios técnicos de la distribución.
- Apoyo informático también descentralizado según las mismas áreas, sin perjuicio de los enlaces "on line" que correspondan. Se analizaría en cada caso la conveniencia de integrar los sistemas de informaciones comercial y técnica de cada cliente (ver 4.2 b), final).

b. Eventuales procesos de privatización

- Concesión o venta de áreas comerciales en correspondencia con las de la distribución (ver 4.2 c).

4.5 En los Servicios Administrativos de Apoyo

a. Descentralizaciones operativas posibles

En general, ya las empresas han conferido aceptables niveles de autonomía en las áreas de personal, contabilidad y finanzas, gestión de compras y suministro, transportes, asuntos legales, etc., sin perjuicio de que, en algunos casos, estas descentralizaciones puedan acentuarse aún más en consonancia con los criterios geográficos que se adopten para la distribución y comercialización.

b. Otras provisiones para disminuir costos operativos

Convenios de suministro continuo con los fabricantes de equipo y materiales.

c. Eventuales procesos de privatización

Contratación, con pequeñas y medianas empresas privadas (o con estudios profesionales), en las áreas de:

- Servicios médicos de certificación y asistencia, con la eventual excepción de ciertas prestaciones de medicina preventiva (campañas antitetánicas, exámenes tomográficos, etc.) que podrían mantenerse para lograr un mejor nivel en las relaciones laborales.
- Servicios de seguridad.
- Servicios de limpieza de locales.
- Mantenimiento de edificios de todo tipo.
- Sistemas de lectura de medidores y reparto de facturas, cuando no lo haga ya, a satisfacción, el correo.
- Extensión de la red de locales de cobranza a instituciones privadas tales como bancos, supermercados, etc.
- Tramitación de importaciones y despacho aduanero de mercaderías.
- Contratación de los servicios de transporte necesarios, o por lo menos contratación de las reparaciones del parque automotor en talleres privados.
- Concesión o venta de eventuales fabricaciones de materiales a cargo de las empresas.
- Contratación de los servicios de laboratorios de ensayos de calidad y recepción.
- Contratación de servicios legales y notariales, salvo mantenimiento de unidades asesoras especiales.

5. LA EVALUACION DE LA EFICIENCIA: EL CONTROL DE LA GESTION

5.1 Consideraciones Generales

Si, como cualquier otra industria, una empresa eléctrica quedase librada a las fuerzas del mercado:

sólo su calidad + productividad podrían garantizarle la vida

El carácter de esencial y monopolístico de un servicio eléctrico ha atenuado históricamente esta realidad. Y es hora de rescatarla.

Si: la calidad es la aptitud de los bienes o servicios producidos para satisfacer el requerimiento de los clientes o usuarios,(12)

la industria eléctrica, como cualquier otra, tendrá que tener presente que la calidad que se suministre debe ser el resultado final de un proceso de negociación y compromiso con el cliente, del cual son partes componentes:

- la calidad de diseño,
- la calidad de conformidad,
- la calidad de disponibilidad,
- la calidad de servicios al cliente,



si bien, en el caso de las empresas eléctricas, los dos primeros conceptos prácticamente se identifican, pues las condiciones de norma del producto (tensión y frecuencia) están íntimamente ligadas a las condiciones de su entrega.

Dentro de un esquema de "calidad total" o "cero errores" como el que antes hemos mencionado (ver punto 3.5), una vez pactadas con el cliente (el medio social) las condiciones de calidad/precio posibles:

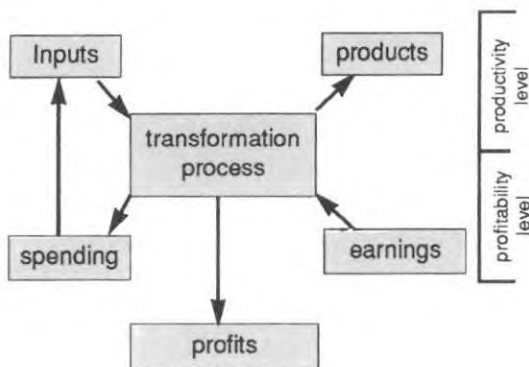
La productividad será una consecuencia lógica de la calidad obtenida desde el comienzo del proceso de producción.

De allí entonces que las metas de la eficacia y la eficiencia empresarial, definibles cualitativamente como las relaciones

eficacia = $\frac{\text{resultados logrados}}{\text{resultados propuestos}}$

eficiencia = $\frac{\text{recursos propuestos}}{\text{recursos utilizados}}$

puedan ser de preferencia calibradas, en el contexto de un análisis del sistema que en definitiva es todo proceso de transformación de una industria:



por las relaciones cuantitativas:

productividad = $\frac{\text{productos}}{\text{insumos}}$

rentabilidad = $\frac{\text{ingresos}}{\text{gastos}}$ (costo total)

y esto dentro de las limitaciones que impone a la rentabilidad el tope de competitividad de las tarifas.

5.2 El Control de la Gestión

En un sentido integral, el control de la gestión debe considerarse como un esfuerzo sistemático para dominarla, orientando a la empresa hacia la consecución de sus objetivos y vigilando los resultados que se vayan obteniendo.(14)

Las herramientas del control de gestión, que son tanto técnicas como económicas (técnicas presupuestarias), deben abarcar todas las fases del proceso de producción:

- definición de objetivos generales de la empresa,
- planificación de las decisiones y sus costos,
- vigilancia de los resultados, detectando las desviaciones, y
- retroalimentación del proceso, coordinando las correcciones.

Un modelo de control, luego de definidos sus objetivos, supondrá:

- la subdivisión de la actividad de la empresa según centros de responsabilidad, evaluando a cada uno de ellos en cuenta de resultados,
- la elaboración de los cuadros de mando,

- la formulación de plan y presupuestos anuales y
- el análisis de desviaciones entre los resultados proyectados y los reales.

Como centros de responsabilidad, en una empresa eléctrica son fácilmente identificables las áreas críticas de:

Controles principales, por ejemplo

- Generación	Consumos, disponibilidades
- Transmisión	Causas y duración indisponibilidades
- Distribución	Id. ant. y atención conexiones
- Comercial	Niveles ventas, atención clientes
- Económico	
- financiera	Plan financiero, disponibilidades
- Productividad	Correcta utilización recursos
- Costos	Control por centros operativos
- Abastecimientos	Niveles de stocks, precios compras
- Personal	Niveles ocupación y ausentismo
- Inversiones	Avance de obras, gasto, etc.
- Servicios auxiliares de apoyo	Uso parque automotor, etc.

Interesan en particular, por su importancia para evaluar el desempeño de las empresas eléctricas, tres de los instrumentos que integran habitualmente los modelos de control de gestión:

- los índices de gestión o indicadores de desempeño,
- los cuadros de mando y
- los análisis de desviaciones

5.3 Indicadores de Desempeño

De acuerdo con las consideraciones anteriores, importan entonces los indicadores de desempeño como herramienta que puede ser empleada para la

evaluación de la gestión de las empresas, ya sea calibrando directamente su eficacia y eficiencia o midiéndolas indirectamente a través de la productividad y la rentabilidad del costo.

Para que los indicadores sean los instrumentos básicos para evaluar la calidad de gestión de las empresas, tanto a niveles

como:

- de la propia empresa (dirección, jerarquías),
- del poder regulador y concedente (Estado) y
- de la clientela (el medio social)

será necesario:(15), (16)

- que el conjunto de indicadores sea correctamente escogido y
- que la organización en la cual sean aplicados los considere una necesidad intrínseca para la calidad de su gestión y no un simple instrumento de fiscalización, convencimiento al cual deberá llegarse luego de la adecuada capacitación, tanto a niveles cognoscitivos como comportamentales.

La elección correcta del conjunto deberá implicar un barrido de las áreas significativas de la empresa, entre las cuales recaudación, gastos operativos y de inversión, gestión financiera y calidad de servicio, así como su definición según diferentes rangos de análisis, entre los cuales:

- generales, o sea, por ejemplo, calificación de la empresa según la extensión y la densidad de sus servicios, cumplimiento de sus objetivos y metas, etc.,
- primarias u operacionales, y
- de diagnóstico de sus problemas.

Un conjunto correctamente escogido de indicadores de desempeño tendrá en cuenta:



- la desagregación, o sea integrar un sistema que avance de lo general a lo específico, para facilitar su análisis en la medida que se vaya descendiendo en la pirámide jerárquica,
- el uso armónico del sistema, a efectos que él sirva, sin visiones parcializadas, para tener una visión integral de la empresa en sus diferentes ámbitos, ya sean financieros, técnicos, comerciales, etc., y
- una concepción según funciones de modo de atender del mejor modo posible los dos requerimientos anteriores.

Desde 1970 en adelante, la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) viene procesando sus "Datos Estadísticos de las Empresas Eléctricas" con índices de gestión, tanto de carácter económico-financiero como técnico, los que han sido un útil instrumento para la autoevaluación de las empresas con respecto a sí mismas (series históricas) y en relación con sus colegas comparables.

Un reciente y muy interesante análisis preliminar sobre "Indicadores de Desempeño para Evaluación de la Gestión Empresarial del Subsector eléctrico de Latinoamérica y El Caribe" ha sido presentado por OLADE en ocasión del Seminario Internacional sobre Gestión de Empresas Eléctricas", LAE-ALAPE, Buenos Aires, septiembre de 1990.(15)

La proposición de OLADE incluye indicadores según tres grandes sectores funcionales;

- gestión financiera, con indicadores que "buscan medir la vulnerabilidad de la estructura financiera básica de una empresa eléctrica, el rendimiento de sus activos en servicio y la capacidad de endeudamiento que posee",
- gestión comercial y gerencial, con indicadores que "buscan analizar tanto el desempeño comercial de la entidad, como la capacidad de los directivos y ejecutivos de la misma para alcanzar los objetivos" fijados, y

- gestión técnica (calidad de servicio) con indicadores "que permitan valorar el funcionamiento de las instalaciones físicas (...), tanto en lo relativo a la confiabilidad del servicio, como a la eficiencia del mismo".

Un reciente documento de trabajo producido por la CIER, que se agrega como Anexo, permite visualizar las definiciones y descripciones de los índices de gestión que la Comisión viene utilizando, en comparación con los propuestos por OLADE. La finalidad del documento es la discusión del tema "Indicadores" en el ámbito del Segundo Encuentro de Gestión Gerencial de la CIER, Caracas, de noviembre de 1991, evento en el cual las conducciones de las empresas darán su autorizada opinión en cuanto a la conveniencia práctica de ampliar el conjunto de indicadores en uso, de acuerdo con la propuesta de OLADE.

En general, a partir del Anexo, se aprecia que las proposiciones de OLADE en indicadores de gestión financiera:

- solvencia financiera,
- liquidez financiera,(*)
- rentabilidad el patrimonio,(*)
- rentabilidad de la inversión inmovilizada,
- dependencia financiera,(*)
- margen operativo,
- contribución a la inversión(*) y
- cobertura de la deuda,

o coinciden con los índices de CIER o pueden ser calculados(*) con los datos que vienen siendo relevados anualmente.

El panorama es algo distinto con respecto a las propuestas de OLADE en indicadores de gestión gerencial y comercial:

- grado de cumplimiento de resoluciones superiores,(o)
- programación y ejecución presupuestarias,(o)
- cubrimiento del mercado,(o)
- tasa de reclamos,(o)
- pérdidas de energía,(*)
- calidad de la facturación,(o)

- eficiencia operacional, (*)
- período medio de cobranza, (*)
- eficiencia recaudadora, (o)
- incidencia de la cartera vencida, (o)
- energía facturada por empleado,
- número de clientes por empleado,
- antigüedad media del personal, (o)
- estabilidad media del personal, (o)
- tasa de ausentismo (o) e
- incidencia del ausentismo (o)

entre los cuales una gran parte (o) no pueden ser obtenidos con los datos actualmente relevados por la CIER.

En lo que se refiere a los indicadores de gestión técnica (calidad de servicio), entendemos preferible remitirnos a los índices (y correspondientes programas computacionales) contenidos en las publicaciones:

CIER/SG 319-1990	Sistema de Estadística CIER, Manual de Generación, (SECG)
CIER/SG 318-1990	Sistema de Estadística CIER, Manual de Transmisión (SECT)
CIER/SG 302-1990	Manual Sistema CIER-SECD: Interrupciones de Suministro
CIER/SG 311-1990	Manual Sistema CIER-SECD: Etapa Falla de Componentes

donde, como fruto de muchos años de labor de los Subcomités Técnicos de Operación y Mantenimiento (SOMSE) y Distribución de Energía (SDE), están condensados los acuerdos logrados para llegar a un sistema estadístico común con suficiente información referente a:

- desconexiones de componentes,
- indicadores de desempeño e

- indicadores de calidad de servicio, en términos de número, tiempo medio y frecuencia de interrupciones según su origen (causa, equipo y naturaleza fugaz o persistente).

5.4 Los Cuadros de Mando

Técnica complementaria de los indicadores de desempeño y apoyándose en ellos, los cuadros se integran en general con un conjunto de:

indicadores claves que, convenientemente seleccionados y presentados, van a permitir a los niveles gerenciales de la empresa la vigilancia inmediata de la marcha de la misma.

La conocida técnica es al igual que los indicadores, una herramienta que debe permitir a la empresa,

- autoevaluarse en relación a sus pares,
- determinar sus características propias,
- estudiar sus deficiencias y las causas de ellas y
- fijarse objetivos precisos y controlarlos.

El cuadro debe también ser:

- bien estructurado, con índices que vayan de lo general a lo particular y del cuadro global a los cuadros de detalle, bajando la pirámide gerencial de la empresa,
- completo, cubriendo los diferentes departamentos de la empresa, pues a los niveles superiores el gerente debe poder controlar las distintas áreas o funciones básicas de producción comercial de costos financiera, administrativa general y de inversiones, cubriendo en el caso de la empresa eléctrica los centros de responsabilidad antes definidos como áreas críticas.



Es de destacar que los indicadores claves utilizados en los cuadros de mando pueden ser de tres tipos:

objetivos: comparan 2 parámetros reales y medibles de la empresa, ejemplo

$$\frac{\text{N}^\circ \text{ clientes}}{\text{N}^\circ \text{ empleados}}$$

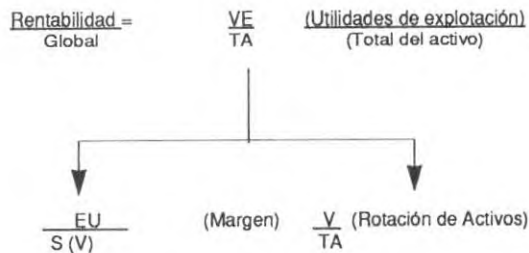
presupuestales: comparan un parámetro real contra uno presupuestado para un período: ejemplo,

$$\frac{\text{combustible gastado}}{\text{combustible presupuestado}}$$

estandarizados: comparan un valor real con un "standard" del parámetro utilizado, ejemplo

$$\frac{\text{consumo específico real}}{\text{consumo específico de norma}}$$

Fijado el objetivo general de la empresa, generalmente su rentabilidad global, el cuadro de mando desciende por desdoblamiento, cuyo primer escalón sería, por ejemplo:



y de allí hacia abajo de la pirámide (ver Figura 1), procurando detectar anomalías en las áreas definidas como críticas.

Caso más particular y limitado de los cuadros de mando son los generalmente denominados (17)

tableros de control, también descendentes, en los cuales una vinculación cuantitativa exacta entre los índices permite al gerente una inmediata identificación de causas (ver Figura 2).

La técnica de los tableros de control se basa en dos mecanismos de desagregación sucesiva:

- el de agrupación por suma y
- el de agrupación por multiplicación

ejemplo de "suma"

$$\frac{\text{No. empleados}}{\text{No. clientes}} = \frac{\text{No. emp. tec. prod.}}{\text{No. clientes}} + \frac{\text{No. emp. tec. com.}}{\text{No. clientes}} + \frac{\text{No. emp. adm.}}{\text{No. clientes}}$$

ejemplo de "multiplicación"

$$\frac{\text{kWh vendidos}}{\text{N}^\circ \text{ clientes}} = \frac{\text{kWh vendidos}}{\text{N}^\circ \text{ empleados}} \times \frac{\text{N}^\circ \text{ empleados}}{\text{N}^\circ \text{ clientes}}$$

consumo promedio esfuerzo de venta M criterio global de productividad X criterio gestión organización Y

donde: $M = X \cdot Y$ que es $Y = \frac{M}{X}$

$Y = M$ función hiperbólica equilátera X

útil para examinar, paramétricamente en el esfuerzo de venta (M), el comportamiento de la empresa, más productivo cuanto mayor X.

Partiendo del índice más general de la empresa, su

$$\text{rentabilidad global} = \frac{\text{utilidad explotación}}{\text{total del activo}}$$

el tablero de control de gerente general, por análisis de índices sucesivos (en el tiempo) y descendentes (en el tablero), puede determinar fácilmente las causas de un eventual retroceso. En la Figura 1 se expresa un ejemplo de lo dicho.

5.6 Los Análisis de Desviaciones

Vimos antes la importancia que, para un sistema de calidad total, tenía el estudio de variaciones.

En las empresas eléctricas, los análisis de desviaciones entre valores reales y presupuestados, para los diferentes centros de responsabilidad, permiten llenar este objetivo.

Con informaciones periódicamente obtenidas de las cuentas de resultados, estos análisis, en su forma más simple, permiten vincular los cuadros de mando con los presupuestos, a través del estudio de las diferencias que registran indicadores claves presupuestales convenientemente escogidos.

Un ejemplo de planilla de desviaciones va en Figura 3.

5.7 Las "Pesquisas" Gerenciales

Como ya se mencionara más atrás, hay problema que, no siendo fundamentalmente para la gestión de la empresa, es aconsejable, sin embargo, que estén en la mira del Gerente pues:

- o motivan la atención de la Dirección superior
- o son capaces de dañar, sin reales motivos, la imagen de eficiencia de la empresa.

Para evitar estas situaciones, el sistema de información debería poder suministrar datos, por ejemplo, sobre:

- solicitud de conexión de cliente más atrasada;
- solicitud de aumento de carga más atrasada;
- solicitud municipal de conexión de alumbrado público más atrasada;
- cantidad de cables de distribución fuera de servicio;

- cantidad de clientes con servicios interrumpidos por faltas en las redes;
- reparación de la distribución más atrasada y cantidad de clientes afectados por ella y
- muchas otras, según las realidades propias de cada empresa.

Convendrá asimismo que sea la propia secretaría de la gerencia la que tome a su cargo el seguimiento directo de estos asuntos. Se hará evidente así a toda la organización, a vía de ejemplo, que aún en problemas menores, el interés de la empresa está centrado en el cliente.

6. CONCLUSION

En el final de esta ya muy larga exposición, estamos nuevamente refiriéndonos al cliente. Y así debe ser, por cuanto el principio y el fin de toda empresa, mucho más si es pública, está en servir a la gente:

- satisfaciendo las necesidades del cliente en oportunidad, calidad, precio y servicio,
- pero también basando la organización en relaciones laborales orientadas hacia la gente, pues con un enfoque de "calidad total", la productividad y, por lo tanto, la eficiencia tienen como condición la confianza, la motivación y la voluntad, a todos los niveles, para hacer el trabajo bien y mejorarlo permanentemente.

Como tuviéramos oportunidad de expresar en el cierre del Primer Encuentro de Gestión Gerencial de la CIER en el pasado mes de noviembre en Buenos Aires,

"Si la facilidad de adaptación al perpetuo cambio es lo que, como a las personas, caracteriza a las cosas realmente vivas, es posible que, ya no más en el futuro valga aquello de que "algo tiene que cambiar para que todo siga como está", sino que:



Los procesos de modernización de las empresas (con privatización o sin ella o con diferentes grados de ella, según las realidades socio-económicas nacionales) deben ser reales y profundos. Validando el símil de la mujer del César:

LAS EMPRESAS NO SOLO DEBERAN CAMBIAR, SINO HACER EVIDENTES Y PALPABLES SUS ESFUERZOS DE MODERNIZACION

Puesto que, "si bien el cambio es condición necesaria de supervivencia en el mundo de hoy, quizás no llegue a ser condición suficiente, en la medida que sobrevivir puede implicar también, a través de activas relaciones públicas, tener bien informado al cliente del cuándo, dónde, cómo y porqué de lo que, en su propio beneficio, se hace sin pausa".

Sólo así, "Gobiernos y usuarios tendrán la absoluta certeza de que, nuevamente, como lo fuera en el pasado, las empresas

SON LOS ACTIVOS AGENTES QUE LOS PROCESOS DE DESARROLLO Y LA INMINENTE INTEGRACION DE MERCADOS REQUIEREN IMPRESCINDIBLEMENTE"

REFERENCIAS

1. Gildardo Aguilar Figueroa, "La Empresa como Centro Educativo Enfocado a Incrementar la Productividad", documento presentado en la LXVII RANE de ARPEL, Montevideo, noviembre de 1988.
2. APUAYE, Asociación de Profesionales Universitarios de Agua y Energía Eléctrica, editorial de la revista *Unica*, No. 53, Buenos Aires, marzo de 1991.
4. John T. Reeve, "La Auditoría Interna en el Año 2000" de *Internal Auditor*, febrero de 1990, republicada por la revista *Auditoría Interna*, No. 23, Madrid, julio-septiembre 1990.
5. Konosuke Matsushita, "Reflexiones, año 1979", reproducidas por la revista *Unica*, No. 51, Buenos Aires, septiembre de 1990.
6. Alberto Krygier, "El Gerente del Futuro", *Revista Electrotecnia*, No. 50, Caracas, enero de 1990.
7. Cecilia Arroyo y Gloria Denti, "Desarrollo Organizacional: Una Herramienta para la Mejora de la Productividad y la Calidad", *Líneas*, No. 24, Caracas, enero-febrero de 1990.
8. Cecilia Arroyo, "El Desarrollo Organizacional y los Procesos de Cambio", *Líneas*, No. 26, Caracas, mayo-junio de 1990.
9. PEVEN, Petróleos de Venezuela S.A., "Calidad Total en la Industria Petrolera, Petroquímica y Carbonífera de Venezuela", documento presentado en la LXVII RANE de ARPEL, Montevideo, noviembre de 1988, y parcialmente reproducido en el *Boletín CIER*, No. 213, junio de 1989.
10. Edison Román Matthey, Exposición en el Seminario Internacional sobre Gestión de Empresas Eléctricas ALAPE-IAE, Buenos Aires, septiembre de 1990 (Mesa Redonda: Organización Institucional del Sector Eléctrico), publicada en el *Boletín CIER*, No. 229, diciembre de 1990.
11. Jacques Combe, EDF, "Participación del Personal en la Dirección y en la Gestión de la Empresa", documento presentado en el Seminario Internacional sobre Gestión de Empresas Eléctricas, ALAPE-IAE, Buenos Aires, septiembre de 1990.
12. "La Medición de la Productividad y de la Calidad", *Líneas de ELECARG*, julio-agosto de 1988, reproducido en el *Boletín CIER*, No. 211, abril de 1989.
13. Konosuke Matsushita "Reflexiones para Tener en Cuenta", *Boletín CIER*, No. 232, mayo de 1991.
14. José L. Fernández Iparraguirre, "Un Modelo de Control Integral de Gestión", Seminario ICSA sobre Motivación y Actitudes Gerenciales Eficaces, UTE, Uruguay, febrero de 1979.
15. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, "El Control de Gestión en las Empresas del Sector Eléctrico", *Boletín ME*, Bogotá, julio-septiembre de 1990.
16. OLADE, "Indicadores de Desempeño para Evaluación de la Gestión Empresarial del Subsector Eléctrico en América Latina y El Caribe", documento presentado en el Seminario Internacional sobre Gestión de Empresas Eléctricas ALAPE-IAE, Buenos Aires, septiembre de 1990.
17. ICEL, "Los Tableros de Control", documento presentado en la VI Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Bogotá, noviembre de 1971.

FIGURA 1

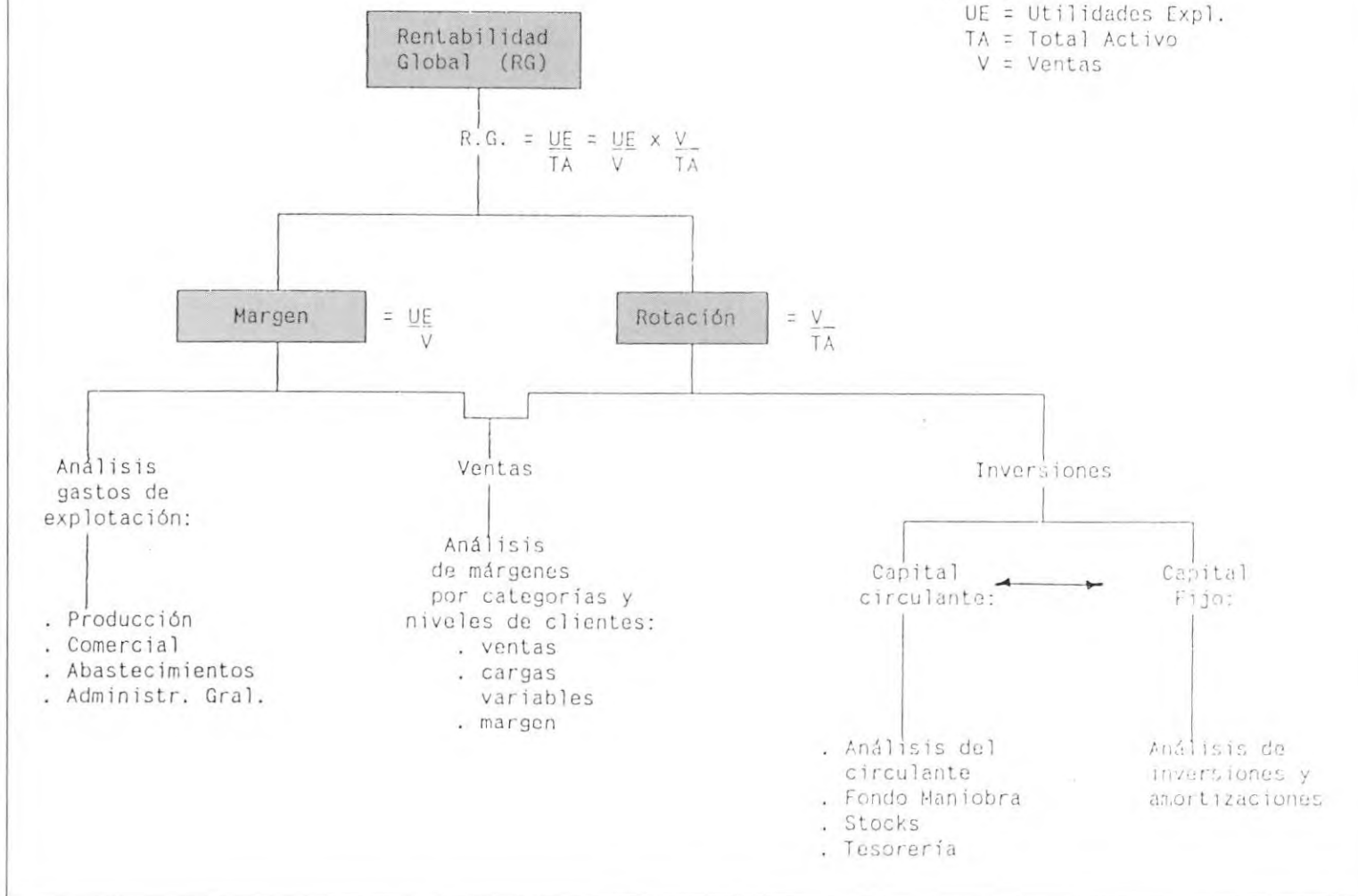
ESQUEMA PRIMEROS ESCALONES DE UN "CUADRO DE MANDO"

donde:

UE = Utilidades Expl.

TA = Total Activo

V = Ventas



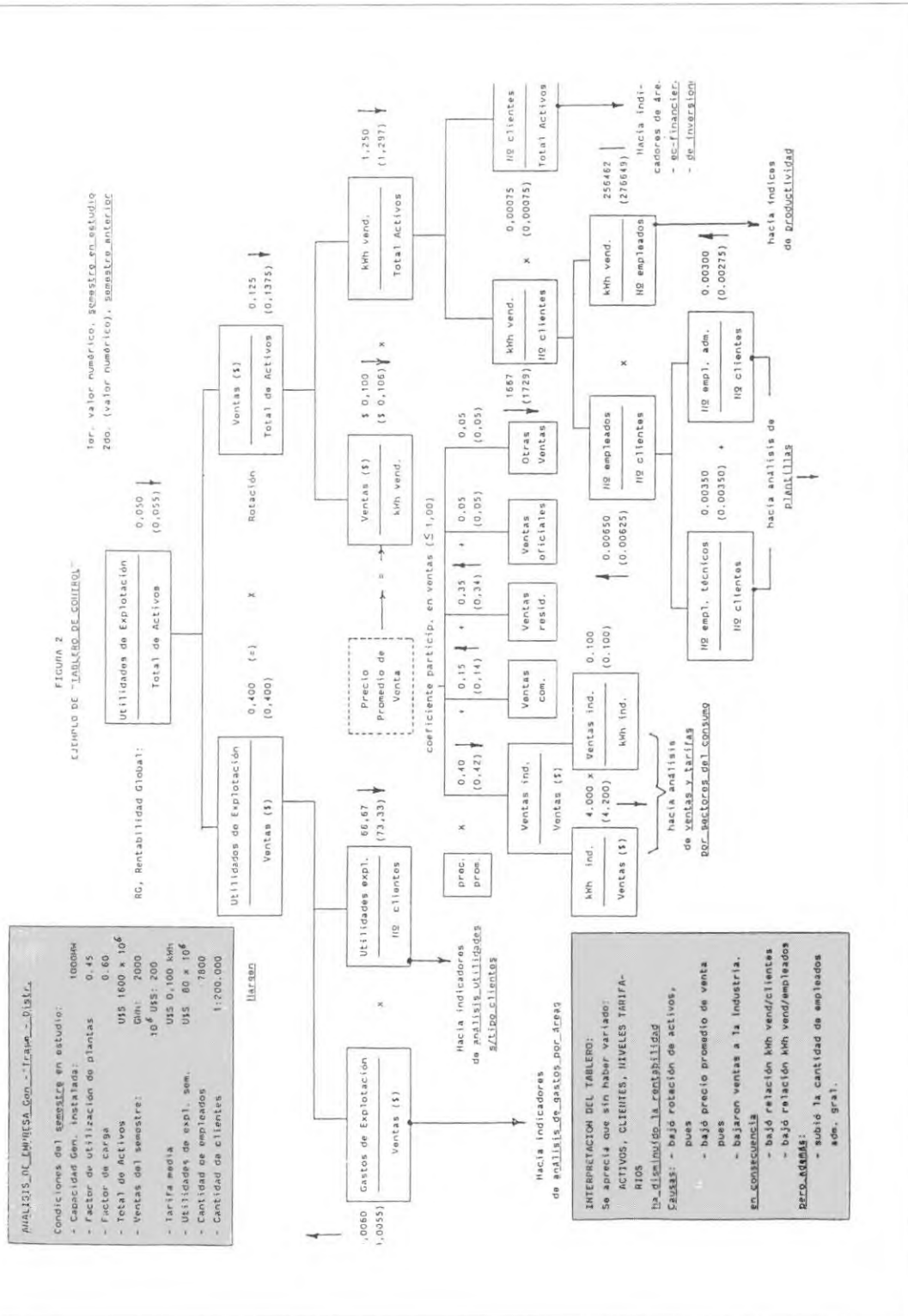


FIGURA 3

PLANILLA DE DESVIACIONES

P: Valor presupuestado o "standard"
R: Valor real

Concepto a vigilar: GWh vendidos a tarifa industrial							Año 1990					
Centro de responsabilidad: Comercial												
Trimestre	Período			Acumulado			(-)	0	(+)			
	P	R	Dif	P	R	Dif	▼	■	●	●	■	▼
1	500	435	- 65	500	435	- 65	▼					
2	750	610	- 140	1250	1010	- 240	▼					
3	600	720	+ 120	1850	1730	- 120		■				
4	450	535	+ 85	2300	2265	- 35			●			

Nota:

Se aprecia que, a la derecha y según el grado de desviación ($\leq 5\%$, $\leq 10\%$, $> 10\%$, por ejemplo) se grafica la variación:

- zona desviación normal.
- zona desviación alarma.
- ▼ zona desviación emergencia.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Definición de los Índices de Gestión CIER

A) ECONOMICO-FINANCIEROS

$$a_1) \text{ Liquidez corriente} = \frac{\text{Activo corriente (línea 3.16)}}{\text{Pasivo corriente (línea 3.33)}}$$

En la teoría financiera existe consenso en que esta relación indica cómo reaccionará la empresa ante sus obligaciones con sus recursos en el corto plazo. No obstante debe tenerse en cuenta, a medida que profundizamos el nivel de análisis, que no siempre se comparan tiempos homogéneos. Esta situación se presenta cuando las empresas del área no cuentan normalmente con créditos superiores al período operativo, mientras que la necesidad de financiar Inversiones en Activo Fijo hace necesaria la toma de obligaciones a largo plazo, de los cuales una proporción vence en el período considerado como límite para diferenciar el corto plazo.

En estos casos, resulta válido, en términos de homogeneizar la información brindada por un índice aplicado a empresas con distinta estructura líquida, la utilización de la siguiente relación:

$$a_2) \text{ Liquidez operativa} = \frac{\text{Activo Corriente} - (\text{Bs. Cambio} + \text{Créditos Mayores al Período Operativo})}{\text{Pasivo Corriente} - \text{Vencimientos mayores al período operativo}}$$

- Bienes de cambio = línea 3.13
- Período operativo = Período de Rotación de Créditos, según Índice N°5
- Crédito mayores al período operativo = Son aquellos montos de créditos integrantes del Activo Corriente que superan el período operativo determinado en el Índice N°5
- Vencimientos mayores al período operativo = Son aquellos vencimientos integrantes del Pasivo corriente que superan al período operativo determinado en el Índice N° 5

$$a_3) \frac{\text{Resultado de Explotación}}{\text{Base Tarifaria}}$$



Este índice mide la rentabilidad real de las inversiones destinadas al servicio, prescindiendo del origen de su financiación.

- Resultado de explotación = Línea 1.3 - (1.7 + 1.8 + 1.10)

Es el resultado del ejercicio, excluyendo ingresos y egresos ajenos a la explotación. En ningún caso se incluirá dentro de los resultados de explotación, la compensación, (para aquellas empresas que la tuvieren) de beneficios garantizados, no obtenidos por la tarifa.

- Base tarifaria = Línea 3.8+3.16-3.33

Estará constituida por las Inversiones destinadas al servicio o activo fijo en operación netos de depreciación o amortizaciones, más el monto del capital circulante necesario para la explotación.

Cómo se forma el capital circulante y que criterios se han utilizado para actualizar los valores del Activo Fijo.

a4) ENDEUDAMIENTO

$$\frac{\text{Pasivo total (línea 3.39-3.24)}}{\text{Activo total (línea 3.18)}}$$

Señala la proporción de obligaciones contraídas versus la totalidad de bienes y derechos de la empresa.

a5) MARGEN BRUTO

$$\frac{\text{Resultado de explotación (Línea 1.3-(1.7+1.8+1.10))}}{\text{Ventas de energía (línea 1.3)}}$$

- Esta relación indica el porcentaje de utilidad bruta que dejan las ventas.
- Resultado de explotación: Resultado del ejercicio excluyendo ingresos y egresos ajenos a la explotación.

- Ventas de energía: No deben considerarse otros ingresos o aquellos recargos fiscales, en los casos en que correspondiere, cuando la empresa funciona como agente de percepción.

a6) ROTACION DE CREDITOS

$$\frac{(\text{Créditos al inicio} + \text{Crédito al final})}{2} \times 365$$

Facturación del ejercicio

- Señala la cantidad de días en que se recuperarán los créditos por ventas. Este índice también es conocido como período de cobranza.
- Créditos al inicio: Montos adeudados a la empresa por facturación al comienzo del período (línea 3.14 al cierre del ejercicio anterior).
- Créditos al final: Idem al final del ejercicio (Línea 3.14 al cierre del ejercicio a estudio).
- Facturación del ejercicio: La suma de los ingresos anuales por concepto de ventas de energía incluyendo recargos fiscales e impuestos que estén facturados por la empresa eléctrica y que significan un valor retenido a verter al Tesoro nacional o Provincial o Estatal, como por ejemplo: Impuesto al Valor Agregado, Impuesto único a la energía, fondo energético, Impuestos municipales y provinciales, etc. (Línea 1.3+ Impuestos o recargos arriba indicados).

a7) CAPACIDAD DE REINVERSION

$$\frac{\text{Resultado de explotación-Intereses del capital propio activados+Depreciación}}{\text{Incremento de las inversiones en Activo Fijo}}$$

- Esta relación muestra la capacidad que tiene la generación interna de fondos de coparticipar en la financiación de proyectos en ejecución.
- Resultado de explotación: Resultado del ejercicio, excluyendo ingresos y egresos ajenos a la explotación. En ningún caso se incluirá dentro de los resultados de explotación, la compensación, para aquellas empresas que la tuvieron) de beneficios garantizados, no obtenidos por la tarifa.

(Línea 1.3-(1.7+1.8+1.10)

- Intereses del capital propio activados: Intereses que no generan desembolsos, calculados sobre el capital propio, capitalizados durante el ejercicio en inversiones en Activo Fijo.
- Depreciación: Línea 1.10
- Incremento de las inversiones en Activo Fijo: Monto de las inversiones en Activo fijo realizadas en el ejercicio menos intereses del capital propio activados.

a8) COBERTURA FINANCIERA

$$\frac{\text{Resultado de explotación-Intereses del capital propio activados + Depreciación}}{\text{Servicio de deuda}}$$

- Este índice refleja la participación de los fondos generados por la explotación en el servicio de la deuda.
- El numerador responde a las mismas definiciones del Índice N°6
- Servicio de la deuda: Amortización de préstamos, más intereses, más gastos de préstamos.

a9) RELACION OPERACIONAL

Gastos totales de explotación (línea 1.16)

Ingresos totales de explotación (línea 1.5)

- Esta relación muestra la incidencia de los gastos de explotación en los ingresos de explotación.
- A los efectos de análisis se deberá explicitar el monto de los gastos en combustibles (línea 2.32).

B) TECNICOS

b1) ENERGIA VENDIDA POR CLIENTES

Ventas totales en kWh (Línea 5.23 x 1.000)

$$1.1 = \frac{\text{Ventas totales en kWh (Línea 5.23 x 1.000)}}{\text{Número total de consumidores (Línea 5,12)}}$$

Ventas consumidores residenciales en KWh (línea 5.14 x 1.000)

$$1.2 = \frac{\text{Ventas consumidores residenciales en KWh (línea 5.14 x 1.000)}}{\text{Número de consumidores residenciales (línea 5.3)}}$$

Ventas consumidores industriales en kWh (Línea 5.16 x 1.000)

$$1.3 = \frac{\text{Ventas consumidores industriales en kWh (Línea 5.16 x 1.000)}}{\text{Número de consumidores industriales (Línea 5.5)}}$$

- Número de consumidores: Es la cantidad promedio mensual de los consumidores, contados regularmente en cada mes del año contable.

B2) PRODUCTIVIDAD ENERGIA VENDIDA POR AGENTE

Ventas totales en kWh (Línea 5.23x1.000)

Número de agentes (Línea 7.9)



- Número de agentes: Es el número promedio de trabajadores en cada departamento, incluyendo los empleados temporales y los contratados por terceros, sobre base horas-hombre totales en el año, dividida por las horas anuales que debe trabajar un empleado. (O en su defecto, el promedio anual).

b3) CLIENTES POR AGENTE

$$\frac{\text{N}^\circ \text{ total de clientes (Línea 5.12)}}{\text{N}^\circ \text{ total Agentes (Línea 7.9)}}$$

b4) FACTOR DE CARGA

$$\frac{\text{Demanda media anual en MW}}{\text{Demanda máxima anual en MW}}$$

- Demanda media Anual en MW: Cociente entre el total Neto Energía Generada y Recibida anual (Línea 6.16) expresado en MWh y las 8.760 horas del año.

O sea

$$\frac{\text{Línea 6.16} \times 1.000}{(8.760)}$$

- Demanda máxima anual en MW: Línea 8.27

b5) CONSUMO ESPECIFICO

$$\frac{10^6 \text{ kilo calorías consumidas}}{\text{Energía térmica generada en GWh}}$$

- 10⁶ kilo calorías consumidas: Se utilizarán los valores específicos del poder calorífico de cada combustible consumido, explicitando cada uno de ellos en el cuadro existente en tipo de combustible y Consumo-Líneas 9.1 a 9.10.

- Consumo específico: Relación entre 10⁶ kilo calorías consumidas y energía Térmica generada en GWh, ambos valores correspondientes a Totales-Línea 9.11.

b6) INDICADORES DE EQUIPAMIENTO

6.1) Capacidad Instalada por cliente

$$\frac{\text{Watts (8.26)}}{\text{N}^\circ \text{ Clientes (5.12)}} \times 1000$$

6.2) Redes de Distribución por Cliente

$$\frac{\text{Metros (10.5+10.9)}}{\text{N}^\circ \text{ Clientes (5.12)}} \times 1000$$

6.3) Capacidad Transformadores Distribución por Cliente

$$\frac{\text{VA (10.23)}}{\text{N}^\circ \text{ Clientes (5.12)}} \times 1000$$

b7) DENSIDADES

$$\text{7.1) Densidad de Clientes} = \frac{\text{N}^\circ \text{ Clientes (5.12)}}{\text{Km}^2 \text{ (10.28)}}$$

$$\text{7.2) Densidad de Carga} = \frac{\text{kVA (10.23)}}{\text{km}^2 \text{ (10.28)}}$$

b8) Índice de electrificación -(%)

$$\frac{\text{Población con Servicio Eléctrico (10.26)}}{\text{Población Total del área Servida (10.27)}} \times 100$$

Indicadores de Gestión Financiera OLADE

Con los indicadores financieros que se van a especificar, se busca medir la vulnerabilidad de la estructura financiera básica de una entidad eléctrica, el rendimiento de sus activos en servicio y la capacidad de endeudamiento que posea.

Los indicadores financieros que se han definido son los siguientes:

- Solvencia
- Liquidez
- Rentabilidad
- Independencia financiera
- Margen operativo
- Contribución a la inversión
- cobertura de la deuda

A. SOLVENCIA FINANCIERA (SF)

Este indicador posibilita medir la capacidad de la entidad eléctrica para cubrir sus deudas con vencimientos en plazos menores a un año.

Del activo corriente y acumulado, se resta los inventarios, pues no solamente que los inventarios eléctricos no son fácilmente realizables (vendibles), sino que los mismos sirven para cubrir las necesidades de la operación e incluso de la expansión de la empresa. A su vez del pasivo corriente y acumulado se restan los depósitos de abonados, ya que tales depósitos no constituyen compromisos de devolución en el corto plazo.

B. LIQUIDEZ FINANCIERA (LF)

Con este indicador se valora más rigurosamente la capacidad de la empresa para cubrir sus obligaciones cotidianas.

C. RENTABILIDAD (R)

Mediante este indicador se mide el rendimiento económico de la entidad. Para el sector eléctrico se reconocen dos tipos de indicadores de rentabilidad, la del Patrimonio y la de la Inversión Inmovilizada.



C1) Rentabilidad del Patrimonio (RP)

Con este indicador se mide en un ejercicio económico, lo que la inversión efectuada por los dueños de la entidad (accionistas) ha rendido.

Patrimonio Neto

Se entiende como tal la suma del Patrimonio en libros más las reservas por revalorización capitalizadas restando el superavit total del ejercicio.

c2) Rentabilidad de la Inversión Inmovilizada (RI)

Este indicador mide el rendimiento de los bienes puestos en servicio u operación, sin tomar en cuenta el origen de su financiamiento. Normalmente estos bienes conforman la denominada Base Tarifaria, que está compuesta por el valor anual promedio de los activos fijos netos en servicio.

En algunos casos se agrega al valor anterior, el denominado Capital de Trabajo de Explotación, que esta constituido por un porcentaje de los gastos de explotación directos del año en ejercicio.

D) INDEPENDENCIA FINANCIERA (IF)

Con este indicador se analiza la utilización dada a la inversión efectuada por los accionistas de la empresa, posibilitando inclusive determinar oportunamente la conveniencia o necesidad de reforzar el patrimonio.

Patrimonio Total

Se incluye el superavit total del Ejercicio

E) MARGEN OPERATIVO (MO)

Este indicador establece la relación entre los gastos de explotación directos y los ingresos por venta de energía. Su valoración en una serie de

tiempo, posibilita establecer la rapidez de crecimiento relativa de dichos valores, y en consecuencia concluir si son o no necesarios ajustes a los precios de la energía (tarifas eléctricas)

F) CONTRIBUCION A LA INVERSION (CI)

Este indicador valoriza la parte de las inversiones anuales a realizar por parte de la entidad eléctrica, que son financiadas con los excedentes netos de explotación luego de haber cubierto el servicio de la deuda, lo cual constituye la autogeneración de fondos neta.

Apropiaciones Contables

Son la suma de: gastos de depreciación anual de activos revalorizados+ provisión para cuentas incobrables y gastos de amortización de diferidos.

G) COBERTURA DE LA DEUDA (CD)

Con este indicador se establece la mayor o menor capacidad de pago del servicio de la deuda que tiene una entidad eléctrica, para lo cual establece el número de veces que los recursos autogenerados totales permiten cubrir el servicio de la deuda. Esto es un indicador en el que es particularmente importante valorar series históricas y previsionales de datos, para establecer lo adecuado o no de los programas de endeudamiento definidos en un esquema de financiamiento dado.

1. INDICADORES DE GESTION COMERCIAL Y GERENCIAL

Con estos indicadores se procura analizar tanto la gestión mercantil de la entidad eléctrica, como la capacidad de los directivos y ejecutivos superiores de la empresa de alcanzar los objetivos de coyuntura y estructurales de la misma.

Los indicadores definidos para esta gestión son los siguientes:

- Grado de cumplimiento de las resoluciones superiores.
- Programación y ejecución presupuestaria
- Atención al cliente
- Ventas y recaudación
- Recursos humanos

Para la valoración de estos indicadores se han especificado diversos índices o relaciones que evalúan aspectos de detalle de cada tópico.

A) GRADO DE CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES SUPERIORES

El análisis de estos cumplimientos constituye un recurso simple y expedito para que el cuerpo de directores o accionistas (BOARD), puedan controlar de primera mano la gestión cumplida por el gerente de la empresa y los gerentes o directores de área. Es evidente que tal análisis deberá considerar la complejidad intrínseca, y la importancia de cada una de esas resoluciones.

B) PROGRAMACION Y EJECUCION PRESUPUESTARIA

El presupuesto anual de una entidad eléctrica, es o debe ser utilizado como una herramienta de gestión, ya que en forma explícita o implícita contiene diversos objetivos y metas que debe cumplir la empresa en sus diferentes niveles y con un carácter obligatorio.

Igualmente el presupuesto es una herramienta de gestión, pues contiene parámetros cuyas previsiones y control corresponde a diferentes órganos de la entidad, con lo cual es relativamente sencillo comprobar el desempeño cumplido en las diferentes categorías o funciones jerárquicas, y determinar si las diferencias entre lo previsto y lo ejecutado, obedecen a causas como: desvíos en las previsiones y asignaciones de recursos, inadecuada utilización operacional de los recursos, alteraciones en el nivel de actividad de la empresa, etc.

La evaluación debe incluir los tres tipos de presupuestos que normalmente emplean las empresas del subsector eléctrico: de explotación, de inversión y de caja.

C) ATENCION AL CLIENTE

Dentro de la actividad comercial de la empresa, es indispensable que la atención que se brinde al cliente, debe constituir una de las más importantes preocupaciones de directivos y funcionarios de la entidad, no solamente porque son los clientes quienes contribuyen importantemente a sostener la empresa, sino que al mismo tiempo son los que hacen opinión y valoran en forma preliminar la gestión de la empresa, contribuyendo a realizar o empeorar la imagen de la misma.

Para el análisis de este indicador se han definido dos índices: cubrimiento del mercado y tasa de reclamos.

c1) Cubrimiento del Mercado (CM)

Este índice define el nivel de atención a las solicitudes de conexión o reubicación que efectúen los clientes.

c2) Tasa de Reclamos (TR)

Valoriza el tipo de servicio brindado a los abonados, en función de los reclamos mensuales que éstos presenten sobre diferentes tópicos de la prestación (facturas, mediciones, etc.).

D) VENTAS Y RECAUDACION

Es uno de los más explícitos indicadores de gestión de la actividad comercial, pues valora la eficiencia de la actividad mercantil, tanto desde el punto de vista interno de la empresa, como en el relacionamiento con el usuario. Se han establecido seis índices para valorarlo: Pérdidas de energía, Calidad de la facturación, Eficiencia operacional, Período medio de cobranza, Eficiencia recaudadora e Incidencia de la cartera vencida.



D1) Pérdidas de energía (PE)

Establece la energía disponible que no puede ser colocada en el mercado, y en consecuencia, facturada, sea por causas técnicas o por causales comerciales (fraudes, medidores defectuosos, no facturación, etc.)

El tema de las pérdidas constituye un tópico de relevante importancia, pues su control podrá evitar un drenaje innecesario de recursos, que en la situación de crisis financiera que afecta al subsector eléctrico, constituirá un aporte importante a su solución. La trascendencia del asunto, ha inducido a que se hayan establecido para su control, programas de asistencia financiera por parte de organismos multilaterales de crédito, análisis técnico-económicos como el desarrollado por OLADE para estructurar un manual de control de las pérdidas a ser empleado por los países de la región, etc.

D2) Calidad de la Facturación (F)

Relaciona las planillas que deben ser refacturadas por diversas causas y el número total de planillas emitidas.

D3) Eficiencia Operacional (EO)

Mide la relación existente entre los ingresos facturados y el valor de los gastos directos de explotación. Naturalmente que este indicador tiene doble finalidad: i) Medir si los egresos operacionales guardan proporción con lo que se factura mensualmente; y, ii) Establecer si los ingresos facturados son adecuados, lo cual tiene que ver tanto con el tipo de mercado que se sirva, como con los niveles tarifarios que se estén aplicando.

D4) Período medio de Cobranza (PC)

Evalúa los resultados de las acciones aplicadas para facturar en el menor tiempo posible la energía suministrada al cliente.

D5) Eficiencia recaudadora (ER)

Establece la relación existente entre los valores efectivamente recaudados frente a la facturación total.

D6) Incidencia de la cartera vencida (CV)

Este índice es de importancia por la realidad que viven los entes eléctricos de la región, en la cual diversos tipos de abonados (preferentemente oficinas gubernamentales y otros entes de servicios públicos), no cancelan sus planillas de consumo, y la posibilidad de cobrarles por instrumentos habituales de presión no son posibles de aplicar, y tampoco cortarles el servicio. Su valoración se la realiza comparando la cartera vencida contra el saldo de la cuenta de abonados.

Por la evidente discrepancia que se podría producir en estos tres últimos índices, sería necesario calcularlos por separado para abonados del sector privado y para abonados del sector público, pues el manejo de esta gestión tiene características diferentes según el tipo de abonado que se trate.

E) RECURSOS HUMANOS

Este indicador es igualmente sustantivo, pues relaciona uno de los bienes más preciados de la entidad, sus funcionarios y técnicos, con las actividades y características físicas de la misma. Se han definido seis índices para valorarlo: energía facturada por empleado, Número de clientes por empleado, Antigüedad media del personal, Estabilidad media del personal, tasa de ausentismo, incidencia del ausentismo.

E3) Antigüedad Media del Personal (AP)

Con este índice se puede medir la experiencia media del personal que labora en las diferentes actividades funcionales de la entidad, y en los diferentes niveles jerárquicos (ejecutivos, técnicos, operacionales y de apoyo). Por esta

razón su valoración debe hacerse por separado para cada uno de los niveles mencionados. Este índice posibilita definir adicionalmente, las necesidades de capacitación que sean menester para el personal.

La antigüedad total considera los años laborados en la empresa más los años laborados en otras entidades en funciones equivalentes.

E4) Estabilidad Media del Personal (EP)

Según lo indica el nombre, este índice establece un número que valora si la empresa logra mantener a su personal por tiempos relativamente importantes o si por el contrario los remueve en períodos cortos de tiempo.

E5) Tasa de ausentismo (TA)

Este índice define la dedicación del personal a su trabajo en función del tiempo laborable asignado.

E6) Incidencia del Ausentismo (IA)

Este índice valora financieramente el costo del ausentismo en relación al costo total de la mano de obra.

Se desea recalcar que estos cuatro últimos índices deben ser calculados por separado para los diferentes niveles indicados.

2. INDICADORES DE GESTION TECNICA (CALIDAD DEL SERVICIO)

Eventualmente es posible encontrar criterios que relacionan los indicadores de gestión técnica como representativos de la calidad de servicio que brinde una entidad eléctrica, lo cual refleja una apreciación que podría llamarse ingenieril, pues se utiliza aspectos como las interrupciones de servicio, las fallas en transformadores, las fluctuaciones de voltaje, etc., como indicadores relevantes del tipo de serviciobrandado.

Reconociendo que lo anterior es una apreciación parcial e incompleta, se debe aceptar que los indicadores técnicos permiten valorar el funcionamiento de las instalaciones físicas destinadas a la producción, transporte y distribución del fluido eléctrico, tanto en lo relativo a la "confiabilidad" del servicio (continuidad, fluctuaciones de tensión y frecuencia), como a la "eficiencia" del mismo (desempeño económico).

En consecuencia se plantean indicadores que valoran los dos tópicos mencionados para cada una de las etapas funcionales del servicio. Conviene recalcar que para transmisión se consideran los sistemas con voltajes superiores a 69 KV (138, 230, 340 KV, etc.) para subtransmisión voltajes sobre 22 KV y hasta 69 KV (34.5, 46, 69 KV) y para distribución voltajes iguales o inferiores a 22 KV (22, 13.8, 6.9 KV) y baja tensión; igualmente o inferiores a 22 KV (22, 13.8, 6.9 KV) y baja tensión; igualmente es conveniente analizar por separado las líneas y las subestaciones, por las particularidades propias que poseen dichos equipamientos, y se lo deberá tratar sin desglose solamente en el caso que la empresa los maneje como un todo.

A) GENERACION (CONFIABILIDAD)

Este indicador será evaluado a través de los siguientes índices: Degradación de la capacidad de punta, Indisponibilidad programada, indisponibilidad forzada, margen de reserva operativa, factor de planta y energía no servida por fallas.

A1) Degradación de la Capacidad de Punta (DCP)

Este índice permite valorar la capacidad máxima que pueden generar las unidades, comparada con sus valores nominales de placa. En la medida que este resultado sea menor que un valor considerado como mínimo aceptable, entonces posibilitará concluir que es necesario un mantenimiento mayor a una rehabilitación de



la unidad. Es de aclarar que en el caso de las centrales térmicas, deberá corregirse la capacidad de placa considerándose las pérdidas por la altura.

Para aquella circunstancia en la que una unidad no hay sido requerida para generar en las horas de punta por constituir un grupo de reserva, debe especificarse esta circunstancia y colocar la capacidad disponible en el numerador de la expresión.

A2) Indisponibilidad programada (IP)

Valoriza que parte del año las unidades han estado en imposibilidad de generar por haber estado sometidas a trabajos de mantenimiento preventivo. Si los valores obtenidos son muy altos, puede significar que es necesario realizar un mantenimiento mayor o en su defecto, poner definitivamente fuera de servicio a este equipamiento por obsolescencia económica.

A3) Indisponibilidad Forzada (IF)

Es equivalente al índice anterior pero para casos de mantenimiento imprevisto por fallas (correctivo). Si los resultados de este índice son altos, acompañado de disminución de los niveles de rendimiento, estaría señalado que se requeriría mayores mantenimientos programados, y efectuar mantenimientos mayores y/o rehabilitaciones.

A4) Margen de Reserva Operativa (MRO)

Con este índice se determina la reserva de potencia que el sistema dispone para atender aspectos técnicos como regulación de frecuencia y voltaje, cubrir déficits producidos por salidas de servicio por fallas y por subestimaciones en los requerimientos del mercado (demanda).

A5) Factor de Planta (FDP)

Establece el porcentaje de tiempo en el cual una unidad o central estuvo generando a plena carga. Para este índice es conveniente tener diferentes

grados de desagregación así: por grupo, por central, por tipo de central (térmica e hidroeléctrica) y para el total del equipamiento en generación.

A6) Energía no servida por Falla (EP)

Indica la energía en horas de punta que no ha podido suministrarse por fallas en generación; es necesario que complementariamente a este cálculo, se especifique si tales fallas produjeron racionamiento del servicio, o en su defecto valorarse el costo que ha involucrado el hacer generar marginalmente a una determinada central para cubrir la falla señalada.

B) GENERACION (EFICIENCIA)

Para este indicador se han definido los siguientes índices: pérdidas operativas, consumos propios, consumos específicos de centrales térmicas, poder calórico del combustible, tasa media de calor, reservas de combustible, eficiencia de la operación de embalses, costo unitario de la generación, energía generada por empleado.

B1) Pérdidas operativas por errores de operación (PO)

Cuantifica la cantidad de energía que por errores de operación no pudo generarse y entregarse en función de lo que debía haberse generado en total. Este índice posibilita estructurar información estadística, de cuyo análisis se desprenda que dichos errores se deben a falta de capacitación o experiencia de los operadores, o si los equipos auxiliares (comunicaciones, telemedidas, etc.), requieren mejorarse.

B2) Consumos Propios (CP)

Valoriza el uso interno o auxiliar de energía que los equipamientos de generación emplean en su funcionamiento.

Valores excesivos pueden representar problemas de diseño o de inadecuación del equipamiento al mercado.

B3) Consumo específico de centrales térmicas (CET)

Determina en el tiempo la evolución que experimenta el consumo de combustibles de una central térmica, en relación al consumo establecido según diseño o valor de placa, su utilización radica en que se puede valorar las pérdidas en eficiencia que va sufriendo una central sea por el desgaste normal, o por daños que una vez reparados alteran el rendimiento original. Los datos se registran normalmente en forma mensual por razones obvias de operación, sin embargo estas valoraciones pueden hacerse anualmente.

B4) Poder calórico de combustibles (PCC)

Establece un parámetro de comparación y valoración del cambio que puede experimentar la eficiencia de una central térmica, por eventuales variaciones de la calidad del combustible. Tal valoración posibilita adoptar decisiones sobre mantenimientos o rehabilitaciones más frecuentes, lo cual obviamente encarece la operación.

B5) Tasa media de Calor (TMC)

Con este índice se establece el rendimiento de la energía.

B6) Reservas de Combustible (PC)

Determina los días equivalentes dentro de un mes, para los cuales se dispone combustible para la generación de plantas térmicas. Este valor debe ser el adecuado y necesario, pues valores pequeños comprometerían la confiabilidad operativa de las unidades, mientras que valores grandes puede resultar antieconómicos dentro de una operación normal.

B7) Eficiencia de la operación de embalses (EOE)

Este índice es de importancia y utilidad en la mayoría de los países de la región, en los cuales

los sistemas de generación son preferentemente hidráulicos; y tiene por objetivo el analizar si los embalses del sistema están siendo operados en forma eficiente, incluyendo en este análisis las implicaciones que en el mediano y largo plazo tienen las decisiones operativas que hoy se adopten.

La generación anual optimizada (teórica) debe ser proporcionada por las áreas que efectúen las simulaciones de la operación de embalses y sus centrales, considerando los caudales reales medios mensuales y partiendo del nivel inicial del embalse.

B8) Costo Unitario de la Generación (CUG)

Valora los costos totales de explotación de la generación (costos directos + depreciación anual - combustible) por unidad de energía generada.

B9) Energía Generada por empleado de Generación (EE)

Relaciona la cantidad de energía generada en función del número de empleados asignados a la generación.

C) LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA (CONFIABILIDAD)

Este indicador será evaluado con los siguientes índices: Número de interrupciones, duración de las interrupciones, carga perdida por interrupciones, energía no servida por interrupciones. Todo lo anterior analizado cada tipo de circuito.

C1) Número Interrupciones de Circuitos (IC)

Donde (i) es el indicador del nivel de tensión, y (N) es un amplificador para que la respuesta se lo de por ejemplo: "por cada 100 km de circuito".



A partir de este índice, no se efectuarán explicaciones específicas porque los índices son equivalentes a los indicados para generación.

C2) Duración de las Interrupciones (DI)

Tiempo Anual que el Circuito (i) estuvo interrumpido.

C3) Carga Perdida por Interrupciones (CP)

Carga media anual del circuito estimada en horas de máxima demanda.

D) LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA (EFICIENCIA)

Se considerarán tres índices: Pérdidas en circuitos, tiempo de mantenimiento y distancia de líneas por empleado asignado a la etapa de transporte.

E) SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION (CONFIABILIDAD)

Para este indicador se tienen establecidos cuatro índices, a saber: Número de fallas de transformadores, Duración de las fallas de transformadores, carga perdida por fallas de transformadores y energía no servida por fallas de transformadores.

E1) Número de Fallas de Transformadores (FT)

(K) es el indicador del tipo y/o capacidad del transformador y (N) un amplificador para que la respuesta se de por ejemplo "por cada 10 transformadores de 50 MVA".

F) SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION (EFICIENCIA)

Se tienen definidos tres índices para valorar estos indicadores: pérdidas medias en subestaciones, tiempo de mantenimiento y capacidad de subestaciones por empleado.

Definición y Descripción de Indices Empresariales

INDICES DE GESTION EMPRESARIAL (ECONOMICO-FINANCIEROS Y TECNICOS DE CIER)

C I E R

a) ECONOMICO-FINANCIEROS

$$a_1) \text{ Liquidez} = \frac{\text{Activo corriente}}{\text{Corriente Pasivo corriente}}$$

$$a_2) \text{ Liquidez} = \frac{\text{Activo Corriente} - (\text{Bienes de cambio} + \text{Créditos mayores al Período operativo})}{\text{Operativa Pasivo Corriente} - \text{Vencimientos Mayores al Período Operativo}}$$

$$a_3) \text{ Rentabilidad} = \frac{\text{Resultado de Explotación}}{\text{Base Tarifaria}}$$

$$a_4) \text{ Endeudamiento} = \frac{\text{Pasivo total}}{\text{Activo total}}$$

$$a_5) \text{ Margen Bruto} = \frac{\text{Resultado de Explotación}}{\text{Venta de energía}}$$

$$a_6) \text{ Rotación de Créditos} = \frac{(\text{Créditos al inicio} + \text{Créditos al Final}) / 2}{\text{Facturación del ejercicio}} \times 365$$

$$a_7) \text{ Capacidad de Reinversión} = \frac{\text{Resultado de Explotación} - \text{Intereses del Capital Propio activados} + \text{Depreciación}}{\text{Incremento de las inversiones en Activo Fijo}}$$

$$a_8) \text{ Cobertura financiera} = \frac{\text{Resultado de Explotación} - \text{Intereses del Capital Propio activados} + \text{Depreciación}}{\text{Servicio de deuda}}$$

$$a_9) \text{ Relación Operacional} = \frac{\text{Gastos Totales de Explotación}}{\text{Ingresos Totales de Explotación}}$$



INDICES DE GESTION EMPRESARIAL (ECONOMICO-FINANCIEROS Y TECNICOS DE CIER)

C I E R

b) TECNICOS

b₁) Energía vendida por Clientes

$$1.1 = \frac{\text{Ventas Totales en kWh}}{\text{N}^\circ \text{ Total Consumidores}}$$

$$1.2 = \frac{\text{Ventas Consumidores Residenciales en kWh}}{\text{N}^\circ \text{ Consumidores Residenciales}}$$

$$1.3 = \frac{\text{Ventas Consumidores Industriales en kWh}}{\text{N}^\circ \text{ Consumidores Industriales}}$$

b₂) Productividad

$$\text{Energía Vendida por Agente} = \frac{\text{Ventas Totales en kWh}}{\text{N}^\circ \text{ de Agentes}}$$

$$b_3) \text{ Relación Clientes Agente} = \frac{\text{N}^\circ \text{ Clientes}}{\text{N}^\circ \text{ Agentes}}$$

$$b_4) \text{ Factor de Carga} = \frac{\text{Demanda Media Anual en MW}}{\text{Demanda Máxima Anual en MW}}$$

$$b_5) \text{ Consumo Específico} = \frac{10^6 \text{ calorías}}{\text{GWh}}$$

b₆) Indicadores de Equipamiento

$$\text{Capacidad Instalada por Cliente} = \frac{\text{Watts}}{\text{N}^\circ \text{ clientes}}$$

$$\text{Redes de Distribución por Cliente} = \frac{\text{Metros}}{\text{N}^\circ \text{ Clientes}}$$

$$\text{Capacidad Transformadores Distribución por Cliente} = \frac{\text{VA}}{\text{Cliente}}$$

b₇) Densidades

$$\text{Densidad de Clientes} = \frac{\text{N}^\circ \text{ Clientes}}{\text{km}^2}$$

$$\text{Densidad de Carga} = \frac{\text{kVA}}{\text{km}^2}$$

$$b_8) \text{ Índice de Electrificación } (\%) = \frac{\text{Población con Servicio Eléctrico}}{\text{Población Total del Area Servida}} \times 100$$

INDICES DE GESTION FINANCIERA, DE GESTION COMERCIAL Y GERENCIAL, Y DE GESTION TECNICA DE OLADE

OLADE

INDICES CALCULADOS POR CIER

* INDICES QUE SE PUEDEN CALCULAR CON DATOS DE CIER

a) INDICES DE GESTION FINANCIERA

A Solvencia financiera = $\frac{\text{Activos Corrientes-Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes-Depósitos de Abonados}}$

* B Liquidez Financiera = $\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes-Depósito de Abonados}}$

* C) Rentabilidad

C₁) Rentabilidad del Patrimonio = $\frac{\text{Superavit Total del Ejercicio}}{\text{Patrimonio Neto}}$

C₂) Rentabilidad e la Inversion Inmovilizada = $\frac{\text{Beneficio Neto de Explotación}}{\text{Base Tarifaria}}$

* D Independencia Financiera = $\frac{\text{Patrimonio Total}}{\text{Activo Total-Disponibilidades}}$

E Margen Operativo = $\frac{\text{Gastos Directos de Explotación}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}}$

* F Contribución a = $\frac{\text{Beneficio neto de Exportación + Apropiações Contables - Servicio de Deuda}}{\text{Inversiones Anuales a Realizar}}$

G Cobertura dela = $\frac{\text{Beneficio Neto de Explotación + Apropiações Contables}}{\text{Valor Anual del Servicio de Deuda}}$



- ° **INDICES QUE NO SE TIENEN DATOS BASICOS EN CIER**
- b) INDICADORES DE GESTION COMERCIAL Y GERENCIAL**
- °A Grado de Cumplimiento de Resoluciones Superiores
- °B Programación y Ejecución Presupuestaria
- °C) Atención al Cliente
- C₁) Cubrimiento del Mercado =
$$\frac{\text{N}^\circ \text{ de Nuevos Abonados} + \text{Abonados Reubicados}}{\text{N}^\circ \text{ Total de Solicitudes}}$$
- C₂) Tasa de Reclamos =
$$\frac{\text{N}^\circ \text{ de Reclamos Mensuales}}{\text{N}^\circ \text{ de Total de Consumidores}}$$
- ° D) Ventas y Recaudación
- *D₁) Pérdidas de =
$$\frac{\text{Energía Disponible} - \text{Energía Facturada} - \text{Autoconsumos}}{\text{Energía Disponible}}$$
- D₂) Calidad de la Facturación =
$$\frac{\text{N}^\circ \text{ Planillas Refacturadas}}{\text{N}^\circ \text{ Total de Planillas Emitidas}}$$
- *D₃) Eficiencia Operacional =
$$\frac{\text{Ingresos por Facturación Total}}{\text{Gastos Totales Directos de Explotación}}$$
- *D₄) Período Medio de cobranza =
$$\frac{(\text{Saldo Cuenta Abonados al inicio} + \text{Saldo Cuenta Abonados al Final}) / 2 \times 365}{\text{Facturación Total del Ejercicio}}$$
- D₅) Eficiencia Recaudadora =
$$\frac{\text{Valores Anuales Recaudados}}{\text{Valores Anuales Facturados}}$$
- D₆) Incidencia de la Cartera Vencida =
$$\frac{\text{Saldo de Cartera Vencida}}{\text{Saldo de Cuenta de Abonado}}$$
- E) Recursos Humanos
- E1) Energía Facturada por Empleado =
$$\frac{\text{Energía Anual Facturada}}{\text{Número Medio de Empleados}}$$
- E2) No. de Clientes por empleado =
$$\frac{\text{Número Medio de Clientes}}{\text{Número Medio de Empleados}}$$
- E3) Antigüedad Media del Personal =
$$\frac{\text{Suma de Antigüedades Totales}}{\text{No. Medio de empleados}}$$

E₄) Estabilidad Meida del Personal = $\frac{\text{Contrataciones Anuales} + \text{Renunicas y Despidos Anuales}}{2 \times \text{N}^\circ \text{ Total de empleados Promedio al año}}$

E₅) Tasa de Ausentismo = $\frac{\text{N}^\circ \text{ de Horas no trabajadas}}{\text{N}^\circ \text{ de Horas laborables}} = \text{TA}$

E₆) Indicadores del Ausentismo = (1-TA). Costo Total Mano de Obra

c) INDICADORES DE GESTION TECNICA (CALIDAD DEL SERVICIO)

°A) Generación (Confiabilidad)

A₁) Degradación de la Capacidad de Punta = $\frac{\text{Potencia Máxima Generada}}{\text{Capacidad Nominal de Placa}}$

A₂) Indisponibilidad programada = $\frac{\text{Horas Anuales Fuera de Servicio por Mantenimiento Preventivo}}{8.760 \text{ horas/año}}$

A₃) Indisponibilidad forzada = $\frac{\text{Horas Anuales Fuera de Servicio por Mantenimiento Correctivo}}{8.760 \text{ horas/año}}$

A₄) Margen de Reserva Operativa = $\frac{\text{Reserva Operativa Total de Punta}}{\text{Carga Máxima de Potencia Anual}}$

A₅) Factor de Planta = $\frac{\text{Energía Anual Generada (MWh)}}{8760 \times \text{Carga Media Horaria Máxima Anual de Potencia (MW)}}$

A₆) Energía no Servida por Falta = Horas Fuera de Servicio por Mantenimiento Correctivo x carga máxima anual

B) Generación (Eficiencia)

B₁) Pérdidas operativas por Errores de Operación = $\frac{\text{Energía no generada debido a errores de operación}}{\text{E. afectivamente generada} + \text{E. no generada por errores}}$

B₂) Consumos Propios = $\frac{\text{Consumos Internos y Anexos de la Central por Año}}{\text{Generación Bruta Anual de la Central}}$

B₃) Consumo específico de Centrales Térmicas = $\frac{\text{Consumo Específico Medio Mensual (galones/mes)}}{\text{Consumo Específico Nominal de diseño (galones/Kwh)}}$

B₄) Poder calórico de combustibles = $\frac{\text{Poder Calórico Medido (Kcal/Kwh)}}{\text{Poder Calórico Especificado (Kcal/Kwh)}}$

B₅) Tasa Media de Calor = $\frac{\text{Combustible Usado (galones)} \times \text{Calor Específico}}{\text{Energía generada-Auto Consumo de la Unidad Mwh}}$

B₆) Reservas de Combustibles = $\frac{\text{Cantidad Mensual Promedio de Existencias (galones o toneladas)}}{\text{Consumo Promedio Mensual de Plantas Térmicas (galones o toneladas)}}$



- B₇) Eficiencia de la operación de embalses = $\frac{\text{Generación Anual Optimizada (Teórica)}}{\text{Generación anual efectiva (Real)}}$
- B₈) Costo Unitario de la generación = $\frac{\text{Costos Totales Anuales de Generación - Combustibles}}{\text{Energía anual generada}}$
- B₉) Energía generada por empleado de generación = $\frac{\text{Energía Anual generada}}{\text{No. de Empleados Medio asignados a generación}}$
- °C) Líneas de Transporte de energía
- C₁) No. de Interrupciones de Circuitos = $\frac{\text{Interrupciones Anuales de Circuito x N}}{\text{Longitud (KM)}}$
- C₂) Duración de las Interrupciones = $\frac{\text{(horas)}}{\text{Interrupciones anuales del Circuito}}$
- C₃) Carga Perdida por Interrupciones = $\frac{\text{Interrupciones Anuales del circ. x Carga Media Anual del circ.}}{\text{Carga Máxima de Punta del Sistema}}$
- C₄) Energía no servida por interrupciones = Duración de las interrupciones x Carga Máxima Anual
- °D) Líneas de Transporte de energía (Eficiencia)
- D₁) Pérdidas en Circuitos = $\frac{\text{Pérdidas Medias Anuales de Energía por Circuito x N}}{\text{Longitud del Circuito}}$
- D₂) Tiempo de Mantenimiento = $\frac{\text{Tiempo Anual de Mantenimiento Preventivo y Correctivo Circuito x N}}{\text{Longitud de la línea}}$
- D₃) Distancia de líneas por empleado asignado a transporte = $\frac{\text{Km de línea por tipo de circuito}}{\text{Nº empleados por tipo de Circuito}}$
- °E) Subestaciones de Transformación (Confiabilidad)
- E₁) No. de Fallas de Transformadores (K) = $\frac{\text{Fallas Anuales de Transformadores x N}}{\text{No. de Transformadores}}$
- E₂) Duración de Fallas de Transformadores (K) = $\frac{\text{Tiempo que Transformador estuvo fuera de Servicio por Falla}}{\text{Fallas anuales de Transformadores}}$
- E₃) Carga Perdida por Fallas de transformadores(K) = $\frac{\text{Fallas de Transformadores x Carga Media Anual del Transformador}}{\text{Carga Media del Sistema}}$
- E₄) Energía no Servida por Fallas de Transformadores (K) = Duración de las fallas de Transformadores x Carga Máxima Anual

°F) Subestaciones de Transformación (Eficiencia)

F₁) Pérdidas Medias en Transformadores = $\frac{\text{Pérdidas Medias Anuales de Energía de la Subestación}}{\text{Capacidad de la subestación} \times \text{Factor de Carga}}$

F₂) Tiempo de Mantenimiento = $\frac{\text{Tiempo Anual de Mantenimiento Preventivo o Correctivo de la Subestación}}{\text{Capacidad de la Subestación}}$
de Subestaciones

F₃) Capacidad de Subestaciones = $\frac{\text{Capacidad de Subestaciones}}{\text{No. empleados por tipo de Subestación}}$
por empleado

El Uso Eficiente del Capital: Una Perspectiva Empresarial

Les Gelber

Director de Desarrollo Empresarial
FPL Group, EE.UU.



El Uso Eficiente del Capital: Una Perspectiva Empresarial

I. INTRODUCCION

Antecedentes del Grupo FPL Inc.

El Grupo FPL, sociedad de cartera de la Florida Power & Light Company (FPL) y cuya capitalización total supera US\$7,5 mil millones, es una de las empresas de servicios públicos de propiedad accionista más grandes de los Estados Unidos y de varias operaciones que no son de servicios públicos.

FPL: En la actualidad, atiende a 3,2 millones de clientes y se prevé que atenderá a 4 millones hasta el año 2000. Para satisfacer esta demanda, será necesario agregar unos 5.000 megavatios adicionales al sistema, con lo cual la capacidad total sería de 21.000 megavatios. La energía de la cual dispone la FPL se obtiene por medio de una combinación de:

- Nuclear (24%)
- Carbón (excluye las compras de energía)
- Energía comprada (33%)
- Petróleo (23%)
- Gas (17%)

ESI Energy Inc. (ESI): Formada en 1985, ESI invierte activamente en proyectos de energía eléctrica, que están fuera del ámbito de los servicios públicos, con tecnologías y combustibles que incluyen la energía eólica, geotérmica, solar, gas natural, carbón de desecho, desechos municipales y biomasa. Los activos conjuntos de esta subsidiaria totalizan casi US\$300 millones.

Qualtec Inc.: Comercializa programas de mejoramiento de la calidad desarrollados en la FPL. El proceso de mejoramiento de la calidad se tratará más adelante en este trabajo.

Otras operaciones no relacionadas con empresas de servicios públicos: El grupo FPL también tiene subsidiarias dedicadas a los seguros, televisión por cable, bienes raíces y agricultura. Debido a que estas subsidiarias ya no encajan dentro de la estrategia de largo plazo de la FPL, se piensa venderlas.

Como una sociedad de cartera con diversas tenencias, el Grupo FPL debe decidir, constantemente, cómo asignar un capital limitado de la manera más eficiente en los costos para mejorar el rendimiento de sus operaciones. Este trabajo centrará la atención en el proceso que empleamos en el Grupo FPL, nuestra subsidiaria principal, para tratar de cumplir este objetivo.



II. CUESTIONES QUE SE PLANTEAN A FPL

El FPL deberá resolver una serie de cuestiones diferentes, tales como:

Necesidades de Nueva Capacidad: El FPL debe expandir su capacidad en aproximadamente 5.000 megavatios. Es difícil emplazar la nueva capacidad y es muy costoso. El capital empleado para ampliar la capacidad debe contar con una aprobación reguladora estatal antes de que el FPL pueda obtener un rédito por su inversión. En el curso de la última década, no siempre han otorgado exoneraciones de las regulaciones. Las revisiones prudentiales llevadas a cabo en forma retrospectiva han dejado a muchas empresas de servicios públicos sin compensación por el capital que han invertido para construir nuevas instalaciones generadoras.

Necesidad continua de mantenimiento: Muchas de las plantas del FPL tienen más de 20 años. Para seguir brindando los servicios de calidad que exigen nuestros clientes, el FPL no puede olvidarse del mantenimiento.

Capital limitado: La satisfacción de las necesidades de capacidad requiere grandes capitales. Se estima que la nueva capacidad generadora costará US\$3 mil millones y gastos de capital adicionales de US\$4.2 mil millones para transmisión, distribución e instalaciones y servicios generales.

El advenimiento de energías eléctricas independientes y de la desregulación: Durante los últimos 12 años, se han construido en los Estados Unidos más de 30.000 megavatios de generación no pertenecientes a las empresas de servicios públicos. Muchos estiman que la generación no pertenecientes a las empresas de servicios públicos abastecerá la mitad de las necesidades de nueva capacidad generadora en la nación. Aunque creemos que la competencia creada por estos acontecimientos recientes beneficiará a los clientes a la larga, exige un

cambio importante en las prácticas comerciales de esas empresas, e incluso del FPL, que antes habían estado operando como monopolios relativos en sus áreas geográficas respectivas.

Dichas cuestiones vuelven necesario que la FPL busque nuevas formas para ser eficaz en los costos, a fin de evitar que el costo de la electricidad sea demasiado alto.

III. EL PROCESO DE ASIGNACION DE CAPITALES: COMIENZA CON UN PLAN

Un programa de asignación eficiente de capitales comienza con un plan estratégico bien pensado. Para que tenga éxito, un plan estratégico deberá reunir las siguientes características:

Una visión: Que debería definir lo que la organización desea ser. La visión debe ser tangible para que la organización pueda concentrarse en una meta.

Metas estratégicas para alcanzar esa visión: Las cuales deben ser claramente definidas, mensurables y priorizadas. La estrategia de la organización refleja su opinión de lo que será el entorno comercial a largo plazo y el papel que desempeñará la empresa en ese entorno.

Factores críticos del éxito: Estos son los conocimientos especiales y atributos que deben estar presentes en la organización para alcanzar las metas estratégicas. Estos factores críticos del éxito deben ser mensurables y controlables y deben tener un cronograma de realización.

Un plan táctico: Este es un plan gradual que lleva al logro de esos factores críticos del éxito.

Quisiera compartir con ustedes algunas observaciones y conclusiones que obtuvimos al formular nuestro plan estratégico. En el futuro:

Daremos mayor importancia a la identificación de las preferencias de los clientes: La

segmentación de las preferencias del consumidor es esencial. Por ejemplo, nuestro deseo es desagregar los elementos básicos del servicio a los abonados minoristas y de reagruparlos nuevamente de acuerdo con los deseos de los clientes. Los servicios que pueden ser reagrupados serían:

- Interrumpibilidad
- Tiempo de uso
- Energía de reserva
- Calidad de la energía

Una vez que desagreguemos estos servicios, deberemos determinar el precio adecuado que podremos cobrar y la disposición de nuestros clientes para pagarlo. Por ejemplo, aunque cada cliente preferiría contar con la energía más confiable que sea posible, ¿estará dispuesto a pagar por ella o valdrá la pena pagar menos y aguantar un sobrevoltaje y apagón ocasional?

Reorganizar las divisiones en áreas funcionales o unidades empresariales: Deben organizarse unidades empresariales para alcanzar las metas estratégicas y para atender mejor al cliente con una eficacia en los costos. El resultado será una organización más nivelada y más racionalizada.

Asignar mayor autoridad y responsabilidad a las unidades empresariales: A fin de actuar con mayor flexibilidad ante un entorno cambiante, estamos asignando más autoridad de decisión a los gerentes de las unidades empresariales. Al mismo tiempo, la responsabilidad de cumplir las metas de costos y de desempeño quedan definidas con mayor claridad.

Desarrollar los sistemas de seguimiento necesarios para que la gerencia funcional responda por el cumplimiento de sus metas de desempeño: Una vez establecido el plan estratégico, es posible asignar el capital sobre la base de las necesidades prioritarias de la organización.

El costo de cada programa táctico que es necesario para lograr uno o más de los factores

críticos del éxito es calculado por la gerencia de la división.

La gerencia de la unidad analiza y discute con el personal directivo sobre las consecuencias y los riesgos de:

- No llevar a cabo el proyecto.
- Otros posibles criterios.
- Las variables que podrían afectar los resultados.

El personal directivo, en consulta con los gerentes de las unidades, escoge los programas (meta/grupos de egresos) que servirían para maximizar los objetivos empresariales en relación con lo que se puede gastar.

Creemos que este criterio hacia la asignación de capital, si bien es perfecto, es sumamente práctico. Si no se integra la asignación de capital con el proceso de planificación:

- La gerencia no tendrá ninguna manera de distinguir entre lo que se necesita y lo que se desea. El personal directivo no tendrá ninguna manera de efectuar compensaciones recíprocas en los presupuestos de toda la empresa a fin de ejecutar una estrategia o política específica.
- Los altos directivos muchas veces reciben presupuestos voluminosos y detallados para su aprobación y, muy probablemente, no tendrán ninguna manera para comprender cabalmente las consecuencias de su aprobación o desaprobación del presupuesto.
- La obligación de responder por el desempeño se vuelve difusa como resultado de la participación de los altos directivos en la elaboración de los presupuestos detallados y de la falta de objetivos estratégicos debidamente medidos.



- * La atención del personal directivo se concentrará en la administración del presupuesto y no en el financiamiento del plan.
- * Inflar los presupuestos y promover los proyectos predilectos son cosas que pueden suceder cuando cada uno de los departamentos presenta presupuestos basados en sus propios planes y opiniones.
- * El efecto funcional recíproco de las diferentes divisiones se vuelve más difícil de comprender.

El resultado es todo un conjunto de proyectos que podrían ser individualmente acertados, pero que colectivamente no logran las aspiraciones de la organización y que podrían aumentar el costo de la electricidad para el consumidor innecesariamente.

IV. TECNICAS QUE SE EMPLEAN PARA ASIGNAR EL CAPITAL

Una vez que se haya determinado un objetivo, la tarea de la unidad empresarial consistirá en encontrar la manera menos costosa de lograrlo. El FPL emplea varias técnicas para ello.

El proceso de mejoramiento de la calidad (PMC)

- * El PMC constituye un medio para planificar y lograr la satisfacción de los clientes, gracias a un control de calidad total. Cuanto mejor comprenda una compañía lo que quiere el cliente, mejor será la asignación de sus recursos.
 - * EL FPL adoptó el proceso PMC en toda la compañía en 1985, después de que la gerencia analizó las mejoras espectaculares que habían logrado los japoneses en casi cada área de sus operaciones empresariales al practicar el PMC.
- * Es irónico que el proceso PMC no haya iniciado por los japoneses sino por W. Edward Deming, ciudadano norteamericano quien llevó el proceso al Japón después de la Segunda Guerra Mundial.
 - * Una buena parte del PMC comprende un proceso formal empleado para identificar y satisfacer las necesidades de los clientes. El PMC pone énfasis en la administración según "los hechos", por medio de la colección de datos y análisis estadístico adecuados.
 - * El PMC ha sido especialmente útil para identificar el origen fundamental de un problema. Este análisis del origen fundamental permite al usuario comprender cuál es el elemento motor de un problema y solucionarlo, en lugar de atacar los síntomas. Algunos ejemplos incluyen:
 - Seguridad de los empleados: Nuestra aplicación de las técnicas estadísticas PMC al campo de la seguridad de los empleados ha dado como resultado importantes reducciones del tiempo perdido por lesiones.
 - Reclamos de los clientes: En el campo del servicio a los clientes, hemos podido reducir el número de reclamos presentados por los clientes ante la comisión de servicio público de Florida al nivel más bajo en diez años.
 - Confiabilidad (EFOR): Desde que se puso en práctica el PMC, nuestras plantas de combustibles fósiles han reducido las interrupciones del servicio de 14% a 3.6%. Este porcentaje es uno de los más bajos de los Estados Unidos.
 - La no disponibilidad del servicio: La no disponibilidad del servicio ha disminuido de más de 100 minutos por año por cliente hasta 43 minutos.

En noviembre de 1989, el FPL recibió el Premio Deming, una recompensa internacional otorgada

por realizaciones en la mejora de la calidad. Fue la primera vez que una compañía no japonesa hubiera sido honrada con este premio.

En resumen, hemos encontrado que el proceso PMC constituye una herramienta muy útil para determinar dónde radica un problema y cómo se lo puede resolver para cumplir las necesidades del cliente. Esto nos permite conocer a dónde deben destinarse los recursos de capital.

Valor Actual de los Requerimientos de Ingresos y Análisis del Flujo de Fondos Actualizado

- VARI: Evalúa las alternativas de inversión, a fin de determinar cuáles inversiones requerirían la menor cantidad de ingresos (mediante incrementos tarifarios) para sustentar el gasto.
- FFD o VNA: Este análisis permite al usuario determinar si los gastos propuestos satisfacen o superan el costo del capital de la empresa por vía de la reducción de costos o el incremento de los ingresos. El análisis utiliza el costo promedio del capital para la empresa, según queda determinado por la composición del costo de nuestra deuda una vez deducidos los impuestos y por el rendimiento del capital accionario exigido por nuestros accionistas.
- La evaluación de un gasto de capital propuesto, basándose en sus ventajas económicas, constituye una herramienta útil, especialmente cuando la tasa de actualización empleada para determinada inversión se reajusta en función de los riesgos propios de esa inversión. Es ahí, naturalmente, donde la ciencia se convierte en arte.

V. ANALISIS DE RIESGO

La Evaluación SDP y Su Aplicación Efectiva

La solicitud de propuesta (SDP) presentada por el FPL para 800 megavatios es un ejemplo de cómo analizamos el riesgo. A continuación presentamos algunos datos:

- En un esfuerzo para satisfacer sus necesidades de una mayor capacidad de la manera más eficiente, el FPL emitió una SDP a fines de 1989. Las ofertas para la evaluación inicial por el FPL se recibieron en enero de 1990.
- La preselección se efectuó basándose en consideraciones técnicas y económicas.
- Las ofertas deben satisfacer condiciones mínimas. La instalación generadora propuesta no podría quemar petróleo como combustible primario y debería estar en capacidad de obtener la licencia o permiso, y de emplazarse y construirse hasta una fecha determinada.
- Las ofertas que reunían las condiciones mínimas fueron preseleccionadas basándose en consideraciones económicas para determinar las propuestas más favorables en comparación con la alternativa más eficaz en los costos que tenía el FPL.
- Los proyectos que arrojaban resultados favorables durante la preselección fueron seleccionados para una evaluación detallada basada en una serie de factores. El precio seguía siendo un factor principal, pero con el objeto de determinar la mejor opción para sus abonados, el FPL reexaminó una serie de factores no relacionados con los precios. Algunos de los factores no relacionados con los precios que fueron considerados incluyen:
 - Oferta de diversos combustibles y riesgos de los precios
 - Calidad y confiabilidad de la energía eléctrica
 - Despachabilidad



- Viabilidad financiera de la instalación y del oferente
- Mantenibilidad y disponibilidad de la planta
- Experiencia del oferente

Se analizaron y calificaron los componentes individuales atribuyéndoles un puntaje. Entonces, comenzaron las negociaciones con los autores de aquellos proyectos que, en su conjunto, permitirían al FPL lograr su objetivo de brindar un servicio eléctrico seguro y confiable a sus clientes.

Consideramos que el proceso empleado fue muy sistemático y objetivo y que entregó a la FPL un método práctico para analizar correctamente las propuestas correspondientes a 11.000 megavatios de energía.

VI. EL GRUPO FPL Y AMERICA LATINA

En el curso de los últimos nueve meses, el Grupo FPL ha estado estudiando extensamente la región latinoamericana. Abrigamos la esperanza de poder encontrar en América Latina una oportunidad de realizar proyectos que guarden relación con nuestros atributos y conocimientos expertos. Antes de dedicarnos a un proyecto en América Latina, buscaríamos las siguientes características en el país anfitrión.

- * *Estabilidad política:* Un gobierno estable que respalda la independencia del abastecimiento de energía y que cumple sus compromisos es sumamente importante para nosotros.
- * *La presencia de inversionistas locales:* Creemos que la presencia de inversionistas locales de gran reputación y conocedores que estén dispuestos a compartir los costos y riesgos de una inversión a cambio de una remuneración potencial es un elemento esencial de una inversión fructífera.

- * *Mano de obra local calificada:* La intención del Grupo FPL sería la de operar y/o administrar su inversión utilizando, principalmente, los conocimientos especiales y la mano de obra encontrados en el país anfitrión. Por tanto, una fuerza laboral especializada y disciplinada sería sumamente valiosa.

- * *Aspectos de la inversión:* Algunos de los aspectos de inversión que evaluamos incluyen:

- La repatriación/disponibilidad de Divisas
- Leyes tributarias favorables
- Restricciones a las importaciones

Además de las características mencionadas, el Grupo FPL evaluaría los riesgos del proyecto de la misma manera que lo haría para cualquier proyecto que realizaría en los Estados Unidos. Los siguientes son ejemplos de la clase de preguntas que nos planteamos antes de invertir en proyectos en nuestro país y que podrían aplicarse universalmente:

- * ¿Hay una necesidad permanente de capacidad?
- * ¿Apoya al proyecto la empresa compradora? En nuestra experiencia, los contratos no funcionan a largo plazo cuando una de las partes no está conforme con el proyecto. En los Estados Unidos, este problema surgió cuando las empresas de servicios públicos se vieron legalmente obligadas a negociar contratos de compra de energía con generadoras que no eran de servicios públicos y en condiciones contractuales que no les parecieron interesantes.
- * ¿Exige el proyecto que el Grupo FPL asuma riesgos que no puede controlar? Aunque las recompensas siguen a los riesgos, el Grupo FPL preferiría ejercer el mayor control posible

sobre los riesgos que asuma. Por ejemplo, si el Grupo FPL estuviera construyendo una central de energía para vender electricidad a una empresa de servicios públicos, estaría especialmente preocupado por la posibilidad de que aumenten los costos de los combustibles. Por cuanto este riesgo no suele ser controlable por el Grupo FPL como planificador del proyecto, el Grupo FPL procuraría mitigar el riesgo negociando un acuerdo de compra de energía que traslade el costo del combustible al comprador de la energía o negociando un contrato con un proveedor de combustible cuyo precio vaya a la par con el del acuerdo de compra de energía.

Al contrario, no nos preocupa el rendimiento operativo de la planta. Por tanto, el Grupo FPL estaría mucho más dispuesto a garantizar el uso eficiente del combustible con una garantía de rendimiento térmico que con el precio básico del combustible.

- * ¿Es ambientalmente apropiado el proyecto? Procuramos proporcionar energía con la mayor eficacia en los costos y en la forma más ambientalmente apropiada que sea posible.

VII. RESUMEN

El Grupo FPL, por intermedio de su subsidiaria principal, Florida Power & Light Company, ha estado atendiendo a sus clientes con éxito desde 1925. El actual entorno comercial presenta una serie de desafíos e imperativos, muchos de los cuales exigen capitales que deben asignarse efectiva y eficazmente para asegurar que el FPL continúe abasteciendo a sus clientes energía segura y confiable al menor costo posible. Creemos que es posible enfrentar estos desafíos de la siguiente manera:

- * Elaborando un buen plan estratégico respaldado por una serie de metas mensurables y bien concebidas que estén directamente vinculadas con el proceso de asignación de capitales.
- * Utilizando técnicas analíticas como la del Proceso de Mejoramiento de la Calidad y las técnicas del flujo de fondos actualizado para alcanzar las metas estratégicas con la mayor eficacia en los costos que sea posible.

Tenemos la esperanza de que los conocimientos expertos que hemos adquirido, a lo largo de todos estos años dedicados al suministro de energía eléctrica, puedan encontrar una oportunidad correspondiente en uno de sus países.

El Papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo: Un Catalizador para la Movilización de Recursos

James W. Conrow

Vicepresidente Ejecutivo

Banco Interamericano de Desarrollo



El Papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo: Un Catalizador para la Movilización de Recursos

La década de los años noventa será una época de transición y de desafíos para la mayoría de las empresas de servicios eléctricos públicos de América Latina y El Caribe. Las empresas no sólo deberán recuperarse de la crisis financiera de la década pasada, sino que también se esperará que suministren suficiente energía para satisfacer las necesidades del crecimiento económico y urbano de la Región. Para hacer frente a estos desafíos, habrá que resolver tres aspectos primordiales.

En primer lugar, debe fortalecerse el marco institucional y financiero de los sectores de energía, con el objeto de estimular y promover una mayor eficiencia y generar los fondos en efectivo que ayuden a financiar la ampliación necesaria. Estos pasos son esenciales para las empresas, sean estas públicas o privadas. Sin embargo, son más cruciales si el gobierno desea una mayor participación del sector privado.

En segundo lugar, deben reformularse los programas de inversión en el sector. Debe darse mayor importancia a la rehabilitación de los sistemas existentes y a la eficiencia y conservación energéticas, tanto en la oferta como en la demanda. También debería incorporarse en todo análisis del sector una contabilidad adecuada de los costos ambientales.

En tercer lugar, será necesario movilizar cuantiosos recursos para ampliar el sector. Esto será difícil porque las necesidades sectoriales son muy grandes y las fuentes de financiamiento tradicionales —los gobiernos y la banca comercial— ya no están en capacidad ni en disposición de facilitar fondos en cantidades apreciables. Por lo tanto, varios países de la región están adoptando soluciones sustitutivas; por ejemplo, una mayor participación del sector privado.

LA REFORMA INSTITUCIONAL

Evidentemente, la tarea que tiene la mayor prioridad es la de fortalecer los marcos institucional y financiero de los sectores energéticos. Deben reformarse los procedimientos y lineamientos operativos de las empresas de servicios públicos y el medio en el cual funcionan. Es esencial que se establezca un marco regulador que determine normas para los servicios que se prestarán y para la administración y el desempeño financiero de esas empresas.

Debería haber una clara distinción entre las funciones normativas y empresariales del Estado. El no haber establecido



una distinción entre estas funciones causó, en el pasado, muchos de los problemas que afligieron al sector. Las empresas de servicios públicos deben estar sujetas a los mismos criterios de administración, calidad del servicio y desempeño financiero que las empresas del sector privado.

El marco regulador debería establecer claramente los derechos y deberes de los concesionarios, fomentar la competencia (siempre que sea posible) y tener las mismas normas rectoras de la participación privada y pública. El gobierno fracasará en sus empeños y planes de privatización, a menos que un marco regulador de estas características esté vigente.

La regulación de las tarifas eléctricas debe protegerse de una intervención política inoportuna. El reajuste de las tarifas debe constituir una decisión económica imparcial. En aquellos casos en los cuales existan preocupaciones legítimas respecto de los efectos adversos del aumento de las tarifas en la distribución del ingreso, cualquier intento de solventar estos efectos debe ser específico y minimizar sus consecuencias económicas y financieras para la empresa de servicios públicos.

Excepción hecha de las contribuciones del gobierno, las tarifas son la fuente fundamental de las inversiones de capital. El financiamiento no es más que un puente entre el costo de la inversión y los recursos en efectivo. Si no se fijan tarifas adecuadas, el puente se hundirá. No tengo que recordar a los ministros de finanzas aquí presentes, que la continua sangría del presupuesto público impuesta por subsidios inoportunos— que muchas veces han beneficiado a los clientes ricos— ha sido una causa principal de la inestabilidad macroeconómica de muchos países.

La composición y naturaleza de otras medidas institucionales dependerá de las necesidades específicas de cada país y empresa de servicios públicos. Podrían incluir desde la asignación de algunas funciones a contratistas privados hasta la privatización parcial o total. Todas estas medidas

apuntan hacia el objetivo común de mejorar la eficiencia e incrementar la generación interna de fondos.

REFORMULACION DE LOS PROGRAMAS DE INVERSION

Una de las amargas lecciones de los años ochenta fue la realidad de que los procedimientos de planificación energética existentes no estaban funcionando. No analizaban plenamente variables importantes como las limitaciones financieras y ambientales y las incertidumbres en las proyecciones de la demanda, los costos de construcción y las estimaciones de precios de los combustibles.

Idealmente, las futuras estrategias también deberían ser más flexibles y adaptables a los cambios. Por ejemplo, el seguir optando por proyectos de gran envergadura, cuya construcción demora mucho tiempo, no permite cambiar de rumbo para ajustarse a las condiciones.

Es necesario, asimismo, realizar análisis mucho más minuciosos y más integrales. Los futuros estudios deberían examinar todas las cuestiones pertinentes y las alternativas. Por ejemplo, cuestiones tales como la sustitución de combustibles, la cogeneración por parte de suministradores privados independientes, la conservación de energía, el mejoramiento de la eficiencia de las instalaciones existentes y la reducción de las pérdidas de electricidad deberían incluirse en todo análisis del sector y someterse a un prolijo examen.

Otras soluciones, tales como la utilización conjunta de recursos y la integración de mercados, podrían dar buenos rendimientos y deberían considerarse. Algunas regiones—entre ellas el “Grupo de los Tres”, el “Cono Sur”— están trabajando en este sentido.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha financiado la cooperación técnica por intermedio

de OLADE para desarrollar y mejorar las herramientas de planificación, y para determinar los lineamientos para los programas de reducción de pérdidas y las consideraciones de valorización ambiental en los proyectos de energía. Actualmente, el BID está considerando una nueva cooperación técnica para estudiar la integración de los sistemas energéticos regionales. Abrigamos la esperanza y la expectativa de que un análisis más integral servirá para que la región pueda desarrollar una verdadera "expansión al menor costo" en su sector de energía, que satisfaga sus necesidades pero que también sea económica y ambientalmente acertada y sustentable.

MOVILIZACION DE RECURSOS

El trabajo presentado ante esta conferencia por OLADE y el Banco Mundial constituye una excelente contribución a la comprensión del problema financiero que están enfrentando ahora las empresas eléctricas de América Latina y El Caribe. Describe las causas del problema, examina su evolución, magnitud y diversidad y ofrece posibles soluciones.

Hay dos aspectos que son relevantes; la magnitud de las necesidades de financiamiento de la Región y la diversidad de las condiciones de un país a otro. OLADE y el Banco Mundial plantean que, durante el período de 1990 a 1996, los sectores energéticos de la Región necesitarán aproximadamente US\$ 60 mil millones en financiamiento. Esta es una cantidad considerable de dinero desde cualquier punto de vista. Las necesidades de financiamiento de los países de la Región y su capacidad para satisfacerlas dependerán, en gran medida, de la situación de sus sectores energéticos. Pero, otros factores propios de cada país también tendrán un impacto considerable: (i) el entorno macroeconómico; (ii) el tamaño relativo; (iii) el perfil de riesgos; (iv) el desarrollo del mercado de capitales; (v) y la importancia atribuida al sector privado.

Los cuatro sistemas más grandes —Brasil, México,

Venezuela y Argentina— que representarán alrededor del 85% de las inversiones durante el período 1990-1996, han contado en el pasado con sus gobiernos, los bancos comerciales y los fondos generados internamente para financiarse. En el pasado, han recibido contribuciones muy modestas de los Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMDs), en comparación con sus necesidades totales. Pero, porque sus fuentes primarias de fondos comenzaron a agotarse, creando un déficit de financiamiento. Para los países más pequeños de la Región, los BMDs han constituido la principal fuente de financiamiento y, en algunos casos extremos, han sido su única fuente de financiamiento conjuntamente con los organismos donantes bilaterales.

Enfrentados con dificultades de financiamiento similares, las empresas de servicios públicos de todo el mundo han comenzado a explorar la fuente relativamente inexplorada de la participación del sector privado. Otros ponentes han ilustrado la variedad de técnicas que pueden emplearse para lograr la incorporación del sector privado: fórmulas de generación y cogeneración privada, construcción, operación y propiedad (BOO), y construcción, operación y traspaso (BOT) y la privatización de las empresas de servicios públicos. Todos estos planteamientos brindan oportunidades para ampliar la participación del sector privado.

Una seria desventaja de muchos países de la Región es la ausencia o debilidad de los mercados locales de capital y bolsas de valores. La existencia de un mercado de capitales sólido y dinámico contribuiría notablemente a movilizar recursos internos e internacionales para el sector energético y otros sectores. Por lo tanto, es importante tomar medidas encaminadas a desarrollar y fortalecer los mercados locales de capital en la Región.

Un buen ejemplo de ello es el capital aportado al sector de energía chileno y a otros sectores por los fondos de pensiones privatizados. Luego de que se privatizó la mayoría de los fondos de pensiones que habían sido públicos, las compañías a las



cuales se entregó la administración de los nuevos planes emergentes (A.F.P.s) pudieron obtener e invertir grandes sumas a plazo mediano y largo. Mediante mecanismos reguladores adecuados, el gobierno de Chile logró encauzar una parte importante de esos valores hacia el sector energético y otros sectores de los cuales el gobierno estaba procurando desprenderse. En tal virtud, las A.F.P.s pudieron adquirir y poseer alrededor de un 25% del patrimonio neto de ENDESA y CHILECTRA, con lo cual inyectaron en el sector energético un capital social que no era accesible anteriormente.

EL PAPEL DE LOS BANCOS MULTILATERALES DE DESARROLLO (BMDs)

En el pasado, los BMDs han proporcionado un financiamiento apreciable y directo para los proyectos del sector de energía de la Región. Durante el período de 1981 a 1990, los préstamos anuales promedio del Banco Mundial y del BID para proyectos energéticos en la Región sumó US\$1,3 mil millones, totalizando aproximadamente US\$13 mil millones para todo el período. Lo que es más, los BMDs han servido de catalizadores para atraer y concertar cofinanciamientos con los organismos de créditos a la exportación y bancos comerciales. También han incentivado y facilitado reformas del sector a través de convenios de crédito y cooperación técnica.

La pregunta es, ¿cual será el papel de los BMDs en el futuro?

Me parece claro que si bien los BMDs seguirán efectuando contribuciones directas a los sectores de energía de la Región, estas contribuciones serán pequeñas comparadas con el monto proyectado de US\$60 mil millones necesarios para el financiamiento en el período 1990-1996. El hecho de que los recursos de los MBDs para este sector serán limitados, particularmente en relación con las necesidades totales, vuelve mucho más importante la forma como que se los utiliza.

Es absolutamente indispensable que estos recursos limitados sirvan para dar una máxima respuesta a los problemas de cada país prestatario.

¿Qué significa esto realmente en la práctica? Como ya mencioné, las condiciones varían muy marcadamente de un país a otro y tendremos que proceder caso por caso. Sin embargo, en términos generales, significa que nuestros préstamos y nuestra cooperación técnica deben centrarse en ayudar a crear en los países prestatarios condiciones que promuevan el desarrollo de sectores energéticos eficientes y que atraigan capitales hacia aquellos sectores.

Más específicamente, esto significa que los BMDs deberán trabajar con los gobiernos prestatarios para desarrollar programas, con el apoyo de los créditos y la cooperación técnica, a fin de atender los aspectos que ya destaque.

- la reforma institucional y financiera de sus sectores energéticos
- una reconsideración práctica y objetiva del sector energético y, cuando sea necesario, una reformulación de sus planes
- la ejecución de políticas macroeconómicas acertadas; y
- el desarrollo y/o fortalecimiento de los mercados de capital locales

Reconozco que es un programa difícil. Sin embargo, si vamos a poder movilizar suficiente capital para satisfacer las enormes necesidades proyectadas, las reformas de este tipo deberán ser una realidad o estar lo suficientemente avanzadas para atraer a los posibles inversionistas. Sean cuales fueren los tipos de incentivos ofrecidos, los inversionistas no arriesgarán cantidades apreciables si no existen estas condiciones. El papel catalizador que podrían desempeñar los BMDs se coartará y los intentos para atraer la participación del sector privada no prosperarán.

También debería advertir que estos tipos de reformas, aunque son sumamente difíciles, no pueden postergarse ni escalonarse por un tiempo prolongado. Tal proceder enviaría señales equivocadas a los posibles inversionistas, en el sentido de que los prestatarios no se han decidido firmemente por las reformas y la orientación hacia el mercado lograda hasta ese momento y que, incluso, podrían estar dando marcha atrás. Si los gobiernos vacilan ahora en reafirmar su compromiso con la reforma de este importante sector de la economía, perderán una verdadera oportunidad para incorporar a sus sectores privados y para eliminar un factor determinante de los déficit del sector público.

A la inversa, cuando los países han ejecutado las difíciles pero necesarias reformas mencionadas, los BMDs deberían estar dispuestos a prestar apoyo y llevar adelante esas medidas. Los préstamos directos de los BMDs, si bien son limitados, deberían servir para tentar o atraer la afluencia de capitales adicionales hacia el sector. Los BMDs deben estar dispuestos a trabajar con los países reformistas y con los bancos comerciales para definir mecanismos que aceleren la ampliación del financiamiento de la banca comercial para el sector energético.

Otro aspecto que merece un mayor examen es el apoyo directo de los BMDs para el ingreso del sector privado en el sector energético. Con las reformas reguladoras apropiadas, el ingreso de la empresa privada podría presentar una alternativa a la propiedad estatal que sea eficiente y eficaz en los costos, con lo cual también podrían lograrse reducciones provechosas del gasto público. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está dispuesto a estudiar con los gobiernos interesados la conveniencia de prestar apoyo directo para el ingreso de empresarios privados en este sector.

CONCLUSION

En resumen, tal como señala el Informe OLADE-BIRF, la década de 1990 será un período de graves desafíos para los sectores energéticos de los países de la región latinoamericana y caribeña. El crecimiento económico y una urbanización cada vez mayor incrementarán la demanda de energía y exigirán una mayor capacidad de las redes de energía eléctrica y de distribución. Según las proyecciones, la rehabilitación y ampliación de las actuales redes, que sería necesaria para satisfacer la mayor demanda de energía, alcanzará la enorme suma de US\$60 mil millones.

Aunque no cabe duda de los desafíos que enfrentan los países de la Región, estas circunstancias deberían considerarse, también, como una oportunidad. Las necesidades sectoriales han sido objeto de un examen minucioso, examen que ha arrojado mucha luz no sólo sobre los problemas sino también sobre las posibles soluciones. Ahora tenemos mucho más información sobre los aspectos en los cuales se debe actuar y sobre lo que funciona y lo que no funciona. Los Gobiernos y los BMDs deberían aprovechar esta oportunidad para aplicar lo que hemos aprendido durante este proceso de diagnóstico.

El BID tiene la mejor disposición para colaborar prestando ayuda a los países de la Región en sus esfuerzos por afrontar estos desafíos. Queremos trabajar en conjunto con los gobiernos para desarrollar y promover planes sectoriales que satisfagan las necesidades de sus ciudadanos y que sean, al mismo tiempo, económica y ambientalmente sustentables y acertados. Reconocemos que las medidas de reforma que deberán adoptarse pueden ser difíciles. Ello no obstante, tenemos el compromiso de trabajar con ustedes y apoyarlos en sus persistentes empeños por reformar y desarrollar el sector energético.

**Opciones de Políticas
Complementarias y de Precios
para un Desarrollo Eléctrico
Sostenido en América Latina y El
Caribe**

Mohan Munasinghe

Jefe, División de Política de Medio

Ambiente

El Banco Mundial



Opciones de Políticas Complementarias y de Precios para un Desarrollo Eléctrico Sostenido en América Latina y El Caribe

1. TEMAS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

El sector eléctrico en América Latina y El Caribe (PAL) se encuentra ante a un importante grupo de desafíos que necesitan ser enfrentados en el futuro inmediato, si el sector desea continuar con su rol como motor de crecimiento económico en lugar de ser un impedimento. Este documento investiga una serie de opciones de políticas dando especial énfasis a los precios de la electricidad, que vendrá a ser un elemento clave en la respuesta por parte de quienes toman decisiones frente a la crisis del sector eléctrico.

En la primera sección, revisaremos los principales temas del sector eléctrico de la región dentro del contexto de los desarrollos tanto global como regional, y se señalará brevemente una serie de opciones políticas para la aplicación de estos elementos. Un desarrollo más detallado de políticas específicas se encuentra en la secciones 2 y 3, seguida de un resumen y conclusiones en la sección 4.

1.1. Tendencias desarrolladas en el sector global de la energía eléctrica.

La energía eléctrica tiene un rol vital en el proceso de desarrollo, con perspectivas futuras para el crecimiento económico, el que se halla íntimamente ligado a la provisión de un suministro de electricidad adecuado y confiable. La figura 1 resume la relación entre el producto interno bruto GDP, energía comercial y el uso de la electricidad en el OECD y los países en desarrollo desde 1970 a 1990. Siguiendo las crisis petroleras de las últimas décadas, la energía total utilizada por unidad de GDP, ha declinado dramáticamente en los países industrializados, pero la dependencia en la electricidad se ha incrementado. Tomando como base el ejemplo de los OECD, las mejoras en la eficiencia de energía continuarán con el fin de reducir el crecimiento de la demanda para energía comercial en el mundo en desarrollo. Sin embargo, la tendencia de la demanda por electricidad entre 1970 y 1990 en los LDCS, y la incapacidad de los países de OECD para desligar significativamente el uso de la electricidad del GDP en el pasado, sugiere que el crecimiento relacionado con las necesidades de electricidad de los LDCS (incluyendo los países PAL) aumentarán rápidamente en el futuro. Una reciente proyección a largo plazo del consumo mundial de electricidad hasta 2010 se indica en el gráfico 2, compartiendo con los países LDC y la Unión Soviética-Europa Oriental (SUEE).



En el mediano plazo, asumiendo que no existen cambios drásticos en las tendencias pasadas con respecto al manejo y conservación de la demanda, las más recientes proyecciones del Banco Mundial indican que la demanda por electricidad en LDCs crecerá a una tasa anual promedio del 6.6% durante el período 1989-99 (Moore et. al 1990). Si se compara ésto con las tasas de crecimiento actual del 10% y del 7% en los años setentas y ochentas, respectivamente. Tales tasas de crecimiento indican la necesidad de aumentos en la capacidad total de 384 GW durante 1990-1999, y el consumo

Caribe excede los \$ 15 billones por año, siendo la más alta en una base per cápita). En comparación, la presente tasa anual de inversión en los países en desarrollo es sólo alrededor de \$50 billones. A pesar que esta tasa está probando la dificultad para mantenerse. La deuda de los países en desarrollo que promedió el 23% del PIB en 1981, aumentó dramáticamente al 42% en 1987, y a partir de entonces no ha declinado significativamente. Las inversiones intensivas de capital en el sector eléctrico han desempeñado un rol preponderante en el aumento observado.

CUADRO 1. INVERSIONES ELECTRICAS EN LOS PAISES PAL EN LOS AÑOS 90 (MILLONES DE US \$)

	Asia	Emena*	Pal**	Africa	Total
Generación	277	82	83	6	448
Transmisión	39	8	32	2	81
Distribución	100	23	27	2	152
General	39	11	13	1	64
TOTAL	455	124	155	11	745
Porcentaje	61.1	16.6	20.8	1.5	100

* Europa, Medio Oriente y Africa del Norte (Región Mediterránea)

** América Latina y El Caribe

Fuente: Moore et al. , 1990

anual de energía de 3844 TWh para 1999. La descomposición de esta capacidad por tipo de planta y región se indica en el gráfico 3.

Las necesidades de inversión correspondientes a estas proyecciones indicativas, son también muy extensas. El Cuadro 1 indica la descomposición proyectada de energía de los egresos de capital del sector eléctrico de LDC en los años 1990s. Los requerimientos totales anuales proyectados para todos los LDCs es de \$ 75 billones (de los cuales la participación de la región de América Latina y El

Como se observa en el gráfico 3, el carbón y la hidroelectricidad son las dos principales fuentes primarias de energía ayudando a esta expansión proyectada, pone de relieve un grupo adicional de temas relacionados con sus efectos ambientales. La hidroelectricidad ha sido y continuará siendo especialmente importante en América Latina y El Caribe. Existe una creciente toma de conciencia acerca de las consecuencias ambientales a nivel nacional por el uso de energía en los países en desarrollo. Los países en vías de desarrollo sienten que cualquier intento para mitigar estos efectos

ambientales no pueden arriesgar el crítico rol desempeñado por la energía eléctrica (y de manera más general, energía) en el desarrollo económico. De manera similar, la asignación de recursos para programas ambientales en países en desarrollo no puede disminuir los recursos necesarios para consolidar la expansión proyectada del suministro. Quienes hacen las políticas energéticas y de medio ambiente tanto en los países en desarrollo como en la comunidad entera, confronta entonces un formidable dilema.

1.2 Posición del sector eléctrico en América Latina y El Caribe

Al igual que en el resto de países en desarrollo, es claro que el sector eléctrico en la región de América Latina y El Caribe juega un rol fundamental en el desarrollo económico. Por otro lado, si no se dirigen algunos problemas del sector de una manera adecuada, continuarán siendo una gran carga para la economía. Estos problemas revelan la débil condición financiera del sector eléctrico de América Latina y El Caribe y la escasez de capital para cumplir con las necesidades sectoriales de inversión, teniendo en cuenta los bajos precios de la electricidad, la pobre eficiencia operacional y las significativas restricciones impuestas en el sector por una débil estructura institucional y reguladora. (Banco Mundial 1991a).

Como se indica en la Gráfico 4, el crecimiento en la demanda de electricidad en América Latina y El Caribe ha sido consistente y algunas veces superior a las tendencias globales en LDC. El consumo promedio anual per cápita de electricidad en la región creció al 7.5% durante los años 70. (de alrededor 402 KWh en 1971 a 772 KWh en 1980), y al 3.7% durante los 1980. (a cerca de 1065 KWh en 1989). Estas tasas fueron significativamente más elevadas que las correspondientes tasas de crecimiento económico. El crecimiento del PIB de 3.7% por año en los 70 y -0.6% por año en los 80. Consecuentemente, el crecimiento económico futuro es similar a situar demandas intensas en el sistema de energía eléctrica.

Una de las razones para este significativo crecimiento en la demanda por electricidad, aún durante los períodos de recesión económica, ha sido el rápido incremento en la cobertura del servicio eléctrico durante los años 70 y 80. Para la región, la cobertura del servicio eléctrico se incrementó de un 42% en 1971 a un 70% en 1989, de este modo, casi se ha triplicado la población que cuenta con servicio eléctrico (de 117 millones a 295 millones). Por otro lado, el mayor volumen de electricidad (43%) se consume en el sector industrial, seguido del sector residencial (20%) y las pérdidas del sistema y su propio uso (16%).

Para encontrar el cuádruple incremento en la demanda por electricidad en las dos décadas pasadas, se ha expandido la capacidad instalada en la región de América Latina y El Caribe por un factor de 4.1. Esta expansión ha estado caracterizada por un incremento en la participación de la generación hidroeléctrica del 63% en los inicios de la década de los 70 al 68% en la década de los 80. Sin embargo, parecería que las proyecciones de demanda, en base a las cuales se realizaron estas inversiones en los proyectos hidroeléctricos mayores, no se materializaron en los años 80. De este modo, partiendo de una base agregada, es claro que la región sobreinvierte en generación y en menor medida en la capacidad de transmisión. El valor de esta excesiva inversión es de alrededor US\$ 8.7 - 13 billones de acuerdo a estimaciones del Banco Mundial.

Como se indica en la Cuadro 1, las inversiones totales en el sector eléctrico en la región de América Latina y el Caribe, durante la década de los 90, han sido estimadas en US\$ 155 billones (Moore et al. 1990). Estos estimadores agregados son consistentes con los pronósticos recopilados en detalle en el reporte posterior preparado por el Banco Mundial (1991a), el cual estima que las inversiones requeridas para fortalecer las redes de distribución y rehabilitar las plantas ya existentes, aumentarán de US\$ 11 billones en 1989 a alrededor de US\$ 24 billones en 1996. Aún así, estas estimaciones son consideradas como conservadoras.



Al inicio de la década de los 70, la elevada demanda de capital provenientes de los sectores de energía eléctrica en los países de América Latina y El Caribe fue satisfecha a través de una sólida combinación de fondos, consistente de poderosos fondos internos provenientes de una adecuada política tarifaria, apoyando el ingreso de los beneficios que obtienen las acciones del gobierno en diferentes sectores, así como de préstamos fácilmente convertibles. Las fuentes internas fueron sólidas debido a que la política tarifaria permitió un saludable retorno de las inversiones, la situación fiscal de los gobiernos fue lo suficientemente poderosa para realizar contribuciones al patrimonio, provenientes de acciones y préstamos de un mercado de capitales que tuvo abundantes recursos básicamente originados en los superávits creados por las crisis petroleras.

Sin embargo, durante los últimos años de la década de los 70 y los primeros de los 80, mientras el sector estaba embarcado en un ambicioso proyecto de inversión, las fuentes de capital empezaron a agotarse, creando de este modo una presión seria sobre los fondos del sector. Un factor primario, fue un constante deterioro de los precios de la electricidad en términos reales, mientras los costos unitarios aumentaban, inducido todo esto por una errónea política para controlar la inflación a través del mantenimiento de bajas tarifas eléctricas.

El gráfico 5, relaciona precios con costos, reflejando claramente este deterioro.

Entre 1972 y 1988, el costo unitario de 1 MWh de electricidad (en dólares de 1989) se incrementó de US\$ 36 a US\$ 41, por ej. 1% p.a., mientras el precio unitario de 1 MWh de electricidad, cayó de US\$ 63 a US\$ 49 (por ej. una declinación de 1.6% p.a.). Consecuentemente, el margen operativo para la Región se deterioró de US\$ 27 por MWh a US\$ 8 por MWh durante este período. En general, los precios de la electricidad en la región no han reflejado los costos marginales de largo plazo (LRMC), los cuales reflejan el verdadero valor económico de los recursos empleados para la

producción de electricidad y proveer a la economía de correctos indicadores de precios.

El gráfico 6, ilustra el hecho de que una mayoría de países en la región de América Latina y El Caribe tienen niveles tarifarios significativamente por debajo del costo marginal de largo plazo.

Muchos de los problemas enfrentados por el sector eléctrico en América Latina y El Caribe, tienen sus raíces en una significativa extensión en el marco institucional dentro de la mayoría de los países de la Región. Típicamente, el delineamiento del sector eléctrico envuelve desde la mayoría de compañías aisladas de propiedad privada o del municipio antes de la II Guerra Mundial, hasta las mayores empresas concentradas y nacionalizadas en las manos de los gobiernos en los 50 y 60, situación que se ha mantenido hasta los actuales momentos. Consecuentemente, en muchas instancias, la política del sector eléctrico, ha sido determinada por factores políticos. En muchos países, la política de convertir al sector en un factor que contribuye al desarrollo, ha estado afectado por decisiones políticas, para dotar de electricidad a cualquier costo a áreas rurales, para construir mayores proyectos eléctricos sin la debida consideración de su viabilidad económica, etc.

A causa de la naturaleza monopolística de la mayoría de actividades del sector eléctrico en América Latina y El Caribe, es generalmente aceptado que los gobiernos deberían desempeñar un rol regulador para asegurar una contribución efectiva del sector a los objetivos generales de desarrollo económico y a la protección de los consumidores. Sin embargo, existe un debate acerca de la cierta de los gobiernos en utilizar a las empresas del sector eléctrico como herramientas para alcanzar otras estrategias planteadas, pero básicamente metas de política social, tales como la redistribución del ingreso - la cual fue la mayor razón detrás de las nacionalizaciones de los años 1950 y 1960. En la región de América Latina y El Caribe, la dificultad por conciliar políticas para alcanzar estas dos metas de los gobiernos (por ej. crecimiento económico y

equidad social) ha contribuido significativamente a la pérdida de eficiencia en el sector. Las empresas del sector público han sido objeto de una excesiva interferencia por parte de los gobiernos, así como de repentinos cambios de política, con resultados desastrosos.

Los problemas causados por el deterioro de los fondos internos, debido a inadecuadas políticas de precios y a escalas de los costos, motivadas a su vez por una operación ineficiente e inversiones no viables, todo esto se suma a los mayores problemas fiscales y de deuda que afrontan los gobiernos de América Latina y El Caribe más la escasez de fondos provenientes de mercados de capitales. Las empresas de energía eléctrica en la región PAL afrontan el doble desafío de continuar no solo al servicio de sus ya existentes consumidores, sino también de expandir el sistema para satisfacer una nueva demanda. Los requerimientos de capital del sector son amplios, básicamente por el alto crecimiento en la demanda esperada de energía durante los años 90, pero también se debe a la pobre ejecución operacional y desperdicios de energía.

1.3 Propuestas claves para la aplicación de los temas del sector

A continuación se señalarán algunas de las principales propuestas de política, las cuales pueden ser útiles para aplicar los temas del sector eléctrico de América Latina y El Caribe, discutidos anteriormente. Estas opciones son discutidas sistemáticamente a lo largo de las secciones subsiguientes:

a. El rol principal de los precios eficientes

Las políticas de precios económicamente eficientes cumplen un doble papel en el sector eléctrico y son especialmente importantes en el contexto de la situación actual de la región de América Latina y El Caribe. Los precios, que reflejan el verdadero valor de los recursos empleados en la oferta de energía

eléctrica, aseguran que los consumidores estén provistos de indicadores económicos correctos, para la utilización de la electricidad de la manera más eficiente. Los precios eficientes indican también la utilidad de la energía, la voluntad de los consumidores para pagar por servicios eléctricos, de este modo, la capacidad de oferta puede ser incrementada para satisfacer la demanda. Finalmente, los precios fijados correctamente aseguran que el sector eléctrico sea capaz de generar internamente los recursos requeridos para mantener los niveles de inversión requeridos y operar el sector de una manera eficiente.

b. Eficiencia organizacional y reguladora

Las grandes empresas eléctricas monolíticas que caracterizan la región de América Latina y El Caribe están sujetas a cuestionar acerca de su habilidad para ser flexibles e innovadoras, mientras son provistas de los incentivos organizacionales e individuales para operar eficientemente. Esto sugiere una necesidad de formas alternativas de organización y de estructuras reguladoras, incluyendo un rol más grande para el sector privado en la generación y entrega de energía eléctrica.

c. Movilización y financiamiento de los recursos

Los precios eficientes y reformas innovadoras de organización necesitan ser complementadas con otros medios de movilizar recursos de capital, tanto local como internacionalmente, lo que disminuirá la dependencia en las acciones y subsidios gubernamentales. Esto implica un fortalecimiento de los mercados de capital y destinarlos hacia medios más innovadores de financiamiento.

Las citadas tres propuestas de política, sin embargo necesitan ser equilibradas con los siguientes temas adicionales, relacionados con tres preocupaciones tradicionales del sector eléctrico:



d. Objetivos socio-políticos y de intercambio

Argumentos socio-políticos o de equidad son a menudo presentados en favor de precios subsidiados o tasas a nivel de "subsistencia" para la energía, especialmente donde los costos del consumo de energía son altos en relación a los ingresos domésticos. Tales objetivos socio-políticos y de equidad requieren ser equilibrados con las consideraciones de eficiencia económica mencionadas anteriormente.

e. Una aproximación a los temas ambientales emergentes

Adicionalmente a sus ya considerables problemas, quienes formulan las decisiones en el sector eléctrico en América Latina y El Caribe, comparten claramente las mundiales preocupaciones por el medio ambiente, relacionadas con el incremento en el uso de energía. El difícil dilema que afrontan los países en desarrollo - de conciliar objetivos de desarrollo con una administración responsable del medio ambiente - exige de una postura pragmática muy activa.

f. Preocupaciones "tradicionales" en el sector eléctrico

Se requiere de una continua atención de los sectores más tradicionales en los temas de planificación y manejo del personal que ocupa el sector de América Latina y El Caribe, a lo largo del tiempo. Esta categoría incluye proyecciones más exactas de demanda, planes para promover costos mínimos de inversión, operación óptima de los sistemas de energía, eficiente utilización final y manejo de la electricidad.

1.4 Una aproximación integrada a la planificación y manejo del sector eléctrico.

El conflictivo grupo de temas y la compleja política ambiental en el contexto en el cual el sector eléctrico opera, hace cada vez más evidente que

una política efectiva debe estar determinada por la utilización de un sistema operacional coherente y global que cuente completamente para las relaciones macro-económicas e intersectoriales así como para la interrelación energía-medio ambiente.— una aproximación que es más comprensiva que el limitado análisis intersectorial utilizado anteriormente.

Una mejor comprensión de las interrelaciones económicas es muy útil, cualquiera que sea el sistema político prevaleciente. Ayudará a quienes toman las decisiones en formular políticas y en proveer de indicadores de mercado y de información a los agentes económicos, el promover una producción y utilización más eficiente de la energía. Iniciamos la siguiente sección presentando un análisis jerárquico de la planificación nacional integrada de energía, análisis de la política y un manejo de la oferta-demanda en la región de América Latina y El Caribe, lo que identifica el rol del subsector eléctrico dentro de un contexto más extenso.

2. OPCIONES DE POLITICA ECONOMICA PARA UNA REFORMA SECTORIAL

En esta sección discutiremos en primer lugar la necesidad de una aproximación integrada para la formulación una política del sector eléctrico en América Latina y El Caribe, tomando en cuenta el complejo y diverso grupo de problemas que afronta el sector en la actualidad. Posteriormente, analizamos más detenidamente las tres opciones primarias de política económica presentadas en la sección previa.

2.1 Ventajas de una aproximación integrada

Un exitoso análisis de política, planificación e implementación requiere de una aproximación integrada, debido a la complejidad de la sociedad moderna. Como se resume en la gráfico 7, tal proceso de toma de decisiones debe afrontar una multiplicidad de actores, criterios, niveles,

herramientas de política e impedimentos. El núcleo de este proceso es un análisis integrado en múltiples niveles, como se muestra en la columna central. Dado un país, tal análisis debe ser llevado a cabo mediante la utilización de un sistema jerárquico para la planificación nacional integrada de energía (INEP), análisis de política y manejo de oferta-demanda (Munasinghe 1990a).

Si bien es cierto que el sistema INEP está principalmente enfocado a un país, iniciamos en el nivel global reconociendo que existen muchos elementos transnacionales de energía-medio ambiente. Así, los países individuales se hallan a cargo de una matriz transnacional, y las condiciones ambientales y económicas en el nivel global, requerirán de una serie de insumos exógenos o de atención especial por parte de quienes toman las decisiones en dichos países. El siguiente nivel jerárquico en la gráfico 7, se centra en una economía nacional multisectorial, del cual el sector energético es un componente. Así la planificación energética requiere de un análisis de las relaciones entre el sector eléctrico y en el resto de la economía. Tales nexos incluyen necesidades de energía para los sectores que la utilizan, tales como industria, transporte y agricultura, los requerimientos de insumos del sector eléctrico para sí mismo, y el impacto en la economía de políticas concernientes a precios y disponibilidad de energía.

El nivel intermedio de la aproximación integrada trata al sector eléctrico como una entidad individual, compuesta de subsectores, tales como electricidad, petróleo, carbón y varios más. Esto permite un análisis detallado, dando especial énfasis a las interacciones entre los diferentes subsectores eléctricos, posibilidades de sustitución y la resolución de cualquier conflicto resultante de la política. El nivel final o micro, pertenece al análisis del sector eléctrico. Es en este nivel más desagregado, que la mayor parte de la evaluación de los recursos eléctricos y la planificación e implementación de los proyectos es llevada a cabo.

En la práctica, los numerosos niveles de INEP se mezclan y coinciden considerablemente. Además las interacciones de los problemas de energía eléctrica en cada nivel requieren ser examinadas cuidadosamente. Las interacciones energía-medio ambiente (representadas por la barra vertical) requieren ser incorporadas dentro del análisis. Finalmente, una disgregación regional y espacial puede también ser requerida, especialmente en los países más extensos.

Volviendo a la primera columna en la gráfico 7, existe una creciente necesidad de asegurar la participación de varios actores en la toma de decisiones en el sector eléctrico (especialmente de aquel público preocupado por las cuestiones ambientales), pero esto requiere ser efectivamente estructurado para evitar una parálisis en el sector — lo que podría desembocar en costosas pérdidas energéticas—. La existencia de muchos y frecuentes criterios o propósitos conflictivos de política (señalado en la segunda columna) es ahora complicada con la presencia de presiones ambientales.

El sistema conceptual INEP facilita el realizar políticas y ni implica una planificación centralizada rígida. Además, tal proceso debería desembocar en el desarrollo de una estrategia flexible y constantemente actualizada diseñada para satisfacer los propósitos nacionales mencionados anteriormente. Esta estrategia nacional de energía (de la cual el programa de inversión y política de precios son elementos importantes), puede ser implementada a través de un grupo de políticas y programas de manejo de oferta-demanda de la energía, que hacen efectivo el uso de incentivos y fuerzas descentralizadas de mercado. Para alcanzar los propósitos deseados del manejo de energía, una variedad de instrumentos de política están disponibles para quienes toman las decisiones, como se resumió en la cuarta columna de la gráfico 7. A partir de que estas herramientas están interrelacionadas, su uso debería estar coordinado para un efecto máximo. Finalmente, la quinta columna indica los más importantes impedimentos que limitan la formulación e implementación de una política efectiva.



2.2 Reforma de precios y eficiencia económica.

En el pasado, la política de precios del sector eléctrico en la mayoría de países estuvo determinada principalmente por una base financiera y contable, por ejemplo, elevando suficientemente los ingresos por ventas para cubrir los gastos y requerimientos de servicio de deuda, mientras se provee de una razonable contribución hacia el capital necesitado para una expansión futura del sistema eléctrico. Sin embargo ha existido un creciente énfasis en el uso de principios económicos para producir y consumir la energía eléctrica eficientemente, mientras se conservan recursos escasos, principalmente en los países en desarrollo. En particular, se ha dado una gran controversia por el uso de políticas de precios basadas en el costo marginal.

Una aproximación razonable de los precios de energía reconoce la existencia de varios objetivos y criterios, no todos son mutuamente consistentes. En primer lugar, los recursos económicos nacionales existentes, deben ser distribuidos eficientemente, entre los diferentes sectores de la economía incluido el sector eléctrico. Segundo, algunos principios económicos relacionados a la equidad y justicia deben ser satisfechos, incluyendo: a) Una justa distribución de los costos entre los consumidores de acuerdo al peso que imponen en el sistema. b) asegurar un grado razonable de estabilidad de precios, y c) proveer de un nivel mínimo de servicio a consumidores con bajos niveles de ingresos. Tercero, los precios de la energía deberían ayudar a elevar suficientemente los ingresos para satisfacer los requerimientos financieros del sector. Cuarto, la estructura tarifaria debe ser lo suficientemente simple, para facilitar la participación de los consumidores. Finalmente, existen otros requerimientos económicos y políticos, tales como una oferta subsidiada de energía a ciertos sectores o áreas geográficas.

A partir de que los criterios precedentes, están usualmente en conflicto uno con otro, es necesario

aceptar ciertos intercambios entre ellos. La aproximación al costo marginal para la fijación de precios, tiene un rigor analítico y una inherente flexibilidad para proveer de una estructura tarifaria que sea sensible a estos objetos básicos. En el primer paso para calcular los costos marginales, los objetivos de eficiencia económica (primero-mejor) de una tarifa fijada son satisfechos debido a que el método de cálculo está basado en costos económicos futuros, y también incorpora consideraciones económicas tales como precios sombra y externos. La estructuración del costo marginal permite una eficiente y justa distribución de la tarifa entre los consumidores. En el segundo paso del desarrollo del costo marginal basado en tarifas, las desviaciones desde el costo marginal estricto son consideradas para satisfacer criterios tanto financieros, sociales, económicos (segundo-mejor) y políticos. Este segundo nivel de ajuste del costo marginal estricto es generalmente tan importante como el cálculo en el primer nivel, especialmente en el contexto de los países en desarrollo.

La aproximación al costo marginal provee de una base explícita para analizar sistemas de costos y de tarifas fijadas. Si salidas desde el costo marginal son requeridas razones no económicas, entonces, el costo eficientemente económico de estas desviaciones, puede ser estimado, aún en bases rígidas, a través de comparar el impacto de una modificación en la estructura tarifaria en el costo marginal estricto. Más adelante, a partir de que una estructura de costos puede ser estudiada detalladamente durante los cálculos del costo marginal, este análisis ayuda a señalar con toda certeza la debilidad e ineficiencia en varios sectores del sistema eléctrico, tales como sobreinversión, inversión desequilibrada, o excesivas pérdidas en los niveles de generación, transmisión en las diferentes áreas geográficas. Este aspecto es particularmente útil para promover la planificación de una expansión del sistema.

Una tarifa basada en el costo marginal es una componenda entre muchos diferentes objetivos. Además no existe una tarifa "ideal". A través del

uso de una aproximación al costo marginal, es posible promover la tarifa en una base consistente y de esta manera aproximarnos al precio óptimo en un período de varios años, sin someter a los consumidores a desequilibrios injustos en forma de cambios abruptos de precios

Como se discutió previamente en la sección 1.2 y se ilustró en la gráfica 6, la mayoría de los países de la región de América Latina y El Caribe tienen niveles tarifarios que se encuentran significativamente por debajo del costo marginal de largo plazo.

El deterioro financiero en el sector durante la pasada década, podría ser ampliamente atribuido a este fenómeno de precios subvalorados. De este modo se podría hacer una interesante comparación con la década de los 70, durante la cual el precio de la electricidad se aproximaba más al costo marginal de largo plazo y el sector se encontraba en una condición financiera más poderosa. A partir de entonces, el precio se ha deteriorado en relación al costo marginal de largo plazo.

Recientes avances en la reducción de costos y de equipos de operación han hecho posible tomar en cuenta (donde sea apropiado), aproximaciones más sofisticadas al equilibrio entre oferta-demanda, tales como precios puntuales y control de carga. Precios puntuales de la electricidad son un esfuerzo para explotar el potencial completo del sistema de precios de costo marginal debido al uso de comunicaciones modernas y de capacidades de cálculo (Schweepe et al. 1988, Berrie 1987). Este esquema requiere de una variación en los precios de la electricidad a intervalos frecuentes en tiempos reales (por ejemplo, cada hora) manteniendo concordancia con los cambios en el sistema del costo marginal. Estos precios se transmiten al consumidor, de quien se supone debe responder a través de un ajuste en su consumo de carga. Mientras la aplicación de este tipo de esquemas conlleva un costo adicional en comunicaciones, medidores y cálculos, los ahorros potenciales tanto para el productor de energía

como para el consumidor, pueden ser significativos. Los productores se benefician a través del logro de algunos de sus objetivos en el manejo de la demanda tales como ahorros pico y desvíos de carga. Los consumidores se benefician a través de la capacidad que tiene para seleccionar los niveles de servicio de acuerdo a sus necesidades individuales y de una reducción en el costo total.

Puede existir un potencial significativo para la aplicación de precios puntuales en algunos países de la región de América Latina y El Caribe, en los cuales las empresas públicas son objeto de grandes variaciones en la capacidad de oferta. Este sistema constituye un medio eficiente para racionar las ofertas de energía. Además el rápido crecimiento de los sistemas eléctricos en la Región, provee de oportunidades para incorporar el diseño de innovaciones al sistema y nuevas aproximaciones para la interacción productor-consumidor.

La discusión precedente ha ayudado a establecer una base más amplia para la planificación energética y el análisis de política en el sector eléctrico de América Latina y El Caribe utilizando principios económicos especialmente el de precios a costos marginales. Como se indicó anteriormente, es el concepto de valor económico de recursos escasos el que enlaza este análisis y permite a quienes toman las decisiones el centrarse en alternativas de política, involucrando el incremento de cambios del desarrollo y la utilización de otros insumos y productos no-comparables (incluyendo la energía). Además los precios eficientes son útiles en el desarrollo de políticas energéticas, ya que permiten a la economía producir y consumir energía más eficientemente, así como la maximación y crecimiento de la producción neta.

Es conveniente subrayar aquí, que los prerequisites para la eficiencia económica dentro del contexto del sector eléctrico, incluyen:

- a) Consumo eficiente de energía, a través de proveer eficientes indicadores de precios que



aseguren el óptimo uso de energía, así como la distribución de recursos

- b) Producción eficiente de energía, a través de un costo mínimo para la oferta mediante la optimización de los planes de inversión y de operación del sistema eléctrico.

Debido a que ha existido mucha controversia sobre el rol principal que la eficiencia y conservación de energía podría jugar, es útil, en primer lugar, examinar cómo estos temas se relacionan con la eficiencia económica. Dado este precedente, a continuación se discute algunos de los principales puntos concernientes al uso de energía y a la eficiencia económica.

En muchos países, especialmente aquellos del mundo en desarrollo, políticas inapropiadas han promovido desperdicios y usos improductivos de algunas formas de energía. En tales casos, un mejor manejo eléctrico podría conducir a mejoras en la eficiencia económica (valor más elevado de la producción neta), eficiencia energética (valor más elevado de la producción neta por unidad de energía utilizada), conservación energética (reducir el monto absoluto de energía utilizada), y protección ambiental (reducir la energía en relación a costos ambientales). Mientras que tal resultado satisfaga fortuitamente los cuatro propósitos, los últimos no son siempre mutuamente consistentes. Por ejemplo, en algunos países en desarrollo donde los existentes niveles per cápita de consumo de energía son muy bajos y algunos tipos de utilización de energía son económicamente limitantes, puede volverse necesario el promover un mayor consumo de energía para elevar la producción neta (de este modo se incrementa la eficiencia económica). Existen instancias donde puede ser posible incrementar la eficiencia energética mientras se disminuye su conservación.

A pesar de las anteriores complicaciones, nuestra conclusión básica sigue siendo válida — que el criterio de eficiencia económica que ayuda a maximizar el valor de la producción neta a partir

de todos los recursos escasos disponibles en la economía (incluyendo la energía), deberían incluir efectivamente objetivos eléctricos tales como eficiencia y conservación energética. Además la elevación de los costos de los adversos impactos ambientales puede ser incluida (en lo posible) en el sistema analítico de la energía, para determinar el nivel de utilización y producción neta de energía, que la sociedad estaría dispuesta a renunciar para mitigar los daños ambientales.

Numerosos estudios de ingeniería indican una significativa diferencia (de un valor típico de al menos 20-25% del total de energía utilizada) entre el consumo actual de energía y el nivel teórico de consumo creciente debido a tecnologías más eficientes (pero conocidas). (Banco Mundial 1991b). En Brasil, por ejemplo, un estudio de 1987 estimó que ahorros adicionales de electricidad disponibles debido a la implementación de tecnologías existentes en seis de las áreas de mayor utilización podría sumar al menos un 20% para el 2000 (Geller 1988). El Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (PROCEL), puesto en marcha en Brasil en 1985 con la asistencia del Banco Mundial, lleva a ahorrar más del 10% del consumo anual de electricidad para el 2000 y 15% para el 2010. Un programa protector de racionalización de energía (PRPNRE) también se inició en 1989, para integrar a la electricidad con otros esfuerzos de conservación de combustible. La implementación de programas técnicos de reducción de pérdidas en el sector eléctrico, ha desviado el énfasis de la inversión lejos de la generación hacia la transmisión y distribución.

Los ahorros identificados en Brasil podrían ser un indicador razonable para similares potenciales de ahorro en otros países de la región de América Latina y El Caribe. De este modo, podemos concluir que, mientras la energía requerida para el desarrollo económico continuará creciendo en la región, en el costo a mediano plazo existe un considerable campo de acción para estos países para poner en práctica un mejor manejo de energía, de este modo habrá un incremento en la producción neta y una utilización más eficiente de

los recursos eléctricos. En el mediano a largo plazo, se volverá posible adoptar nuevas y más avanzadas (eficiencia energética) tecnologías que están emergiendo actualmente en el mundo industrializado, así permitirán a sus economías transformadas producir aún más utilizando menos energía.

2.3. Reforma institucional y reguladora

A pesar de las muchas dificultades que han plagado a las empresas públicas energéticas en los países en desarrollo en la región de América Latina y El Caribe, probablemente la más negativa ha sido una excesiva interferencia gubernamental en los asuntos organizacionales y operacionales. Tal interferencia ha afectado negativamente en la obtención de costo mínimo y en las decisiones de inversión, intentos fallidos para elevar los precios a niveles eficientes, salarios bajos fijados a niveles de servicio civil, y un excesivo personal promovido. Esto en su turno ha llevado a un manejo inadecuado, a la pérdida de un personal experimentado motivado por condiciones no competitivas de empleo y una pobre satisfacción laboral, proyecciones débiles de planificación y demanda, operación y mantenimiento ineficientes, altas pérdidas, y un pobre control tanto financiero como en la recaudación de ingresos.

Para orientar estas dificultades, un importante principio debe ser reconocido - que dada la complejidad de los problemas eléctricos y la escasez de recursos así como de talento direccional, cada grupo de elementos debe ser tratado por el nivel de toma de decisiones y de dirección que mejor se adapte para analizar las dificultades e implementar una solución. La aproximación jerárquica corresponde al concepto INEP, resumido anteriormente en este documento. De este modo, quienes toman decisiones políticas, altos funcionarios del gobierno y personal a nivel ministerial deberían centrarse en una crítica macro-económica y en una estrategia y política del sector eléctrico, para determinar las expectativas globales de la participación de las empresas públicas del sector eléctrico.

El manejo superior de una compañía energética apropiadamente guiada por un grupo independiente de directores, entonces conduciría a operaciones diarias libres de la interferencia gubernamental, para lograr los objetivos globales de política nacional dentro de una guía reguladora. En la medida de lo posible, el manejo de las empresas públicas debe estar asegurado por una continuidad en la dirección aún si se afrontan cambios políticos. Mientras la empresa esté provista de una mayor autonomía, se volverá más responsable en términos de cumplimiento medidos por un grupo de objetivos e indicadores específicos. La creciente responsabilidad del manejo superior en la empresa energética requeriría de regulares consultas con el gobierno y especialmente con representantes de los consumidores, para discutir problemas operacionales y sus formas de solución. Esto raramente ocurre en muchos países en desarrollo. Mayores cambios en el manejo empresarial pueden ser requeridos, para reflejar los cambios en el medio exterior de la empresa pública discutido anteriormente. La estructura organizacional de la empresa así como los procedimientos pueden ser inadecuados. Una vez más, el principio fundamental que ayudará a dirigir estos problemas es la delegación de la autoridad. En muchas empresas energéticas del sector público en los países en desarrollo, el manejo superior trata de afrontar todos los problemas y generalmente asuntos triviales toman más importancia que los críticos.

Una vez estipulado que los gerentes medios pueden ser adecuadamente entrenados, los directores principales podrían (a través de una apropiada delegación de labores) liberarse de enfrentar políticas de alto nivel. El manejo medio podría contar para su operación con un grupo de indicadores, mientras obtiene una mayor responsabilidad para tomar decisiones. Este proceso podría entonces ser repetido en los niveles laborales más bajos. Obviamente, personal calificado y educación a todos los niveles de carrera jugarían un papel crítico para asegurar el éxito de tal aproximación.



Reestructuración, participación privada y descentralización

Las características de monopolio natural de algunas empresas energéticas funcionan y lleva a manipular estas empresas hacia propósitos de política general, y en muchos países son aceptadas como razones suficientes para mantener grandes organizaciones centralizadas del sector público. Sin embargo, señalados los problemas observados inherentes a la estimulación en la dirección de empresas estatales de los países en desarrollo para establecer un costo consciente, innovador y que responda a las necesidades del consumidor, puede existir la necesidad de cambios más fundamentales. Podría ser muy útil cambiar algunas de las economías percibidas como de escala en las empresas energéticas a otras estructuras organizacionales las cuales proveen de grandes incentivos para la eficiencia directriz y de respuesta a los consumidores.

En particular, parece existir un considerable interés en el medio para una mayor descentralización y una mayor participación privada. Los funcionarios del sector eléctrico de los países en desarrollo han sido muy activos estudiando tales opciones, y algunos países ya han preparado la legislación necesaria y una base institucional para esta transición. La India planea instalar 5000 MW de capacidad energética privada durante el período 1990-95, y planes similares serán llevados a cabo en Indonesia, Malasia, Tailandia, Filipinas y Pakistán. En Sri Lanka, una compañía privada ha estado distribuyendo energía desde los primeros años de la década de los 80s. y significativas mejoras en la eficiencia y en el servicio han sido observadas durante este período.

Opciones para la propiedad cooperativa y privada de las empresas de energía podrían incluir tanto participación local como extranjera así como de responsabilidad compartida. Mientras prevalezca un sistema regulador dado, puede ser cuestionado que la forma de propiedad (privada y pública), de su parte, no afectaría a la eficiencia operativa. El punto central es que, en lo posible, la introducción

de fuerzas competitivas de mercado deberían ser impulsadas. Los gobiernos pueden desear prescindir de todas o de parte de algunas empresas de su propiedad, o de estructuras organizacionales. De este modo podrían proveer de un medio en el cual gobiernos, directores de empresas, y consumidores de energía se encuentren satisfechos. Un primer paso hacia la descentralización podría ser para empresas energéticas de propiedad gubernamental que contraigan sus actividades o funciones que pueden ser manejadas de mejor manera por otros. Muchas compañías ya han subcontratado varias actividades relacionadas a la construcción. Algunos aspectos de los procesos de facturación y de recolección, o mantenimiento rutinario, pueden ser también subcontratados. Entre las ventajas de tales arreglos se encuentran costos más bajos y una gran flexibilidad de programación.

Mientras muchas oportunidades potenciales para la participación privada en el sector energético en la región de América Latina y El Caribe han sido identificadas y están siendo desarrolladas alrededor del mundo, no se han dado sin significativos impedimentos (Sullivan 1988). Frecuentemente, estos proyectos se han visto limitados desde un principio por una red política e institucional que desalienta la participación del sector privado. A partir de que el sector eléctrico ocupa una posición central entre las empresas de propiedad pública, un cambio de esta red de manera que lleve a la participación privada, puede probar ser extremadamente difícil. Además las empresas públicas de América Latina y El Caribe generalmente operan en un clima que es económicamente débil y políticamente inestable. Esto incrementa el riesgo de expropiación y de frecuentes interrupciones. Aún en circunstancias donde la empresa privada esté inicialmente promovida y aprobada, la probabilidad de subsecuentes cambios reguladores adversos y otras brechas podrían ser gravemente profundizadas. Finalmente el sector eléctrico en América Latina y El Caribe se caracteriza por extraordinarias incertidumbres técnicas tales como escasez de combustible, falta de personal calificado y una débil estructura de apoyo.

Existen también oportunidades de descentralización sobre una base espacial. Por ejemplo, los países más grandes pueden tener redes independientes de energía. Las compañías de distribución podrían estar separadas por municipios, a lo mejor con limitada coincidencia en algunas áreas de franquicia, y tiene el derecho de comprar de varios oferentes, cuando sea factible. Si la participación privada fuera permitida, una ventaja sería que al menos los grandes consumidores de energía pueden ser también accionistas legítimos, quienes podrían preocuparse no solo de la eficiencia del servicio sino también de la viabilidad financiera de la compañía.

La generación de energía tiene también potencial para mejoras de la eficiencia a través del desposeimiento. Mientras el volumen de transmisión de energía y las funciones de distribución pueden ser consideradas como poseedoras de características de monopolio natural, esto no sucede con la generación. El hecho es que existe un importante campo para la competencia en la generación de energía con productores independientes (quizá enclaves de propiedad extranjera) que vendan a una red central como en el caso de una gran cogeneración industrial. Por ejemplo en los Estados Unidos, el Acta reguladora de las políticas de las empresas públicas de 1978 (PURPA) impulsa específicamente a los pequeños proveedores privados a generar electricidad de varias maneras para la venta a la red pública. Como un resultado, existen ahora un gran número de pequeñas compañías produciendo electricidad, presumiblemente a costos por debajo de los incurridos por grandes empresas tradicionales en el sector público. Leyes similares han sido puestas en práctica en diferentes lugares y han empezado a tener impacto.

Es decir que con una apropiada legislación, innovadores arreglos contractuales y el fortalecimiento de la capacidad de las empresas públicas para manejar tales esquemas nuevos, un amplio panorama para la cogeneración y una generación no fijada podría ser impulsado. Los países mayores podrían encontrar pequeños

empresarios listos a invertir en pequeños proyectos hidroeléctricos o de generación similar. La ventaja para la compañía energética sería una disminución en el énfasis de proyectos de carbón con intensidad de capital junto con el hecho de que las empresas de cogeneración podrían ofrecer todo o parte de su capital y ser pagados únicamente con los ingresos provenientes de la venta de electricidad a precios garantizados. Para mayores medios de generación de los enclaves (quizá carbón de turba, carbón o nuclear), el concepto será que un inversionista extranjero financie y construya la planta, la opere y la mantenga por un período acordado, y sería compensado con las ventas de energía a precios garantizados, convertibles en moneda extranjera.

Para concluir, la creciente participación privada en el sector eléctrico tenderá a ser más exitosa cuando sea un elemento del paquete económico que envuelva reformas políticas en otros sectores de la economía. Las fuerzas de mercado confinadas únicamente al sector eléctrico en una economía altamente distorsionada, no necesariamente promoverán la situación del sector eléctrico, a partir de que los participantes privados tratarán de encontrar la optimización financiera más que los costos económicos. Por ejemplo, si el carbón fuera subsidiado, los participantes del sector privado tenderían a sobreutilizar este combustible barato para la generación, más allá del punto en el que sería económica y ambientalmente justificado. Aún en una economía razonablemente orientada por el mercado, la introducción de la participación privada en el sector eléctrico está lejos de conducir a beneficios medio ambientales, a menos que los costos de los contaminantes, sean incluidos totalmente (i.e. internacionalizados) en el costo financiero al productor de energía. De este modo, mientras la participación privada tienda a brindar significativas ganancias debido a la infusión de nuevos capitales y de innovadores métodos de manejo empresarial, debería ser considerado únicamente como uno de los numerosos métodos destinados a la reestructuración del sector.



2.4. Movilización de recursos y financiamiento

Los países en desarrollo se están volviendo cada vez más hacia opciones más innovadoras de financiamiento, la mayoría de las cuales han sido utilizadas en los países industrializados. Algunos de los instrumentos financieros que son actualmente estudiados en las naciones del tercer mundo, incluyen:

1) financiamiento de recursos no existentes o recursos limitados (o proyectar un financiamiento específico); 2) arrendamiento de piezas individuales de maquinaria o de plantas completas, por inversionistas locales o extranjeros; 3) propiedad privada de los medios de operación, generación y distribución; 4) countertrade, incluyendo el trueque como tipo de intercambio de específicos bienes exportados para importación de energía; 5) desarrollo de instrumentos financieros para financiar costos locales, a menudo involucrando la creación de nuevos intermediarios financieros; 6) bonos de beneficios con réditos ligados a la rentabilidad de la empresa; 7) bonos exentos de impuestos; y 8) venta del futuro de la electricidad que busca contratos a largo plazo con precios másestables.

La implementación de una política de precios eficiente así como una reforma institucional serían prerequisites vitales para el éxito de esta opción de movilización de recursos. Por ejemplo, casos exitosos de procesos de privatización han incluido incrementos en los precios, bien sea antes o después de este proceso. (e.g. en Chile y el Reino Unido). Si un gobierno decide privatizar, es lógico el alinear los precios con los costos antes de iniciar el proceso de privatización para obtener el precio lo más elevado posible en la venta del stock de sus acciones.

Similarmente, la participación del sector privado dependerá en gran parte de las leyes y regulaciones para actividades corporativas y particularmente el mercado de capitales. Las

correspondientes seguridades pueden tener una variedad tradicional de formas: participaciones comunes, participaciones preferentes, bonos, vales, préstamos; o formas no tradicionales que han adquirido especiales características especiales debido a las nuevas realidades mundiales especialmente desde la perspectiva de América Latina y El Caribe, tales como cambios en deuda/equidad y reducción/reordenamiento de la deuda.

La Agencia de Inversiones Multilaterales (MIGA), recientemente creada por el Banco Mundial, podría desempeñar también un rol preponderante. Buscará promover el flujo de capitales internacionales hacia los países en desarrollo, a través de la provisión de garantías contra las siguientes formas no-comerciales de riesgo: 1) riesgo de transferencia, surgido por las restricciones del gobierno anfitrión contra la convertibilidad y transferencia de moneda extranjera; 2) riesgo por pérdida, resultante de acciones (o emisiones) legislativas o administrativas del gobierno anfitrión que lleva a la pérdida de propiedad, control o beneficios; 3) riesgo por rechazo al contrato, cuando el inversionista extranjero no tiene los recursos frente a un tribunal adecuado, afronta excesivos retrasos, o no es capaz de hacer cumplir un juicio favorable; 5) riesgo de guerra o disturbios civiles.

3. DIRECCION DE OTRAS PROBLEMATICAS DEL ASUNTO ENERGETICO

Mientras las propuestas de política señaladas en la sección previa formarán un componente crítico de las reformas necesarias para cambiar el sector eléctrico en la Región de América Latina y El Caribe, necesitan ser completadas por un grupo de políticas que son conducidas por elementos relacionados a otras problemáticas tradicionales y emergentes del sector eléctrico. Estas son discutidas a continuación.

3.1 Objetivos socio-políticos e intercambios

El primer paso para la aproximación al costo marginal a largo plazo es el cálculo del costo marginal estricto que refleja los criterios de eficiencia económica. Si los precios son fijados estrictamente iguales al CMLP, los consumidores podrían mostrar su voluntad para pagar por más consumo, de este modo señalando la justificación para una futura inversión para expandir la capacidad. En el segundo nivel de la fijación tarifaria, diferentes caminos son buscados en los cuales el CMLP estricto puede ser ajustado para satisfacer los otros objetivos. Entre estos objetivos se encuentran la movilización de recursos y consideraciones socio-políticas asociadas con el sector eléctrico.

Si los precios se fijan a un valor igual que el CMLP estricto, es probable que habrá un superávit financiero. Esto se debe a que los costos marginales tienden a ser más elevados que los costos medios cuando los costos unitarios de oferta se están incrementando. En principio, los superávits financieros de la empresa pública pueden ser exentos de impuestos por el estado, pero en la práctica, el uso de los precios de la energía como herramienta para elevar los ingresos del gobierno central es usualmente políticamente antipopular y raramente aplicable. Tales superávits pueden ser utilizados de una manera que sea consistente con otros objetivos. Por ejemplo, la conexión de carga puede ser subsidiada sin violar el precio basado en CMLP, o consumidores de ingresos bajos podrían ser provistos de un nivel subsidiado de electricidad para satisfacer sus requerimientos básicos, de este modo se satisfacen objetivos socio-políticos. De modo contrario, si los costos marginales están por debajo de los costos medios -resultado típico de economías de escala- entonces fijar el precio en el CMLP estricto llevará a déficit financiero. Esto deberá ser compensado, por ejemplo, por una conexión más elevada de carga, tarifas fijas de carga, o aún por subsidios gubernamentales.

Otra razón para las desviaciones desde el CMLP estricto se debe a consideraciones secundarias. Cuando los precios, en cualquier sector de la economía no reflejan los costos marginales, especialmente para los sustitutos y complementos de la energía eléctrica, entonces desviaciones de la regla del precio a costo marginal podría estar justificada. Por ejemplo, en las áreas rurales, formas alternativas menos costosas de energía pueden estar disponibles en la forma de kerosene subsidiado y/o gas. En este caso, el precio de la electricidad por debajo del CMLP puede estar justificado, para prevenir el uso excesivo de formas alternativas de energía. Similarmente, si se provee de incentivos para importar generadores privados y su combustible es también subsidiado, entonces el cargar el total del costo marginal a los consumidores industriales, puede motivarlos a comprar su propia planta. Esto es económicamente menos eficiente desde una perspectiva nacional. Desde que el cálculo del CMLP estricto está basado en el programa de las empresas públicas del costo mínimo, el CMLP también pueden necesitar ser modificado por consideraciones de corto plazo si previamente eventos inesperados hacen que el plan de largo plazo esté por debajo del óptimo en el corto plazo. Ejemplos típicos incluyen una repentina reducción en el crecimiento de la demanda y un gran exceso de la capacidad instalada que puede justificar de alguna manera reducciones en la capacidad de carga o un rápido incremento de los precios de combustible, lo que garantizaría un recargo en el combustible en el corto plazo.

Como se discutió anteriormente, la aproximación al CMLP permite un alto grado de estructuración tarifaria. Sin embargo, reservas en la información y el objetivo de simplificación de los procesos de facturación y de contabilización usualmente requiere que exista un límite práctico de diferenciación tarifaria por:

- a) categorías de consumidores mayores — residencial, industrial, comercial, especial, rural y otros;
- b) niveles de voltaje — alto, medio y bajo —;
- c) hora del día (pico y no pico); y
- d) región



geográfica. Finalmente otros limitantes pueden ser incorporados a la base tarifaria del CMLP, tales como requerimientos políticos de tener una tarifa nacional uniforme, electrificación rural subsidiada, y otros más. En cada caso; sin embargo, tales desviaciones desde el CMLP impondrán una eficiencia del costo en la economía.

En adición a los argumentos económicos del segundo-mejor (e.g., asociado con kerosene subsidiado), argumento sociopolítico o de equidad son usualmente promovidos en favor de una tasa a "nivel de subsistencia" para la energía eléctrica, especialmente donde los costos del consumo de electricidad son altos en comparación a los niveles relevantes de ingreso. Mientras la capacidad de las empresas energéticas del sector público para actuar como monopolistas discriminantes, permita tal estructuración tarifaria, la conveniencia de una política basada en una tasa a "nivel de subsistencia" y el tamaño de los grupos de tasas requiere un análisis detallado.

3.2. Una aproximación a los emergentes temas ambientales.

Durante décadas recientes, la eficiencia y el uso óptimo de nuestra base natural de recursos, incluyendo aire, tierra y agua, ha emergido como un área de particular preocupación. Los temas ambientales varían ampliamente, particularmente en términos de escala o de magnitud del impacto, pero la mayoría están ligados al uso de energía y demanda de una creciente atención por parte de los analistas eléctricos. Primero, existen problemas verdaderamente globales, tales como el calentamiento potencial mundial debido al incremento de la acumulación de gases de invernadero como dióxido de carbono y metano en la atmósfera, reducción de la capa de ozono a causa del excesivo desprendimiento de clorofluorocarbonos usados principalmente en los sistemas de refrigeración, contaminación del medio oceánico y marino por derrames de petróleo y otros desperdicios, y la sobre-depredación de ciertos recursos animales y minerales. Segundo en la escala se encuentran los elementos

transnacionales como lluvias ácidas y radioactiva en un país europeo debido a combustibles fósiles o emisiones nucleares en una nación vecina, y una excesiva sedimentación en los ríos de un país debido a la deforestación en las líneas divisorias o erosión del suelo en una nación que se encuentra río arriba. Tercero, se pueden identificar efectos nacionales y regionales, por ejemplo, aquellos que atañen a la Amazonia en Brasil, o a la cuenca Mahsweli en Sri Lanka. Finalmente existen más problemas específicos y localizados como los complejos impactos ambientales y sociales de una represa hidroeléctrica o de propósitos múltiples.

Mientras los problemas de cualquier tipo referentes a los recursos naturales o ambientales sean un asunto de gran preocupación, aquellos que caen dentro de las fronteras nacionales de un país dado, son inherentemente más sencillos de tratarlos desde el punto de vista de la implementación de políticas. Tales temas que caen dentro del sector eléctrico deben ser tratados dentro del sistema de política nacional. Mientras tanto debido a fuertes presiones que surgen de las consecuencias que se hallan lejos del alcance tales como acumulación de gases de invernadero, significativos esfuerzos se están realizando en las áreas no solo de análisis científico, sino también con mecanismos de cooperación internacional para implementar medidas mitigantes.

Costos ambientales

Con respecto a los temas ambientales, el sistema nacional en el cual la empresa pública funciona juega un rol igualmente importante. Las acciones en la empresa pública necesitan ser apoyadas por un grupo de políticas consistentes y de un soporte legislativo. El desarrollo de regulaciones y normas ambientales deberían tomar lugar fuera de la empresa pública, y las necesidades del público para comprender la obligatoriedad de un programa de mitigación ambiental.

Nuestro sistema integrado también provee de un apropiado punto de partida para incorporar consideraciones ambientales a la toma de

decisiones energéticas. Existe un número de técnicas para evaluar los impactos ambientales de los proyectos eléctricos, y éstas pueden ser utilizadas para incorporar los costos ambientales a las reglas metodológicas para la planificación del costo mínimo y estimar el CMLP de la producción de energía. Sin embargo, se debería tener cuidado de ciertas incertidumbres en tales estimaciones y estar preparados para aplicar pruebas de sensibilidad donde sea apropiado.

Yendo más allá de los costos ambientales cuantificables, es por supuesto problemático, pero para reflejar que estos costos son significativos se debe hacer un intento, antes que asumir implícitamente que estos costos son insignificantes. Costos ambientales no-cuantificables pueden ser incorporados de varias maneras, tales como añadiendo nuevas preocupaciones en la toma de decisiones que reflejen la problemática social y normas absolutas ambientales, o a través de la utilización de una metodología enteramente diferente, e.g., gravámenes múltiples, más que una minimización que determina el costo. Esto se encuentra aún en la tradición de INEP, a pesar de los varios intercambios que harían explícitamente un criterio socio-ambiental antes que implicidad en términos económicos.

Asuntos globales ambientales

Presentados los considerables problemas afrontados por el sector eléctrico en los países en desarrollo (y más específicamente en la región de América Latina y El Caribe), las crecientes preocupaciones adicionales acerca de consecuencias ambientales del uso de energía, complican considerablemente el dilema de política afrontado por los países en desarrollo. En el pasado, los países industriales que afrontaban un intercambio entre crecimiento económico y preservación ambiental, invariablemente daban mayor prioridad al primer punto. Estos países más ricos han despertado recientemente a las consecuencias ambientales de su progreso económico, y únicamente después de que un

grupo de objetivos económicos han sido alcanzados. Este modelo de desarrollo económico y social ha sido adoptado por muchas regiones del tercer mundo. Además, hasta que los países desarrollados y en desarrollo encuentren un camino para un desarrollo sostenido, los esfuerzos para la protección ambiental serán un estorbo.

Los países en desarrollo (LDCs) comparten la preocupación mundial acerca de la degradación ambiental, y algunos ya han tomado las medidas para promover su propio manejo de los recursos naturales como un prerequisite esencial para un desarrollo económico sostenido. Sin embargo, afrontan otros problemas urgentes como pobreza, hambre y enfermedades, así como un rápido crecimiento demográfico. La ineficiencia de los recursos disponibles para dirigir todos estos problemas limita la capacidad de los LDCs para emprender medidas costosas para la protección de los bienes comunes.

El dilema crucial para los países en desarrollo es la manera de conciliar los objetivos de desarrollo y la eliminación de la pobreza — lo que requiere de un incremento en el uso de energía y de materias primas— con un responsable manejo del medio ambiente y sin sobrecargar las economías ya débiles. El PIB per cápita de las economías de bajos ingresos (con la mitad de la población mundial) promedió US\$ 290 en 1987, o un sexto por debajo del valor de Estados Unidos (\$18,530). En los dos más grandes países en desarrollo, India y China, el PIB per cápita fue \$300 y \$290 respectivamente. Correspondientemente, el consumo per cápita de energía en Estados Unidos de 7265 kilogramos de petróleo equivalentes (KGOE) en 1987 fue 35 y 15 veces mayor que las mismas estadísticas en India y China, respectivamente.

La disparidad de ambos ingresos per cápita y de uso de energía entre los diferentes países, también lleva asuntos adicionales en el contexto de la problemática global ambiental, y la pesada carga en la humanidad de la base de recursos naturales debido al pasado crecimiento económico —



combustible fósil relacionado con la acumulación de CO₂ en la atmósfera es un buen ejemplo. Los países desarrollados cuentan con más del 80% de estas emisiones durante 1950-1986 — Norteamérica contribuyó con más de 40 billones de toneladas de carbón, Europa Occidental y del Este emitieron 25 y 32 billones de toneladas respectivamente, y la participación de los países en desarrollo fue de alrededor de 24 billones de toneladas. En una base per cápita, los contrastes son aún más severos, con Norteamérica emitiendo sobre 20 veces más y los países desarrollados como un todo siendo responsables de más de 11 veces del total de emisiones de CO₂. La participación de los LDC sería menor si las emisiones antes de 1950 fueran incluidas. Claramente, cualquier escenario razonable de crecimiento para las naciones en desarrollo que seguiría el mismo camino materialmente intensivo del mundo industrializado, resultaría en inaceptables niveles de acumulación futura de gases invernaderos así como en la depredación general de los recursos naturales.

Hasta la fecha, los análisis científicos han provisto únicamente de predicciones inciertas sobre el tiempo del calentamiento potencial de la tierra. Sin embargo, sería prudente para la humanidad comprar un “seguro político” en la forma de acciones mitigantes para reducir las emisiones de gases. Irónicamente, la degradación ambiental local y global podría afectar de manera más severa a los países en desarrollo debido a que son más dependientes de los recursos naturales, mientras se limita el fortalecimiento económico para prevenir o responder rápidamente a incrementos en la frecuencia, severidad y persistencia de las inundaciones, sequías, tormentas, deslaves y otros más. De este modo, desde la perspectiva de los LDC, una atractiva remuneración por un seguro de bajo costo, sería un grupo de medidas baratas que podrían dirigir a un grupo de asuntos globales y ambientales, sin impedir los esfuerzos de desarrollo.

Un reciente reporte de la Comisión Brundtland (WCED 1987), que ha circulado y ha sido aceptada

ampliamente, ha presentado argumentos sobre el tema de un desarrollo sostenido, que consiste en la interacción de dos componentes: necesidades, especialmente aquellas de los segmentos pobres de la población mundial y de sus limitaciones, los cuales son impuestos por la capacidad del ambiente para satisfacer esas necesidades. El desarrollo de los actuales países industrializados tuvo lugar en un marco que enfatizó las necesidades y desenfató las limitaciones. El desarrollo de estas sociedades efectivamente ha depredado un gran grupo de recursos globales — incluyendo los recursos que son consumidos en la actividad productiva (tales como petróleo, gas y minerales), así como elementos que absorben los productos deshechados de la actividad económica y aquellos que proveen de funciones irremplazables para el mantenimiento de la vida (tal como la capa de ozono). Realmente, algunos analistas argumentan que este camino de desarrollo ha endeudado a los países desarrollados hacia toda la comunidad.

Actualmente, en los organismos mundiales y en los gobiernos se hallan bajo discusión mecanismos para definir con un criterio efectivo los fondos generados y desembolsados para guiar los objetivos ambientales. Mientras un acuerdo de trabajo no sea fácilmente alcanzable, los temas globales de financiamiento podrían ser analizados y resueltos a través de intercambios que involucren muchos criterios: justicia/equidad, productividad/adicionalmente y eficiencia económica.

En primer lugar, debido a que los LDCs no pueden financiar ni su desarrollo presente de la oferta de energía, para guiar la problemática global ambiental, necesitarán de asistencia financiera en términos concesionarios que sería adicional a la ya existente ayuda convencional. Por último, tendrá que ser incrementado también, para asistir a los países en desarrollo combatiendo la degradación ambiental local. Segundo, como se notó en el reciente reporte de la Comisión Brundtland, el pasado crecimiento en los países industrializados ha depredado una gran parte de los recursos globales, sugiriendo que los países desarrollados

tienen una "deuda ambiental" con la mayor parte de la comunidad. Esta aproximación podría ayudar a determinar la manera en que los restantes recursos pueden ser compartidos más justamente y utilizados sostenidamente. Finalmente, el criterio de eficiencia económica indica que el principio de "pagos por contaminantes" puede ser aplicado para generar ingresos, para que los costos globales ambientales de la actividad humana, puede ser cuantificado. Si los límites para la emisión total son establecidos (ej., para CO₂), entonces el acuerdo en la emisión permitido entre las naciones y otros mecanismos de mercado, podrían ser aplicados para incrementar la eficiencia.

La división de la responsabilidad en este esfuerzo global es claro a partir de los argumentos indicados. El inequilibrado uso de los recursos comunes en el pasado, debería ser una base importante en la cual los países desarrollados y en desarrollo pueden trabajar juntos para compartir y preservar los que restan. Los países desarrollados ya han logrado la mayoría de los propósitos razonables de desarrollo y pueden ayudar a sustituir la protección ambiental por un futuro crecimiento de la producción material. Por otro lado, se puede esperar que los países en desarrollo participen en el esfuerzo global no solo para entender que esta participación es totalmente consistente y complementaria con sus objetivos inmediatos de desarrollo económico y social.

Un mecanismo específico que ha sido recientemente implementado, incluye un fondo central multilateral de alrededor US\$ 1.5 billones - la Facilidad Global Ambiental (GEF)- para ser implementada como un piloto en los próximos tres años. Este fondo financiaría la inversión, asistencia técnica y actividades de desarrollo institucional en cuatro áreas: cambio global del clima, agotamiento de ozono, protección de la biodiversidad y degradación del recurso agua. Un más centrado Fondo de Ozono de alrededor US\$ 160 a 240 billones ha sido establecido, para ayudar a implementar medidas para reducir las emisiones de CFC bajo el Protocolo de Montreal. Ambos fondos están siendo manejados bajo un arreglo de

coparticipación entre la UNDP, UNEP y el Banco Mundial. En particular, podrían fundar estas actividades de inversión, que proveerían de beneficios costo-efectivos en el ambiente global, pero que no serían seguidos por países individuales sin concesiones. De este modo, estos fondos están siendo diseñados específicamente para suplir el vacío que es creado por la ausencia de incentivos nacionales individuales para estas actividades que podrían beneficiarnos a todos.

3.3. Otros problemas "tradicionales" del sector de energía eléctrica

Las propuestas de política señaladas previamente no deberían ser desviadas de prestar atención a los más tradicionales elementos de planificación y manejo de los elementos del sector eléctrico, que ha ocupado al personal del sector en América Latina y El Caribe en los últimos años. Más específicamente, la primera categoría incluye una proyección más efectiva de la demanda, planes de promoción del costo mínimo, y la operación óptima de los sistemas eléctricos —implicando que los procedimientos de operación y mantenimiento de la planta, los niveles de pérdidas, etc. son optimizados. El último, implica un uso final eficiente de la electricidad, manejo de carga y precios. Todas las anteriores opciones constituyen un paquete atractivo de políticas para la mayoría de las empresas públicas energéticas en la Región de América Latina y El Caribe.

Este es un espectro de opciones tecnológicas que los países de América Latina y El Caribe podrían potencialmente utilizar para promover la eficiencia energética. Este grupo de esfuerzos infra-estructurales se aplicarán para el uso de tecnologías avanzadas para la oferta de energía. Entre las opciones tecnológicas a corto plazo para el sector eléctrico, se encuentran la reducción de pérdidas de transmisión y distribución, y promover el mejoramiento de eficiencias en la planta. Recientes estudios se acercan a un punto, que la eficiente oferta lleva a ahorros netos económicos que muchas veces los correspondientes costos incurren (Munasinghe 1990b). Mientras que las



estimaciones en las cuales las pérdidas del sistema varían, todas apuntan a niveles que están lejos de las normas aceptadas. Mientras que los niveles inaceptables de pérdidas pueden ser de alrededor 6-8% en la transmisión y distribución como un porcentaje de generación bruta, estas pérdidas en la región se estiman en un rango promedio del 16-18%.

Las consecuencias de la reducción de estas pérdidas pueden ser muy importantes. En la base de nuestras estimaciones previas sobre los requerimientos de capacidades, un 1% de reducción de pérdidas por año podría reducir la capacidad requerida en cerca 5 GW anualmente en los países en desarrollo. El ahorro estimado en la inversión de capital sería de alrededor 10 billones de dólares por año. Mientras tanto, la Agencia para el Desarrollo Internacional (USAID 1988) ha estimado que la tasa media de calor de las plantas energéticas en los países LDC es de alrededor 13000 Btu/kWh, comparados con 9000-11000 Btu/kWh si estas plantas fueran operadas eficientemente. Los ahorros de energía (y consecuencias ambientales positivas) implicadas en estos gráficos son también significativos.

Beneficios similares son posibles mediante la conservación del tamaño de la demanda. Johansson et al. (1987) proveen de una interesante reseña de los desarrollos que se han dado en las tecnologías de uso final que pueden tener un mayor impacto en la eficiencia energética. Estas tecnologías (que se desarrollan en los países industrializados como una respuesta a la escalada de precios del petróleo en los 70s) pueden ser fácilmente aplicables hacia un más eficiente alumbrado, calentamiento, refrigeración y aire acondicionado alrededor del mundo en desarrollo, como se describe a continuación.

La sustitución de fuentes de energía primaria en la generación de energía es otro medio potencial para lograr estos beneficios duales. En el mundo en desarrollo, el gas natural es el candidato más efectivo para la sustitución del carbón o del petróleo. El beneficio económico de la sustitución

por el gas natural viene tanto de la sustitución de importaciones de productos petroleros o destinar estos productos para la exportación. En el frente ambiental, el alumbrado con gas natural típicamente alcanza una reducción del 30-50% en las emisiones de carbono.

En el largo plazo, los países en desarrollo necesitarán creer en opciones de una tecnología más avanzada las cuales están actualmente siendo desarrolladas en los países industrializados. Como se discutió anteriormente, la capacidad de generación de energía en los países en desarrollo se espera que se doble al final el siglo, y se incrementará después. Esto provee de las oportunidades para añadir tecnologías que han sido diseñadas tomando en cuenta criterios tanto económicos como medio ambientales. Tecnologías de carbón, cogeneración, ciclos combinados con turbinas a gas, turbinas de gas con vapor inyectado, etc. son todas partes de esta selección de tecnologías que tiene un importante potencial en los países en desarrollo. Aplicaciones similares estarán disponibles para tecnologías de control de emisión. Sin embargo, como se discutió previamente, los países en desarrollo buscarán en las naciones industrializadas que proveen la dirección en la refinación, probar estas tecnologías antes de ser implantadas en el mundo en desarrollo.

Como un ejemplo indicativo de las posibilidades de planes de oferta y de manejo de demanda, resumimos los resultados de un reciente estudio sueco (Johansson et al 1989). El sector eléctrico en Suecia, actualmente cubierto por una mitad hidro y otra mitad por la generación nuclear, afronta las siguientes restricciones:

- a) expansión hidro, limitada por problemas ambientales
- b) base obligatoria en todas las unidades nucleares por 2010 y c) no incrementos en las emisiones presentes de CO₂. La demanda para servicios derivados de la electricidad, se proyecta que se incrementará en un 50%, de

1987 en el 2010. Si la eficiencia en el uso final permanece inalterada entonces bajo este escenario de “eficiencia congelada”, la carga eléctrica también se incrementaría en un 50%, de 129 TWh en 1987 a 195 TWh en 2010, a una tasa promedio anual de crecimiento del 1.8%.

La misma producción de servicios eléctricos podría ser prevista, pero con un declinamiento fijo de las necesidades de insumos para la electricidad y de los niveles de carga — basados en los escenarios A,B,C y D, de la creciente eficiencia de energía, mostrado en la Gráfico 8. Las cargas correspondientes en 2010 señan de 140, 111, 96 y 88 TWh, respectivamente. Solo las opciones C y D permiten satisfacciones de carga después de que todas las plantas nucleares sean retiradas en el 2010. El gráfico 9 indica que los costos totales de la oferta de energía también caen progresivamente bajo los escenarios A hasta C (algunos de los costos no son aún definidos para el escenario D) En adición hay 3 escenarios de oferta basados en diferentes reglas de selección para la generación mientras nos desplazamos a través de la expedición económica, gas/biomasa natural, y opciones de expedición ambiental. Estos costos excluyen impuestos y subsidios, y están basados en una tasa de descuento del 6%, precios mundiales de petróleo y carbón en 1987, y precios de carbón y gas equivalentes a la generación de vapor.

4. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Este documento ha revisado las significativas metas que confrontan los planificadores del sector eléctrico en la región de América Latina y El Caribe y ha investigado un grupo de opciones de política para guiar tales elementos. A partir de que el papel de la política de precios de la electricidad es puesta de relieve, la importancia de otras políticas complementarias y la necesidad para una aproximación integrada a la planificación y manejo del sector eléctrico en América Latina y El Caribe, son también enfatizadas.

Las opciones de política presentadas en este documentos son las siguientes:

- a) Eficiencia de precios en el sector eléctrico.
- b) Eficiencia organizacional y reguladora
- c) Movilización de recursos y financiamiento.

Sin embargo, estas medidas necesitan ser equilibradas con los siguientes puntos adicionales, relacionados a muchas problemáticas tradicionales y emergentes del sector eléctrico.

- d) Objetivos socio-políticos e intercambios
- e) Asuntos ambientales
- f) Preocupaciones “tradicionales” del sector eléctrico.

El sector eléctrico tiene un rol vital a desempeñar en el desarrollo económico de la región de América Latina y El Caribe, si los problemas actuales en este sector no son guiados, el sector podría volverse un impedimento al crecimiento en lugar de una de sus principales fuerzas. En particular, muchos problemas financieros en el sector provenientes de políticas de precios no dirigidas, necesitan ser conducidas. El continuo desarrollo y una mejoría en la eficiencia en el sector, también dependen críticamente de la eliminación de impedimentos impuestos por el medio institucional y regulador actual. Este documento ha presentado argumentos a favor de una reestructuración de la industria que eleva el papel para el sector privado y la descentralización en una base jerárquica y espacial. Finalmente es crítico que un diverso grupo de opciones de movilización de recursos y de financiamiento sean seguidas para proveer de los recursos financieros necesarios para reactiva al sector.

Estas presiones políticas deben ser equilibrada por otras importantes consideraciones del sector eléctrico. Primero, los objetivos socio-políticos del sector no pueden ser obviados. Este documento



subraya la importancia de una fijación racional de los verdaderos costos y beneficios de estos objetivos. Además, los planificadores del sector eléctrico necesitan desarrollar una aproximación activa para los problemas ambientales emergentes.

Presiones internacionales para implementar medidas ambientales mitigantes dan lugar a una pesada carga para los países en desarrollo. El dilema crucial de los países LDCs es como conciliar objetivos de desarrollo y la eliminación de la pobreza — que requerirá de un mayor uso de energía y de materia prima— un manejo responsable del medio, sin sobrecargar a las economías ya débiles.

En vista de que severas limitaciones financieras que los países en desarrollo afrontan, la respuesta de estos países hacia la preservación ambiental no puede extender más allá del dominio de medidas que sean consistentes con metas de desarrollo económico. Más específicamente, la respuesta de la política ambiental de los LDCs en la próxima década será limitada a tecnologías convencionales para impulsos de la eficiencia, y desarrollo de la conservación y de los recursos. Los países desarrollados están listos a sustituir la preservación ambiental por una futura expansión económica y debería, entonces estar listos a cruzar el umbral, proveyendo de los recursos financieros que los LDC's necesitan actualmente y desarrollando las innovaciones tecnológicas y la base de conocimientos a ser utilizadas en el siglo 21 por todas las naciones. Finalmente, las propuestas de políticas señaladas en este documento no deberían retractarse de la importancia a prestar atención a los puntos más tradicionales de planificación del sector eléctrico que ha ocupado al personal del sector en América Latina y El Caribe a lo largo del tiempo.

REFERENCIAS

- Berrie, T.W., "Planificación del Sistema Eléctrico bajo el Esquema de Precios Eléctricos". Transacciones IEEE en los Sistemas Eléctricos, vol. PWRS-2, No.3, Agosto 1987.
- Geller, H.s., et al., "Conservación de Electricidad en Brasil: Potencial y Progreso", *Energía*, vol. 13, No. 6, 1988.
- Johansson, T., et al., *Electricidad*, Lund University Press, Suecia, 1989.
- Moore, E.A. y Smith, G., "Gastos de Capital para Energía Eléctrica en Países en Desarrollo en los años 90", Documento de Trabajo del Departamento de Industria y Energía, Series de Energía No. 21, Febrero 1990.
- Munasinghe, M., *Análisis de Energía en Política*, Butterworths, 1990a.
- Munasinghe, M., *Economía de Energía Eléctrica*, Butterworths, 1990b.
- Schweepe, F., Caramanis, M.n., Tabors, R. y Bohn, R., *Esquema de Precios de Electricidad*, Publicación Kluwer, New York, 1988.
- Sullivan, J.B., "La Experiencia de A.I.D. con Generación Eléctrica Independiente", documento presentado en el Taller sobre Energía Eléctrica en América Central y el Caribe, San José, Costa Rica, Agosto 1988.
- USAID, "Déficits de Energía en Países en Desarrollo", Washington DC, Marzo 1988.
- Banco Mundial, "La Evolución, Situación, y Prospectos del Sector de Energía Eléctrica en los países de LAC, Reporte LACTD No. 7, Washington DC, Agosto 1991a.
- Banco Mundial, "Eficiencia de Energía Comercial y el Medio Ambiente", Reporte ENVPR, Washington DC, Agosto 1991.
- Comisión Mundial en Medio Ambiente y Desarrollo, *Nuestro futuro común*, Oxford University Press, Londres, 1987.

Figura 1

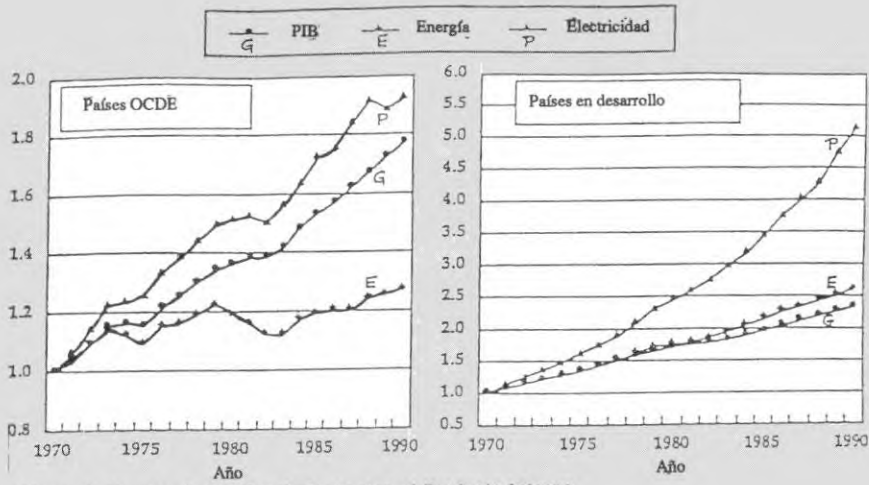


Figura 1: Tendencias de Crecimiento para el Producto Interno Bruto (PIB), Energía y Electricidad (1970-1990) (Todos los valores normalizados a 1,0 en 1970)

Fuente: Munasinghe et al (1991)

Figura 2

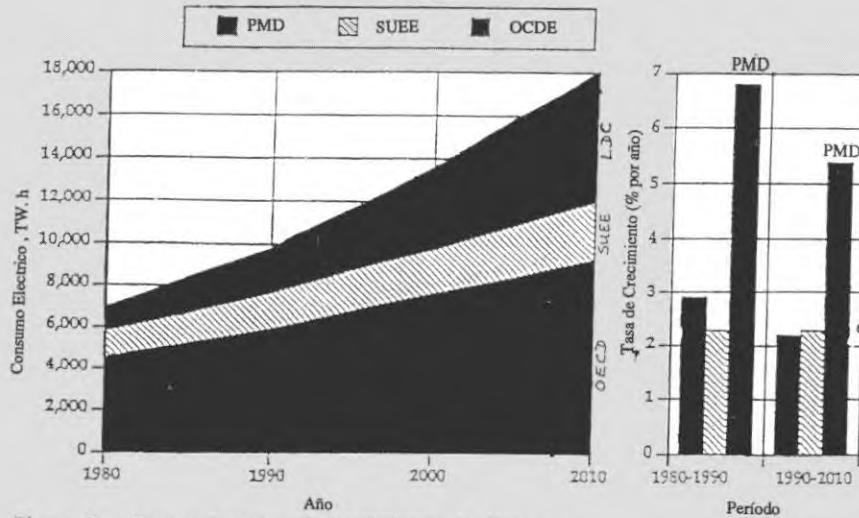


Figura 2: Perspectiva para el Crecimiento de Consumo Eléctrico (1980-2010) Consumo de Electricidad (TWh)

Fuente: Munasinghe et al (1991)

Figura 3

Desagregación, por Tipo de Planta y Región, de la Capacidad Adicional Proyectada en los PMDs en los Años Noventa

(384 GW TOTAL)

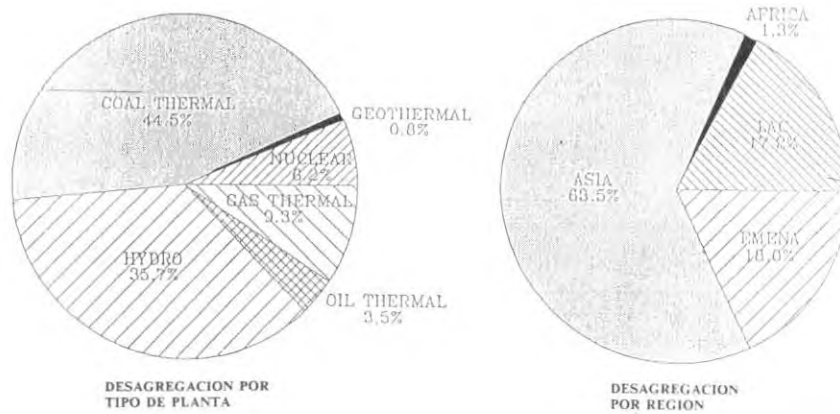


Figura 4

Demanda de Electricidad y Crecimiento Económico América Latina y El Caribe

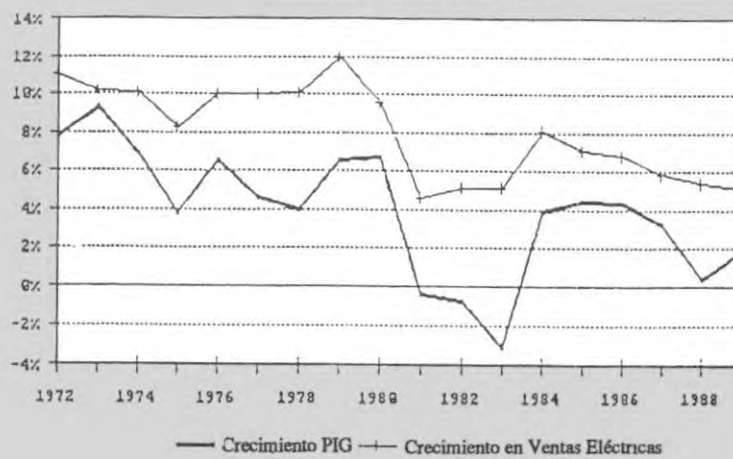


Figura 5

PRECIOS Y COSTOS UNITARIOS
América Latina y El Caribe

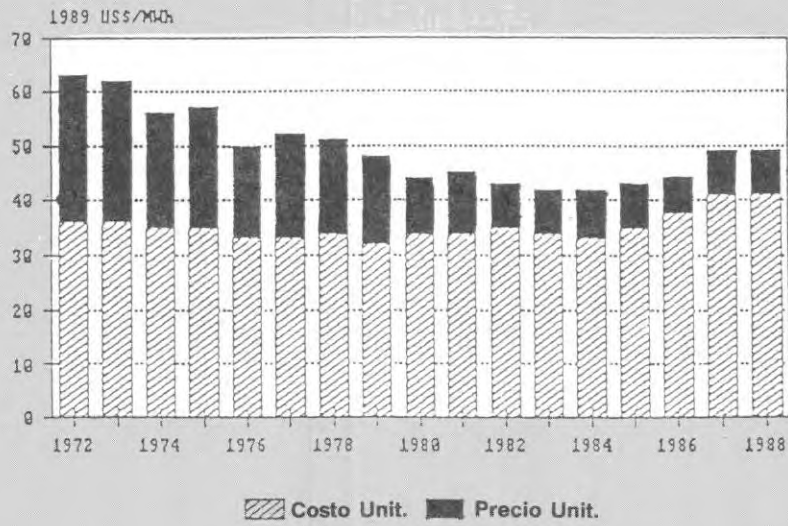


Figura 6

Aporte Promedio de las Tarifas a los Costos Marginales de Largo Plazo
América Latina y El Caribe

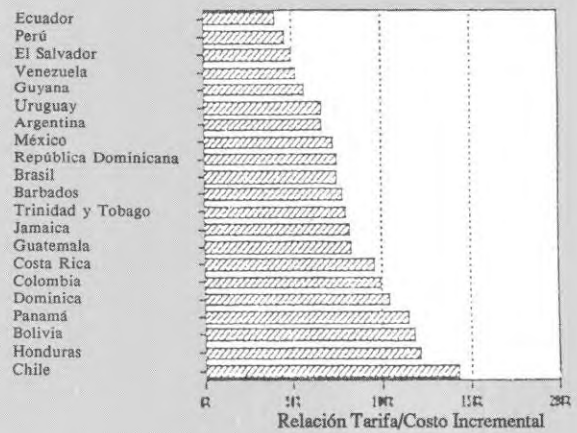
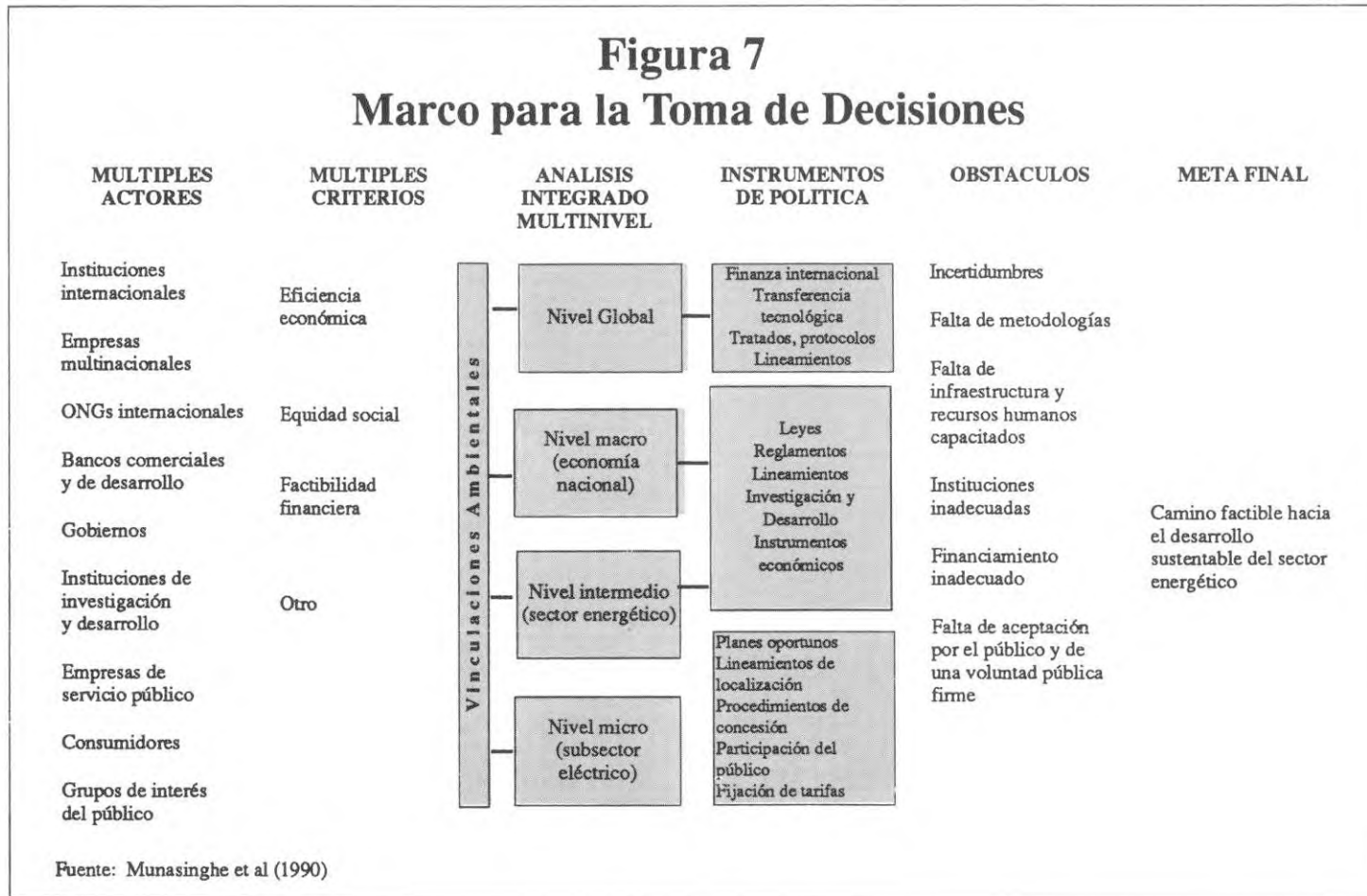
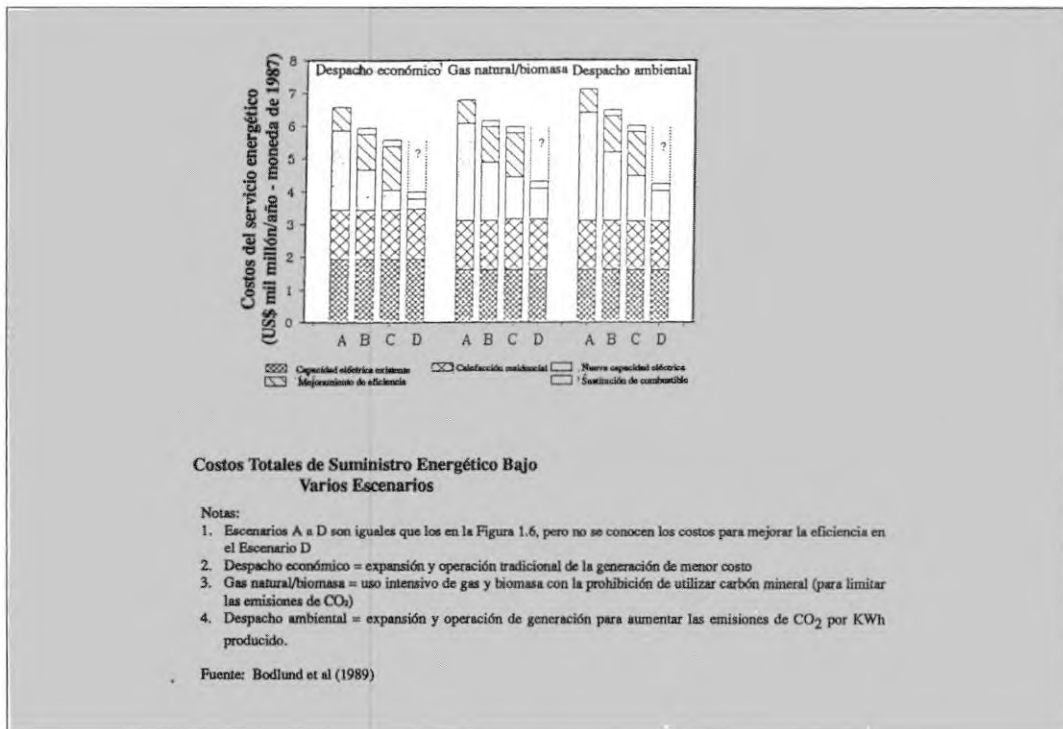
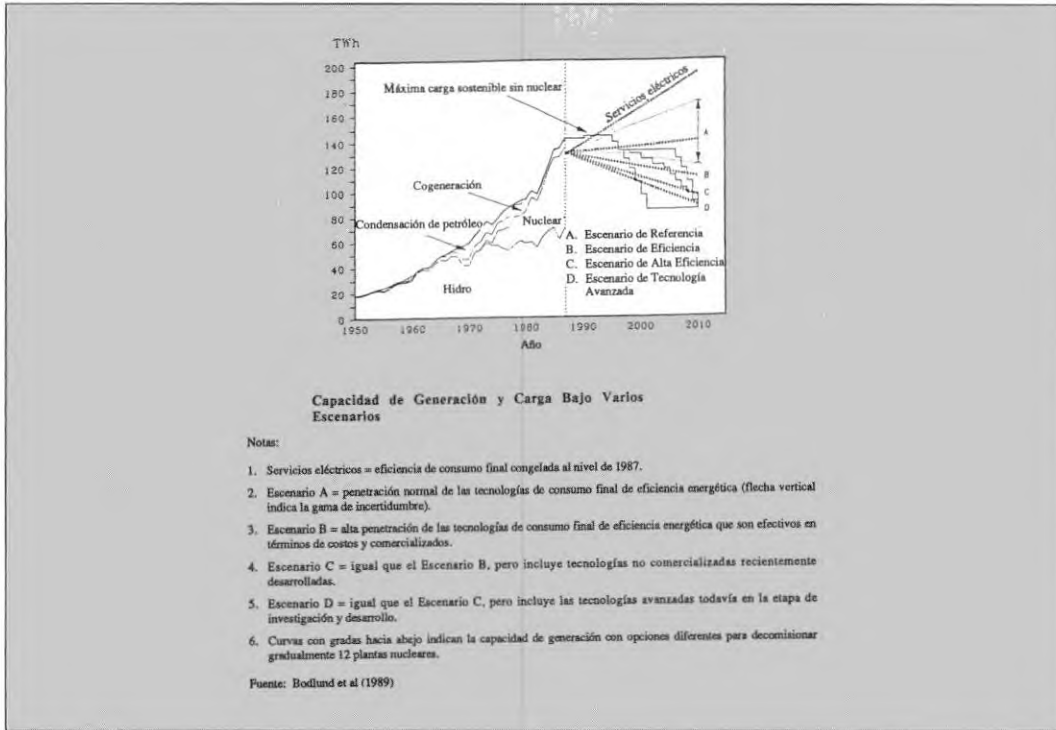


Figura 7
Marco para la Toma de Decisiones





e

Formas Alternativas de Participación Privada: Modelos Tradicionales y Nuevos

James B. Sullivan

Director, Oficina de Energía
Oficina para Ciencia y Tecnología
Agencia de los Estados Unidos para
el Desarrollo Internacional



Formas Alternativas de Participación Privada: Modelos Tradicionales y Nuevos

INTRODUCCION

Para muchos países desarrollados y en desarrollo, la participación privada en el sector eléctrico puede ayudar a resolver los problemas recurrentes de la financiación insuficiente y de las operaciones ineficientes. En mi presentación el día de hoy, discutiré: 1) el problema del déficit de energía y el rol potencial del sector privado; 2) las formas alternativas de participación privadas en el sector eléctrico y las razones de cada una de ellas; 3) las condiciones necesarias para la participación privada, particularmente las condiciones necesarias para atraer el capital de inversión; y (4) el estado actual de la generación y de la contratación eléctrica independiente en varios países. Este documento no tratará en detalle sobre la privatización de las empresas de servicio público pertenecientes al Estado, debido a que esto está siendo discutido en otros documentos de esta conferencia. Finalmente, proporcionaré información en algunos de los programas del sector privado y de las iniciativas de la Oficina de Energía de la USAID.

I. DEFICIT DE ENERGIA EN PAISES EN DESARROLLO

Un suministro adecuado y confiable de electricidad es esencial en el desarrollo social y económico de un país, sea éste desarrollado o en desarrollo. Los sectores industrial, comercial y de servicio de las economías son altamente interdependientes de esta forma de energía. Por lo tanto, no es de sorprenderse que mientras la demanda de energía en países en desarrollo ha crecido en tasas superiores a 5,5% por año durante los últimos 15 años, la demanda de electricidad ha crecido en alrededor del 6,5% por año.

Enfrentados con las altas tasas de crecimiento de demanda, muchos países en desarrollo experimentan hoy en día déficits de energía superiores al 10% de su capacidad de generación. En Pakistán, por ejemplo, durante los últimos cinco años, los déficits de energía han sido superiores al 25% de la demanda, en India más del 10% y en la República Dominicana más del 15%. Existen situaciones similares en muchos otros países en desarrollo.

Los países en desarrollo necesitan ahora más energía eléctrica para el desarrollo socioeconómico que la que sus empresas del sector público pueden producir. Los dos factores más importantes responsables para los problemas actuales o



futuros de energía que enfrentan las empresas de servicio público en países en desarrollo son:

- recursos financieros insuficientes para expandir su sistema eléctrico para cubrir la creciente demanda y
- ineficiencias en la generación, transmisión y distribución.

EFFECTOS DEL DEFICIT DE ENERGIA

El impacto económico negativo de este tipo de déficit en los países en desarrollo ha sido tremendo (Anexo 2). La industria privada en países en desarrollo es tal vez la que más ha sufrido por los déficits de energía. Varios estudios han revelado que los cortes de servicio de electricidad pueden causar pérdidas económicas de aproximadamente US\$1 por KWh no suministrado. En Pakistán, por ejemplo, el racionamiento de carga sólo al sector industrial ha llevado a la disminución del PIB de 1,8% y del 4,2% de disminución en los ingresos en divisas del país. Para la India, el costo de la falta de confiabilidad de suministro eléctrico en el sector industrial ha sido estimado en 1,5% del PIB.

Estas estimaciones; sin embargo, no incluyen el valor de inversiones futuras que no se realizan debido a la falta de disponibilidad o la no confiabilidad de la energía eléctrica. La instalación de equipos, de generadores a diesel de reserva, ha sido la respuesta más común por firmas industriales y comerciales para el suministro no confiable de energía. Se comprueba que el costo de diesel; sin embargo, no es una solución económica debido a que las unidades operan únicamente a tiempo parcial, produciendo altos costos de capital por kilovatio-hora. Se ha estimado que, del total de la capacidad de generación instalada en muchos países en desarrollo, aproximadamente el 10% es en la forma de generación de reserva de las instalaciones de los clientes. Esta situación además desvía el capital de inversión de otras aplicaciones más productivas.

Claramente, los déficits de energía y las fallas de suministro -particularmente en países en desarrollo- interrumpen las actividades económicas productivas y amenazarán las inversiones industriales, agrícolas y comerciales futuras.

Más aún, como la demanda de energía ha crecido en países en desarrollo, muchos gobiernos han encontrado muy difícil el disponer de recursos suficientes para el sector eléctrico para asegurarse que se ha cubierto la demanda. En muchos países, el sector eléctrico consume más del 20% del total del presupuesto de desarrollo del gobierno. Los préstamos extranjeros para el sector eléctrico son a menudo mayores al 30% del total de la deuda externa del país. Y, agravando el problema, muchas empresas de servicio público en países en desarrollo no califican para préstamos de bancos internacionales de desarrollo o comerciales debido a su pobre situación financiera; por lo tanto son muy inciertas las proyecciones para mejorar el suministro de energía.

CAPACIDAD DEL SECTOR ELECTRICO Y REQUERIMIENTOS FINANCIEROS FUTUROS

Mirando hacia el futuro, el problema es aún peor. En un reporte al Congreso en 1988, titulado "Déficit Eléctrico en Países en Desarrollo", la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional proyectó que si la tendencia actual en la expansión del suministro eléctrico en países en desarrollo continúa bajo una tasa de crecimiento económico modesto de 4,5% por año entre esta fecha y el año 2008, los países en desarrollo necesitarán una capacidad de generación eléctrica adicional de más de 1.500 GW, comparado con la capacidad instalada en 1984 de 450 GW (Anexo 3). Esto requerirá de una inversión anual de US\$125 mil millones por año, comparado con los gastos actuales de alrededor de US\$50 mil millones, necesitando una inversión total de capital de US\$2,5 billones (millones de millones).

A través de un suministro dramático y de mejoras de eficiencia en el uso final y conservación estricta, la necesidad de una capacidad de generación adicional puede reducirse a 700 GW durante el período 1988-2008. Sin embargo, existe un consenso creciente de que empresas controladas públicamente -debido a su inhabilidad para asegurar el financiamiento, influencia política, falta de repuestos y operaciones ineficientes- no estarán en posibilidad para ejecutar el escenario de conservación.

Aún si las mejoras en conservación y en eficiencia son exitosamente implementadas, esta estrategia del "menor costo" requerirá inversiones en el orden de US\$70 mil millones por año para una nueva capacidad de generación. Esto significa una brecha de capital de alrededor de US\$300 mil millones durante los siguientes 20 años.

Para la Región de América Latina y El Caribe (ALC), de acuerdo con recientes informes del Banco Mundial, el suministro eléctrico está proyectado para crecer en un promedio de aproximadamente 6,7% por año desde 1990 a 1994 y de 6,4% desde 1995 a 1999. Este crecimiento requerirá más de US\$132 mil millones en inversiones de capital adicionales o más de US\$17 mil millones por año.

El total de los recursos financieros para este nivel de expansión e inversión, está claramente más allá de las capacidades de los países en desarrollo. El capital de inversión de esta magnitud no estará disponible de los tesoros públicos de los países en desarrollo. Los ingresos de muchas, si no de la mayoría, de las empresas de propiedad pública cubre únicamente una pequeña fracción de sus gastos de operación y de capital de expansión. Adicionalmente, las organizaciones internacionales para el desarrollo, tales como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y donantes bilaterales, solamente pueden suministrar una fracción del capital requerido.

II. ROL DE LA PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ELECTRICO

El punto central de este documento es la idea de que la participación privada en el sector eléctrico puede ayudar a resolver los problemas recurrentes de la financiación insuficiente y de las operaciones ineficientes, tanto en países desarrollados como en países en desarrollo.

Varios países están buscando la participación privada en sus sectores eléctricos. Desde la aprobación del Ley de Políticas de Regulación de Empresas de Servicio Público (Public Utilities Regulatory Policies Act—PURPA) en 1978, los Estados Unidos -cuyo sector eléctrico está ya dominado por empresas eléctricas de propiedad privada- han visto el crecimiento rápido de generación de energía privada no pública. En los Estados Unidos actualmente, más de 27.000 MW de la capacidad de generación - 4% de la capacidad total de los Estados Unidos- es de productores de electricidad independientes privados. En 1990, el 30% del incremento total de capacidad de generación, más de 2.800 MW, provinieron de inversionistas privados en plantas de generación independientes.

Muchos países en desarrollo están buscando la participación privada en sus sectores de energía eléctrica. En la Región latinoamericana y del Caribe, Argentina, Colombia, Guatemala, El Salvador, Jamaica y Panamá están considerando formas de participación privada. Las inversiones del sector privado han llevado al desarrollo exitoso de proyectos de generación eléctrica en la República Popular de China, la República de Filipinas, la República Dominicana y Costa Rica. Malasia y Chile se han comprometido a la privatización casi total de sus sectores eléctricos. En los Estados Unidos, más de 27.000 MW de la capacidad de generación -4% de la capacidad total de los Estados Unidos- está generada actualmente por productores de energía independientes. Naturalmente, la mayoría de la producción de energía en los Estados Unidos -más del 75%- proviene de empresas de propiedad privada.



BENEFICIOS DE LA PARTICIPACION PRIVADA

La participación del sector privado puede traer beneficios importantes. Los beneficios mayormente identificados en los países en desarrollo, debido al incremento de la participación del sector privado, pueden ser clasificados bajo uno o más de los tres siguientes títulos: Financiamiento, Eficiencia e Innovación.

Financiamiento

La inversión privada puede ayudar a aliviar el drenaje serio del tesoro público impuesto ahora por el sector eléctrico. Esto no sólo liberaría recursos para invertirlos en otros sectores tales como educación, salud o agricultura, sino que también proveería un nuevo mercado de capitales para la inversión privada local. Una central de generación o acciones en una empresa pública es una de las pocas áreas en las cuales se puede realizar rápidamente una substitución importante de inversión privada en lugar de inversión pública. Además, el sector privado asume la responsabilidad tanto por el patrimonio como por la deuda, que son entonces, llevados en las hojas de balance de la compañía privada antes que en las del gobierno o de la empresa de propiedad pública.

El sector privado puede también acceder a fuentes de capital que no están disponibles normalmente para el sector eléctrico de propiedad del gobierno. Esto podría permitir que los gobiernos de los países en desarrollo expandan su capacidad de producción y de entrega de energía.

Eficiencia

Los países en desarrollo buscan también al sector privado para mejorar la eficiencia administrativa y operacional del sector eléctrico. Puesto que las compañías de electricidad del sector público son generalmente monopolios, existen limitados incentivos para mejorar la eficiencia. Las

compañías privadas podrían tener la posibilidad de llevar capacidad de producción, transmisión y distribución de energía a operación de una manera más rápida y eficiente que las compañías públicas. En tanto que el sector privado no tiene que cumplir con todos los procedimientos y regulaciones de la contratación pública para seleccionar los contratistas y los suministradores (lo cual es obligatorio para agencias públicas), tales mejoras son una posibilidad real.

La participación privada puede llevar a una operación más eficiente de las plantas y a factores más altos de capacidad. Esto no solamente disminuye la capacidad global para nueva generación en el país, sino que también reduciría el consumo de combustible y los requerimientos de divisas. Adicionalmente, las plantas privadas de generación bien operadas podrían establecer normas a ser imitadas por las plantas de propiedad pública.

Las compañías de electricidad de propiedad y operadas en forma privada incrementan la probabilidad de autonomía administrativa, ayudando en esta forma a proteger al sector eléctrico de una indebida injerencia política que prevalece hasta la fecha. Con esta autonomía, la optimización del sector eléctrico es posible, eliminando los requerimientos ineficientes de adquisiciones y de empleo.

Finalmente, el sector privado tiene la habilidad de responder rápidamente a los problemas. Una vez que tiene la aprobación del gobierno, puede construir nuevas plantas, así como líneas de transmisión y distribución más rápidamente que lo que puede hacer el sector público, y puede emprender también el manejo de carga y otros medios innovativos para cubrir el crecimiento de la demanda.

Innovación

El sector privado, más que el sector público, ha sido la fuente de las innovaciones de los sistemas tecnológicos y administrativos en el sector

eléctrico. Con su enfoque en operaciones eficientes y en la mejora de la tasa de retorno, las firmas del sector privado han invertido fuertemente en mejoras en innovaciones tecnológicas y de administración de sistemas. Las compañías eléctricas privadas están buscando constantemente nuevas medidas para mejorar el comportamiento de la planta, tales como configuraciones de calderas más eficientes, recuperación del calor de los gases de escape, turbinas de gas de ciclo combinado, sistemas de combustión de lecho fluidizado y diseños modulares. La innovación del sector privado ha llevado adicionalmente a la instalación de tecnologías de control de contaminación efectivas en costo y al diseño de instalaciones de generación ambientalmente favorables.

Finalmente, las compañías privadas han liberado la adopción de técnicas innovativas para la administración de sistemas y para el uso de tecnologías de computación para la planificación de sistemas y proyección de carga, el despacho de generación y la administración de recursos humanos.

III. ENFOQUES SOBRE LA ENERGIA ELECTRICA PRIVADA

La participación privada tiene muchas formas: la privatización de la propiedad de las empresas a través de la venta parcial o total de los activos, plantas de generación independientes privadas y la contratación de la operación de los servicios puntuales de las empresas, tales como funciones de generación, distribución o transmisión. Huelga decir que ninguno de estos enfoques es el más adecuado para todos los países.

Privatización

La privatización de las empresas eléctricas de propiedad pública representa la participación más completa del sector privado. En este caso, una porción discreta o total de los activos de las operaciones de la empresa, incluyendo

generación, distribución y transmisión, son vendidas a inversionistas privados. La privatización aparece como un proceso importante de reestructuración económica, tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. El Reino Unido está encabezando los países desarrollados, que incluyen Australia, Canadá, Francia, Japón, Nueva Zelandia y España, al privatizar un grupo de compañías de propiedad gubernamental. Chile y el Reino Unido han realizado recientemente la privatización de sus empresas eléctricas, y Malasia está actualmente en proceso de privatizar sus empresas. Varios otros países, como Brasil, Argentina, Venezuela y Tailandia están considerando la privatización de sus empresas eléctricas de propiedad pública.

En El Caribe, América Central y América Latina, el proceso de privatización está siendo implementado en varios sectores. México ha sido el pionero en privatización en esta Región, con más de 200 industrias y servicios para privatización. La Empresa Mexicana de Cobre fue vendida al sector privado por US\$1,4 mil millones en 1988, convirtiéndola en la mayor transacción de privatización de América Latina hasta la fecha. Jamaica ha privatizado el sector de servicios financieros y una compañía de cemento, en tanto que la República Dominicana está estudiando el mercado para privatización potencial de servicios específicos municipales y de empresas eléctricas. La privatización de la empresa eléctrica en Buenos Aires está bajo consideración activa del gobierno argentino. En Chile, el sistema de empresas eléctricas, telecomunicaciones y la industria de seguros han sido privatizados.

La privatización de industrias de infraestructura, tales como las empresas eléctricas, requiere voluntad política para soportar la fuerte contrapresión de los sindicatos y del público en general. La privatización total de empresas eléctricas requiere un compromiso fuerte por parte del gobierno, un mercado de capital bien desarrollado, el acceso a servicios de electricidad



para una gran parte de la población y finalmente el tener a la utilidad en sí misma en condición de inversión. Debido a que la electricidad es un insumo básico para los sectores manufactureros, el precio y la confiabilidad del suministro afecta la competitividad internacional de los productos domésticos para ingresos por importación. La privatización de los sistemas de empresas eléctricas debe enfocarse en mejorar la eficiencia y en promover la competencia de nuevas plantas de generación. Cuando se privatiza una empresa eléctrica, estos factores prueban ser aún más importantes debido al rol central que juega la empresa en la economía.

La privatización exitosa de empresas de propiedad pública requieren generalmente que éstas sean ubicadas primero en una base adecuada financiera y operacional. Los esfuerzos para privatizar completamente una empresa en condición financiera relativamente pobre no podría ser posible puesto que los activos pueden estar en condiciones severamente deteriorados. Los precios pueden no cubrir los costos de capital y operación y las operaciones pueden no ser eficientes. Chile, por ejemplo, ha tenido que invertir cifras significativas del patrimonio del gobierno en sus empresas de propiedad pública para hacerlas atractivas a inversionistas privados.

La compra de capacidad de generación existente de las empresas y/o de áreas de servicio, por parte del sector privado generan las siguientes consideraciones. La desinversión de las entidades de propiedad del Estado pueden realizarse por licitación, remate, oferta de precio fijo, o una compra de la administración/empleados. Las empresas de propiedad pública retiran las deudas de sus registros de contabilidad y pueden obtener algún fondo de divisas en el proceso. La empresa puede también obtener una ganancia incremental en capacidad ya sea a través de la expansión o rehabilitación. El grupo del sector privado está comprando lo que aparentemente sea una unidad probada de generación y puede disminuir sus riesgos asociados con retrasos en la construcción y la puesta en marcha.

La privatización de sistemas de empresas eléctricas puede ser clasificada en dos grandes categorías: (1) privatización de la **producción de electricidad** y (2) privatización del **suministro de electricidad**.

La privatización de la **producción de la electricidad** significa que el sector privado tenga y opere las centrales de generación y las líneas de transmisión y sea también responsable por la entrega de energía al consumidor. Este proceso involucra la desinversión total de los activos de las empresas por parte del gobierno hacia el sector privado. La privatización británica del Central Electricity Generating Board y la privatización en Malasia del Lembaga Letrik Negara (LLN) Tanah Melayu siguen este modelo.

La privatización de la producción de electricidad a través de la desinversión de los activos de la empresa involucra la venta de todos los activos de las operaciones de la empresa incluyendo generación, distribución y transmisión a un grupo de inversionistas privados.

La privatización del **suministro de electricidad** significa que el sector privado participa en el suministro de servicios específicos de la empresa, tales como servicios de operación y mantenimiento para una central específica o un grupo de centrales; sistemas de distribución de energía que incluye la medición, la facturación y los servicios de recaudación; servicios de seguridad y la administración del sistema de parque.

Generación de Energía Privada Independiente

Las instalaciones de generación de energía eléctrica privada independientes son plantas de generación de electricidad individuales de propiedad privada que venden la energía en masa hacia la red nacional. Esta categoría incluye también la cogeneración industrial o comercial y las instalaciones de autogeneración que venden a la red, así como el arriendo mercantil de

anteriormente. Nuevamente, revisaremos el contexto americano, ya que más de 27.000 MW de electricidad han sido puestos en operación durante los últimos 10 años.

Al discutir estas formas alternativas de participación privada, enfocaré solamente los aspectos de obtención de capital para estas inversiones y no trataré el proceso de desarrollo del proyecto o de temas regulatorios o contractuales, de construcción u operación.

MODELO TRADICIONAL DE EMPRESA PRIVADA Y MERCADOS DE CAPITAL

Organización y Estructura de la Industria de Empresa Privada de Servicio Público en los Estados Unidos

Las empresas privadas de servicio público de propiedad de inversionistas generan más del 75% de toda la energía eléctrica producida en los Estados Unidos y son propietarias de más del 75% de la capacidad de generación. En 1988, las 250 compañías de empresas eléctricas privadas eran propietarias y operaban 555.756 MW de la capacidad de generación total de 723.852 MW. Al igual que en la mayoría de los países en desarrollo, estas empresas eléctricas privadas son integradas verticalmente suministrando servicios de generación, transmisión y distribución.

Estas empresas eléctricas privadas están reguladas por comisiones de regulación de empresas públicas operadas generalmente a nivel de estado. Estas comisiones de empresas públicas adjudican concesiones monopolísticas a las empresas privadas, permitiéndoles autoridad exclusiva para suministrar servicio eléctrico en un área geográfica dada. A cambio de este monopolio, las comisiones de empresas públicas regulan la tasa de retorno permisible sobre las inversiones y operaciones de las empresas privadas.

La Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) es responsable de ejecutar la política

nacional con relación al sector de energía eléctrica. Tiene jurisdicción sobre todas las ventas de energía entre empresas y sobre aspectos regulatorios relacionados con prácticas de competitividad en la industria. Sin embargo, FERC no regula las tasas de retorno de las privadas; lo hacen los estados.

Mercados de capital para empresas eléctricas privadas

Los mercados de capital en países desarrollados, tales como los Estados Unidos, son altamente especializados para servir las necesidades de las empresas eléctricas privadas tradicionales. Al ser una industria intensiva en capital, la industria de las empresas eléctricas ha sido responsable principalmente de respaldar el crecimiento rápido del mercado de bonos en los Estados Unidos a lo largo de este siglo.

Al ser monopolios regulados, las empresas privadas operan con un mayor grado de compromiso financiero que aquel de otras industrias. Esto ha sido aceptado históricamente por inversionistas, puesto que su estado de monopolio regulado las ha aislado tradicionalmente de los riesgos de inversión, especialmente del riesgo de quiebra.

La industria de empresas de los Estados Unidos es uno de los más grandes consumidores unitarios de inversiones de capital en los Estados Unidos. El tamaño del mercado de capital para dar servicio a las necesidades de deuda y de patrimonio de las empresas del sector eléctrico privado de los Estados Unidos totaliza más de un tercio de billón (millón de millones) de dólares EE.UU. El Anexo 4 presenta la estructura de capital de la industria de energía eléctrica privada de los Estados Unidos en 1990. La capitalización total es de más de US\$357 mil millones. La deuda a largo plazo presenta más de 48% de la capitalización total. Las acciones comunes representan más del 26%.

La deuda a largo plazo en general viene en la forma de bonos o de obligaciones. (Los bonos están asegurados por una hipoteca contra las



acciones del emisor en tanto que las obligaciones no están generalmente aseguradas, pero pueden ser respaldadas por un activo específico.) Para la deuda a largo plazo, un inversionista presta dinero por un cierto período y recibe un bono que madurará y será pagado en una fecha específica. El tenedor del bono está garantizado entonces por una tasa específica de interés a lo largo de la vigencia del bono.

Los accionistas comunes son los propietarios o quienes tienen el patrimonio del negocio. El patrimonio lleva el riesgo más alto. Cuando las condiciones son malas, el dinero del accionista común es utilizado para pagar a los tenedores de bonos y a las acciones preferenciales. Sin embargo, en buenos tiempos, los accionistas comunes reciben la mayor utilidad. Además de la entrega de dividendos, los accionistas esperan que el valor del patrimonio se vuelva a valorizar a lo largo del tiempo. Los accionistas pueden frecuentemente aceptar dividendos más bajos si prevén incrementos significativos en el precio de las acciones y en las "ganancias de capital" (la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta de una acción común) durante el período que ellos tienen estas acciones.

Tasas de retorno esperadas por el inversionista

Para atraer a los inversionistas privados - instituciones e individuos- las empresas privadas de electricidad en los Estados Unidos deben ofrecer tasas de retorno atractivas y competitivas. Dada la estabilidad relativa de estos monopolios regulados, éstas son vistas como inversiones de bajo riesgo en comparación con inversiones de industrias en los Estados Unidos o en oportunidades de inversión en el extranjero. El Anexo 5 indica que los tenedores de bonos en 1989 podían esperar ingresos algo menores del 10% y los accionistas alrededor del 8%. Debido a la recesión, estas tasas han declinado en alguna forma en el corto plazo. La relación del ingreso de las empresas privadas sobre el patrimonio -su tasa de retorno regulada- desde 1975 hasta 1989

(desde los cuales forma fondos de dividendos de las acciones comunes y de ingresos retenidos para reinversión en la compañía) y los dividendos pagados a los tenedores de bonos y a los accionistas se presenta en el Anexo 6. De especial importancia en este cuadro es que, debido a las tasas de interés a un nivel bajo en todos los mercados de capital durante el período 1979-1992, las empresas que han necesitado capital para expansión han tenido que conseguirlo a tasas de interés reales superiores a sus propias ganancias sobre el patrimonio.

El Anexo 7 compara el retorno sobre los activos de las empresas eléctricas privadas en los Estados Unidos y las empresas eléctricas de propiedad pública en la región ALC de 1980 a 1989. Este gráfico presenta una diferencia dramática con ganancias sobre activos superiores al 8% para las empresas de los Estados Unidos y 1% para las empresas de ALC en 1989. Si los países ALC están realmente dispuestos a competir por el capital privado de inversión, ellos deben mejorar sustancialmente sus tasas de retorno.

Lecciones aprendidas

La experiencia del mercado de capital para las acciones y bonos de las empresas de los Estados Unidos dan información de las condiciones necesarias para atraer capital para privatizar empresas en países en desarrollo. Históricamente, las inversiones en acciones y bonos de las empresas públicas han sido una de las inversiones más estables y conservadoras de los Estados Unidos. Claramente, los inversionistas privados consideran que las inversiones en países con altos riesgos financieros y políticos, en comparación con los Estados Unidos, necesitarían tasas de retorno más altas para compensar estos riesgos o disposiciones de seguridad de respaldo que reducen estos riesgos a niveles aceptables.

Los países en desarrollo que consideren incentivar la inversión privada extranjera en empresas eléctricas privadas, deben estar

dispuestos a proveer ingresos sobre las inversiones en los niveles antes mencionados de tal forma que puedan competir con inversiones alternativas en los Estados Unidos.

La existencia de un mercado activo de capital, además de las regulaciones de contabilidad, auditoría y de seguridad de comercio, son requisitos previos para ejecutar un programa de privatización. El mercado doméstico debe tener también la capacidad de absorción para facilitar un plan de distribución y compra de acciones/participaciones.

Nuevas Tendencias en el Sistema de Empresas Eléctricas de los Estados Unidos

Debilidades en la resistencia financiera de las empresas eléctricas privadas

Las empresas privadas son ahora inversiones de un riesgo más alto que hace 15 años, principalmente debido a inversiones masivas en capacidad de generación nuclear y en incertidumbre regulatoria. La falta de pagos sobre los bonos y las quiebras corporativas sobre los últimos años han destruido la imagen de las empresas eléctricas como inversiones sin riesgo.

En consecuencia, las empresas eléctricas privadas están evitando planes para añadir capacidad de generación adicional nuclear. Muchas empresas, debilitadas por sobrecostos excesivos y no compensados en sus programas de construcción nuclear, están evitando ahora cualquier inversión mayor en plantas de generación de gran escala (sobre 200 MW).

Necesidades mayores de expansión/financiamiento

La publicación recientemente emitida "Estrategia de Energía Nacional" concluye que, aún con esfuerzos agresivos de conservación y eficiencia y asumiendo que más de 700.000 MW se mantiene a través de rehabilitación y de reemplazos, los Estados Unidos necesitará

aproximadamente cerca de 200.000 MW para cubrir los requerimientos de electricidad en la economía de los Estados Unidos para el año 2010. Esto representa un requerimiento de capital adicional de entre US\$200 y US\$400 mil millones en nuevas inversiones de capital en los próximos 20 años.

Competición aumentada de los generadores de electricidad privados independientes

La FERC y los estados han empujado agresivamente a la industria eléctrica tradicional hacia la expansión de sus planes en base al mercado para proporcionar nuevo capital de inversión como un resultado de la acción de la PURPA de 1978. Los generadores y cogeneradores de energía privados e independientes pueden ahora suministrar energía a las empresas privadas en lugar de la autogeneración de estas empresas. Estos nuevos generadores independientes deben normalmente producir y vender energía a tarifas más bajas o iguales a los costos incrementales de energía de las empresas privadas.

Más de 27 comisiones de regulación de estados requieren solicitudes competitivas para proveer capacidad adicional de generación. El ganador - muy frecuentemente un desarrollador independiente de energía en vez de una compañía privada de servicios- se determina con base en el menor costo, incluyendo las consideraciones ambientales.

Énfasis en la conservación de energía, eficiencia y protección ambiental

Debido a políticas federales y del estado y a dificultades para atraer capital para las expansiones mayores de las plantas de generación, las empresas privadas están concentrándose aún más en mejorar la eficiencia de la planta y de consumo de combustible, reduciendo la demanda de uso final y transfiriendo las cargas a horas fuera de pico. Los nuevos sistemas de precio premian a los usuarios



que compran energía fuera de los picos diarios tradicionales, cuando los costos de producción de energía son más altos. Las incertidumbres sobre las fuentes de combustibles, incluyendo las fluctuaciones severas del precio del petróleo, están presionando a las empresas a descubrir formas de mantener las metas de capacidad de generación con menores suministros de combustible.

Las restricciones ambientales adicionales están requiriendo que las empresas inviertan fuertemente en equipo de control de contaminación y a diferir la construcción de centrales que utilicen combustibles fósiles. Las modificaciones a la Ley para Aire Limpio de 1990 (Clean Air Act) ejercerán un impacto pronunciado en incrementar los costos de construcción y de operación de las futuras plantas a carbón.

GENERACION ELECTRICA INDEPENDIENTE Y REQUERIMIENTOS DE CAPITAL

Los fondos para inversión privada potencial en el sector eléctrico de los países en desarrollo vienen en dos formas: patrimonio y deuda. Las fuentes de estos fondos son los mercados financieros existentes tanto nacionales como internacionales. Por lo tanto, los países que busquen atraer capital privado hacia inversiones en el sector eléctrico tendrán que competir efectivamente por estas formas de capital.

Tasa de Retorno Esperada por el Inversionista sobre el Patrimonio

Los inversionistas en patrimonio de las plantas eléctricas independientes buscan tasas de retorno más altas que los inversionistas en empresas eléctricas independientes, el patrimonio llega típicamente entre el 10 y el 35% del costo total del proyecto. La información presentada en los Anexos 8 y 9 vienen de una investigación informal de desarrolladores de electricidad independientes y de inversionistas en los Estados

Unidos. Las ganancias aquí presentadas suponen: 1) un desarrollador de proyectos experimentado y con capacidad financiera; 2) una fuente confiable de combustible con un contrato firme a largo plazo; 3) la empresa que compra la energía tiene un índice de inversión alto y la habilidad para cumplir con su contrato de compra de energía. Obviamente, las expectativas para utilidades son a menudo mucho más altas antes de la construcción que las de retorno después que las instalaciones hayan entrado en operación.

Para atraer inversionistas extranjeros, los países en desarrollo probablemente se enfrentarán con tasas de retorno más altas para cubrir cualquier riesgo adicional político, económico y operacional.

El Anexo 8 presenta cómo las utilidades después de impuestos sobre patrimonio en los proyectos independientes de energía en los Estados Unidos son los más altos cuando el riesgo es el más alto, por ejemplo, a la concepción del proyecto. Durante la selección del sitio, las negociaciones y los permisos del contrato, los desarrolladores del proyecto, esperan frecuentemente utilidades del 20 al 25%. Aquellos que invierten durante la fase de preconstrucción esperan tasas de retorno algo menores en los rangos del 13 al 22%. La construcción es obviamente de menor riesgo que las fases anteriores, pero todavía existen incertidumbres debido al tiempo, a conflictos laborales, entregas de equipo y a problemas de puesta en marcha. Las expectativas de retorno en esta etapa fluctúan entre el 14 y el 19%. Finalmente, una vez que la planta está en operación y existe un registro demostrable del comportamiento de la planta y del pago regular sobre el contrato de compra de energía, mucho del riesgo ha sido eliminado, los inversionistas pueden esperar utilidades más bajas del 12-15%. Se debe indicar que estos retornos son todavía más altos que aquellos esperados para los tenedores de bonos y de acciones de las empresas eléctricas privadas o de las empresas privatizadas en los países en desarrollo.

Otro factor que afecta la tasa de retorno es el rol del inversionista. Como se presenta en el Anexo 9, los desarrolladores de proyectos esperan típicamente las tasas más altas de retorno y retienen partes sustanciales del patrimonio del proyecto para mantener el control de la administración. Los suministradores de equipo, los contratistas y los operadores de planta contribuyen frecuentemente también al patrimonio, generalmente con expectativas de retorno ligeramente más bajas. Finalmente, muchos proyectos eléctricos independientes buscan inversionistas pasivos, tales como fondos de pensión tradicionales y compañías de seguro que están buscando inversiones de largo plazo, de alto rendimiento, pero que no tienen el deseo o la habilidad de participar en la administración y la operación propia de la empresa.

Temas sobre Financiamiento de la Deuda

Las fuentes principales para el financiamiento de la deuda para inversiones eléctricas privadas son los créditos del suministrador a través de créditos directos o garantías de crédito de las agencias de crédito de exportación. Aún está por verse, sin embargo, si las agencias de crédito de exportación tienen deseo de tomar directamente los riesgos del proyecto. La mayoría de las agencias de crédito de exportación requieren cartas de crédito o garantías corporativas para asegurar sus compromisos. Adicionalmente, los bancos de desarrollo multilateral y sus afiliados, tales como la Corporación Financiera Internacional y la Corporación de Inversión Interamericana, se involucran en financiamientos de proyectos. Finalmente, donantes bilaterales y, para créditos a corto plazo, algunos bancos comerciales, son también fuentes potenciales para el financiamiento de la deuda.

A diferencia de los propietarios de patrimonio, los prestamistas del proyecto están más preocupados sobre la seguridad del flujo de caja de los ingresos del proyecto necesario para pagar el capital y los intereses de los préstamos. Casi todos los proyectos eléctricos independientes

hasta la fecha están estructurados con un sistema de "financiamiento sin garantía", lo que significa que el financiamiento proporcionado por el prestamista es sustancial para la transacción y que no se puede recurrir al prestatario; el prestamista recurre a los activos del proyecto. Una variación de esta disposición es el "financiamiento de garantía limitada" bajo la cual el prestamista requiere que los propietarios del proyecto y el gobierno o la empresa anfitriona provean ciertos tipos adicionales de seguridades contra la falla o el incumplimiento del crédito, sin requerir garantías completa y soberana.

Dado que existe generalmente solamente un comprador de electricidad, es decir, la empresa pública, y que las ventas de electricidad no producen divisas, los desarrolladores del proyecto requieren compromisos adicionales de los gobiernos centrales de los países en desarrollo en el sentido de que ellos respaldarán el contrato de compra de energía de la empresa pública y asegurarán el pago de este contrato, si hay incumplimiento por parte de la empresa pública. En segundo lugar, el gobierno central debe garantizar el acceso suficiente a divisas para cumplir con los compromisos con los inversionistas de la deuda y el patrimonio.

La promesa de los inversionistas privados en electricidad está actualmente restringida por la renuencia tanto de los países en desarrollo como de los desarrollados para suministrar la seguridad de respaldo necesaria, tanto para las inversiones de patrimonio como para las de deuda. Sin esta seguridad de respaldo para reducir o eliminar los riesgos políticos y financieros fuera del control de los desarrolladores de proyectos eléctricos privados, esta inversión privada continuará siendo lenta.

V. CONDICIONES ADICIONALES PARA LA PARTICIPACION PRIVADA

La participación privada en el sector eléctrico no es fácil. Esta requiere nuevas formas de sociedad



pública-privada. Requiere un compromiso sincero a largo plazo de los dos lados. Requiere arreglos contractuales extensos y complejos. Sin embargo, los beneficios superan las desventajas.

El requerimiento inicial para la participación privada es la participación sostenida y completamente decidida de los funcionarios principales del gobierno. Sin esto, la participación del sector privado en el sector eléctrico simplemente no ocurrirá. Se debe realizar numerosas decisiones para superar los impedimentos de política, regulación, institucionales, contractuales y financieros existentes. Si bien estos impedimentos no son insuperables, ellos requerirán el compromiso y la atención seria y completa de los funcionarios principales del gobierno, de los ministerios de energía y de finanzas, el banco central y las empresas de propiedad pública.

A menudo no existe recientes antecedentes sobre la participación del sector privado en el sector eléctrico, dentro de un país en desarrollo. Por consiguiente, una falta de conocimiento y de experiencia contribuirá a retrasar decisiones esenciales. Si bien la participación privada en la generación de energía ofrece beneficios sustanciales, es también una empresa completa y difícil que requiere el entendimiento claro del concepto y de la confianza entre los sectores públicos y privados. Los gobiernos pueden aprovechar de la experiencia de otros países.

En base a nuestro análisis de los sectores eléctricos en muchos países desarrollados y en desarrollo, describiré algunos de los requerimientos necesarios para que sea exitosa la participación privada.

Política Pública Favorable

Debe existir un compromiso de política pública fuerte y explícita para incentivar la participación privada en el sector eléctrico, especialmente en consideración de que este sector ha sido visto por muchos como una función "natural" del

sector público. Las leyes y las regulaciones deben, de ser posible, incentivar este enfoque declarando que la participación privada es de interés público y es parte de la política gubernamental oficial. Adicionalmente, el sector público debe estar predispuesto y en posibilidades de entrar en compromisos contractuales de largo plazo que permitirán que el sector privado pueda financiar sus operaciones. Se necesitan incentivos específicos financieros y no financieros, entre ellos ventajas de impuestos y otras excepciones y acceso a las divisas.

Para atraer a la inversión privada, el gobierno debe realizar un compromiso público sobre una cantidad de energía específica que se buscará en el futuro desde el sector privado. La política pública debe entonces identificar los funcionarios claves del gobierno responsables de varias acciones y quienes tienen la autoridad final sobre las decisiones del sector eléctrico.

Claro Marco Regulatorio e Institucional

El gobierno debe establecer un regulatorio e institucional que sea claro y bien definido. El inversionista privado necesita datos específicos de cómo calificarse para la inversión, cómo las propuestas van a ser solicitadas y evaluadas, cómo se determinarán los precios de compra y quiénes serán responsables para tomar las decisiones gubernamentales. Son esenciales las reglas y procedimientos relacionados con las instalaciones eléctricas independientes, instalaciones de cogeneración, administración en la contratación e inversiones en empresas privadas para reducir la incertidumbre a que se enfrentan los inversionistas privados interesados en entrar en un sector tradicionalmente monopolizado por el gobierno.

Las guías formales regulatorias proveerán al sector privado con mejor entendimiento de cómo participar con el gobierno para suministrar las necesidades de energía de la nación. Las regulaciones deben considerar lo siguiente:

- . Requerimientos de elegibilidad
- . Procedimientos de solicitud competitivos y no competitivos
- . Metodologías para la determinación del precio de compra
- . Especificaciones funcionales y técnicas
- . Requerimientos de interconexión
- . Procedimientos de resolución de disputas

Adicionalmente, deben establecerse líneas claras de responsabilidad institucional. Frecuentemente, los gobiernos necesitan establecer comités interministeriales puesto que las acciones sobre energía independiente y de privatización requieren comúnmente la participación de los ministerios de finanzas, energía, el banco central, industria y comercio, ley y control ambiental. La empresa de propiedad pública debe jugar un papel central debido a su acceso a la información y al entendimiento de las complejidades de operar el sistema de la empresa.

La autoridad para establecer los precios de energía y para ejecutar contratos de buena fe debe ser clara. Si la fuente de combustible es una agencia del gobierno, esto debe ser aclarado, alguien debe asumir la responsabilidad de asegurar el cumplimiento con las revisiones y normas ambientales y, más importante aún, alguien en el gobierno debe ser responsable para asegurar la aprobación oportuna de los permisos y autorizaciones necesarios.

Requerimientos financieros

Puesto que las instalaciones eléctricas independientes son financiaciones al proyecto, es decir, dependen únicamente de la operación del proyecto para producir ingresos para pagar las inversiones de préstamos y de patrimonio a largo plazo, estos proyectos están respaldados principalmente por una red interrelacionada de acuerdos contractuales y financieros complejos. Eso contrasta con los proyectos públicos que dependen de ingresos originados en forma pública y de créditos internos asegurados por una garantía soberana para su pago.

Los requerimientos financieros más serios para los proyectos eléctricos independientes es la necesidad de proveer ingresos suficientes y seguros. De lo contrario, los inversionistas privados, tanto de patrimonio como de deuda, se concentrarán en otras áreas. Suponiendo que el proyecto genera la cantidad de energía acordada, los inversionistas de deuda y de patrimonio del proyecto, deben estar completamente seguros acerca del retorno sobre sus inversiones. Igualmente los participantes en el patrimonio deben estar asegurados de un ingreso aceptable de su inversión. Los pagos bajo los acuerdos de compra de energía con el gobierno deben ser hechos a tiempo y convertirlos en las monedas en las cuales se han realizado las inversiones sobre una vida del proyecto de 10 a 20 años.

El financiamiento del proyecto sin una garantía completa soberana es un nuevo concepto para el sector eléctrico. Las agencias de crédito para la exportación de las naciones donantes han sido lentas para entrar en este tipo de acuerdo financiero, puesto que existe muy poca experiencia de pago del sector eléctrico independiente, especialmente bajo contratos de compras de energía con naciones que tienen problemas en obtener una adecuada tasa de cambio.

Los inversionistas de patrimonio de proyecto tienen también serias preocupaciones relacionadas con la repatriación de sus divisas y la garantía de los términos de pago (asegurando que existe tanto un flujo de ingreso suficientes y que estos flujos pueden ser cobrados). Frecuentemente, un impedimento financiero principal es la necesidad de asegurarse que estén disponibles las divisas para el proyecto a fin de pagar la deuda y pagar un ingreso a los inversionistas de patrimonio.

Algunos de los aspectos financieros claves que deben ser aclarados son los siguientes:

- a. ¿Cuáles son las fuentes de deuda y de patrimonio? ¿Qué tasas de interés y qué tasas de retorno se necesitan?



- b. ¿Quién garantizará los créditos externos otorgados para el proyecto?
- c. ¿Quién asegurará que la empresa de propiedad pública cumpla sus obligaciones para pagar la energía?
- d. ¿Quién asegurará la convertibilidad y la repatriación de los ingresos ganados por los inversionistas privados?
- e. ¿Quién ayudará a los desarrolladores del proyecto para obtener los permisos y autorizaciones del gobierno necesarias?
- f. ¿Quién asegurará de que habrá exenciones de impuestos y tasas tributarias?

Requerimientos contractuales

Como se había indicado anteriormente, la participación privada en el sector eléctrico, ya sea como generación independiente, privatización o contratación de administración, está envuelta en capas complejas de acuerdos contractuales que se fortalecen mutuamente. Para generación independiente, deben ejecutarse contratos firmes para la compra de energía por parte de la empresa. Esto debe ser frecuentemente respaldado por acuerdos con agencias colaterales del gobierno. Para la participación del sector privado se requiere también de contratos de suministro de combustible, contratos de operación y de mantenimiento, acuerdos sobre seguros y cualquier otro acuerdo de compromisos legales.

Puesto que los proyectos eléctricos independientes tienen típicamente una vida de 10-20 años, todas las partes deben confiar en la viabilidad a largo plazo de estos contratos. Debido al riesgo político y financiero del país, los inversionistas del sector privado buscarán frecuentemente garantizar tantos acuerdos contractuales como sea posible para asegurarse contra de las consecuencias de un incum-

plimiento. El hecho de que el único comprador para su producto es una empresa de propiedad pública, usualmente requerirá de garantías sobre la vida del proyecto, asegurándose que se cumplirán con los términos del contrato.

Algunos de los temas contractuales claves que necesitan ser aclarados son los siguientes:

- a. ¿Por qué tiempo operará el contrato? ¿Puede ser extendido o renovado?
- b. ¿Cuál es el precio de compra? ¿Cómo se realizarán los pagos? ¿Habrá reajustes y aumentos por cambios incontrolables, tales como inflación, cambios en el precio de combustible, incrementos de la mano de obra, etc.?
- c. ¿Cómo será controlada y despachada la instalación?
- d. ¿El desarrollador tendrá que transferir la instalación a la empresa del sector público o retendrá la propiedad hasta el final de período del contrato?
- e. ¿Cuáles son los requerimientos funcionales y las especificaciones técnicas mínimas para la instalación?
- f. ¿Quién pagará por el equipo de interconexión? ¿Cómo se asegurará la precisión de la medición?
- g. ¿Qué tipos de seguros serán requeridos?
- h. ¿Qué derechos tendrá la empresa de propiedad pública para monitorear la construcción y la operación?
- i. ¿Cómo se manejará el tema de fuerza mayor?
- j. ¿Cómo se resolverán las disputas?

**VII. DESARROLLOS INTERNACIONALES
RECIENTES EN GENERACION
INDEPENDIENTE**

República Dominicana

Enfrentado con severos déficits de electricidad, el gobierno de la República Dominicana aprobó la Ley 14-90 que permite e incentiva la generación privada. La legislación permite que el sector privado, tanto nacional como extranjero, participe en la generación, transmisión y distribución de electricidad. Esto incluye excepciones de impuestos, tanto para inversiones domésticas como extranjeras, así como garantías del gobierno del desempeño contractual de la empresa nacional.

La Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), la empresa nacional, está ya comprando energía de una barcaza diesel eléctrica de 43 MW de propiedad y financiación privadas. Más aún, otras empresas privadas y del Estado, generan otros 136 MW para su propio uso y para ventas ocasionales a la red nacional.

El plan de expansión de la República Dominicana para los años 1991-2005 prevé un aumento de 1.668 MW a la capacidad total instalada actual de 822 MW. La generación privada se la ve como un instrumento para atraer nuevas fuentes de capital para financiar gran parte de esta expansión.

Costa Rica

Hasta recientemente, Costa Rica aparecía con la posibilidad de cumplir con el crecimiento proyectado de la demanda, tanto en el corto como el mediano plazo. Sin embargo, una combinación impredecible de sequía y de incremento adicional en la demanda de 1987, ha cuestionado este concepto. La capacidad confiable del país ha caído a valores entre 650-700 MW, comparado con una potencia pico de 612 MW. Aún cuando los embalses están, a la fecha, a niveles casi normales, debido a las

recientes lluvias, cualquier cambio en este nivel afectará directamente la situación energética total. Al mismo tiempo, la empresa de propiedad pública, ICE, está enfrentando serias restricciones financieras para suministrar la capacidad futura.

El Plan de Energía Nacional (aprobado en 1987) establece específicamente que se considerarán iniciativas de generación de electricidad financiadas privadamente. Recientemente, una ley de generación privada, Ley No. 7200, establece los precios básicos y los procedimientos para proyectos eléctricos que no son de la empresa, enfocándose en proyectos de cogeneración de menos de 20 MW. Adicionalmente, los proyectos eléctricos privados deben utilizar como combustible fuentes no convencionales de energía y al menos 65% de su patrimonio debe ser de propiedad de los ciudadanos de Costa Rica. Los aspectos legales e institucionales de la cogeneración y de la generación independiente están siendo discutidos activamente dentro del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas.

En marzo de 1991, el Ingenio El Viejo comenzó a vender hasta 5,5 MW de potencia a la empresa nacional. El Viejo tiene un contrato renovable para diez años para venta de energía a la red y proyecta que las ventas anuales incrementarán a 7 MW en los próximos tres años. Adicionalmente, están bajo consideración del gobierno 22 propuestas para cogeneración y para proyectos de generación independientes, incluyendo varios proyectos de minicentrales hidroeléctricas que totalizan más de 100 MW, un proyecto eólico de 26 MW y un proyecto de desechos para generar energía de 12 MW.

El potencial de crecimiento de cogeneración y de los proyectos independientes de generación en Costa Rica dependen de iniciativas del gobierno para suministrar los incentivos a los productores de cogeneración y de generación independientes. Un estudio conducido por AID determinó que existe un mercado potencial para 443 MW de cogeneración y de generación



independiente. Con políticas e iniciativas efectivas, la mayor parte de esta capacidad puede provenir de hidroenergía y de cogeneración a partir de desechos del procesado del azúcar.

México

México ha enlistado ya al sector privado en el desarrollo de su sector eléctrico, pero con un giro al usual esquema BOO o BOOT. Seis unidades con una capacidad total de 3.700 MW han sido financiados y construidos por inversionistas internacionales pero permanecen bajo el control operacional de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la empresa nacional. La propiedad de las plantas será transferida a CFE dentro de 10 a 15 años.

Adicionalmente, en mayo de 1991, México comenzó a comprar 40 MW de potencia eléctrica de la Eléctrica El Paso (EPE), una empresa privada de Estados Unidos, para servir a los usuarios en el noreste de México.

Debido a una nueva enmienda a la ley de energía eléctrica de México, la industria de México puede ahora tener en propiedad y operar tanta cogeneración como sea necesaria para servir el sitio de una empresa industrial. La enmienda permite también la venta de la sobrecapacidad industrial hacia la red nacional. Se prohíbe la venta directa a consumidores.

Jamaica

La empresa de propiedad del Estado de Jamaica, la Jamaica Public Service Company, Ltd. (JPS), tiene actualmente 443 MW de capacidad instalada. El plan actual de cinco años del gobierno de Jamaica prevé tasas de crecimiento anuales de la demanda de energía eléctrica de 10% en promedio, lo que significa que el sector eléctrico requerirá de una capacidad adicional de 1.052 MW para el año 2008.

En reconocimiento de que se requiere una inversión incrementada de capital para

desarrollar el sector eléctrico, el Gobierno de Jamaica ha solicitado la asistencia de la Oficina de Energía de la AID para preparar un modelo de acuerdo sobre la compra e implementación eléctrica en preparación para el desarrollo de generación privada. En la última primavera, se solicitó a inversionistas privados participar en la licitación para la construcción de 3 x 20 MW centrales de generación a diesel de baja velocidad Construidas-Propiedad-Operadas (BOO) en Jamaica. Adicionalmente, la General Electric ha firmado un memorándum de acuerdo para construir una planta de 100 MW basado en un acuerdo de trueque con bauxita.

Aún cuando Jamaica no tiene una legislación específicamente diseñada para el desarrollo de generación privada, bajo la Sección Siete del Acta de Iluminación Eléctrica, la JPS puede comprar el exceso de energía de los suministradores privados.

Panamá

El Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), empresa pública de propiedad del Estado de Panamá, estima que la demanda de potencias se aumentará anualmente en 5%. Por esto necesitará el aumento de 374 MW sobre la capacidad instalada existente de 891 MW para el año 2000. La ley actual permite a IRHE comprar energía de generadores de electricidad del sector privado, como normalmente lo hace de complejos industriales y de la Comisión de la Zona del Canal de Panamá.

Este verano, IRHE emitió solicitudes dirigidas hacia el sector privado para el desarrollo de varios proyectos eléctricos -uno para el arriendo, rehabilitación y operación de las instalaciones de generación San Francisco de 40 MW a diesel y vapor en la Ciudad de Panamá; la otra una solicitud no específica para varias instalaciones hidráulicas y térmicas de generación a lo largo de Panamá de acuerdo con el plan de expansión del IRHE. La energía será vendida a la red del IRHE.

El Salvador

El plan nacional de expansión de energía eléctrica de El Salvador prevé la adición de 1087,6 MW para el año 2005 a la capacidad total existente de 660,4 MW, la mayoría es de energía hidroeléctrica y geotérmica.

La legislación del sector eléctrico de El Salvador permite ya la generación eléctrica privada, pero hasta la fecha no se han iniciado proyectos eléctricos privados. Sin embargo, en una conferencia reciente sobre temas de privatización del sector eléctrico en El Salvador, el Gobierno se comprometió para la participación del sector privado en el desarrollo del sector eléctrico. Los proyectos propuestos para el desarrollo eléctrico privado son proyectos que utilizan combustible biomasa de los ingenios, proyectos hidroeléctricos con una potencia de hasta 60 MW y un proyecto de cogeneración geotérmica. Adicionalmente, la empresa de propiedad del Estado, CEL, ha anunciado planes para permitir que el sector privado desarrolle una central de 80 MW.

India

Al desarrollar el Octavo Plan Quinquenal (1990-1995), la Comisión de Planificación de India está determinando la adición de 38.369 MW para el final de dicho Plan. Este incremento de capacidad llevará a la capacidad instalada de la India a más de 100.000 MW. En reconocimiento de que no será factible obtener fondos de inversión para esta expansión de capacidad, el Gobierno de la India se ha embarcado en un programa de liberalización económica para atraer la inversión privada de India y extranjera al sector eléctrico.

Las iniciativas de la nueva política anunciadas en junio de 1990 abre el sector eléctrico de la India a la participación extranjera, permitiendo una participación en patrimonio de hasta el 40%. Los incentivos para la participación privada incluye: 1) una relación deuda-patrimonio más alta, de 2:1 a 4:1; 2) una tasa de retorno más alta, de 12%

actualmente al 15%; 3) capitalización de los intereses durante la construcción; 4) un período de validez de la concesión de hasta 30 años; 5) permitir que el sector privado busque hasta el 40% de los desembolsos del proyecto de instituciones financieras públicas; y 6) requerir que el desarrollador del proyecto tome al menos 11% del patrimonio y movilice al menos el 60% de los desembolsos del proyecto de fuentes diferentes de las instituciones financieras públicas. La iniciativa llama también al establecimiento de una junta de alto nivel para la aceptación de las propuestas eléctricas privadas.

Existen ya cinco empresas eléctricas privadas en la India que están planificando construir la capacidad adicional de generación -Ahmedabad Electric, Bombay Suburban Electric Supply Company, Calcutta Electric Supply Corporation, Surat Electricity Corporation y Tata Electric Company. La Bombay Suburban Electric Supply Company, tradicionalmente una empresa de distribución, está construyendo su primera planta de generación, una planta a carbón de 500 MW.

Un número de plantas industriales están ya vendiendo su exceso de energía a las Empresas Eléctrica del Estado (SEBs), en tanto que grandes financieras de inversión en la India han expresado también su interés en proyectos de suministro de electricidad. Aproximadamente más de 17.258 MW proyectados para el desarrollo por el sector privado han sido ya anunciados públicamente por las entidades eléctricas estatales. Adicionalmente, los desarrolladores del sector privado han expresado interés en desarrollar una potencia adicional de 5.773,5 MW. El Gobierno está también considerando la opción de convertir algunas instalaciones de propiedad del gobierno en proyectos privados.

Pakistán

Pakistán fue uno de los primeros países en desarrollo que implementó iniciativas de política para motivar la inversión del sector privado en la



producción de energía. Para ayudar al Gobierno de Pakistán con estas iniciativas, el Banco Mundial, en conjunto con donantes bilaterales, estableció un Fondo de Energía para el Sector Privado capitalizado en US\$550 millones para financiar hasta el 30% de los costos de proyectos eléctricos para cogeneraciones independientes. AID ha contribuido a este fondo con US\$125 millones, el saldo proveniente del Banco Mundial, Japón, Gran Bretaña y Alemania.

A la fecha, se han propuesto más de 5.200 MW de capacidad de generación por parte del sector privado, incluyendo:

- El proyecto del Río Hab con combustible líquido de 1.292 MW
- El proyecto Salt Range de lecho fluidizado de carbón mineral de 80 MW
- El proyecto de una planta de turbina de gas de ciclo combinado de 115 MW.
- El proyecto de turbina de gas de ciclo combinado de 345 MW.
- Se han solicitado expresiones de interés para el proyecto de 1.200 MW a carbón tipo BOO o BOOT cerca de Karachi.

Varios de los desarrolladores de este proyecto han recibido cartas de apoyo o de Intención y/o acuerdos de compra de energía por parte del Gobierno de Pakistán.

Filipinas

El 10 de julio de 1987, la Presidenta Corazón Aquino firmó la Orden Ejecutiva No. 215 para liberalizar la autoridad monopolística de la empresa Nacional, la Corporación Eléctrica Nacional (NPC). La NPC ha desarrollado reglas y regulaciones preliminares para implementar la

O.E. 215 y se han mantenido audiencias públicas para finalizar su contenido. La NPC sigue con propuestas del sector privado para desarrollar proyectos eléctricos de su plan de expansión, incluyendo dos instalaciones de turbinas a gas de 200 y 300 MW, respectivamente, y de una central a carbón de 300 MW.

Mientras tanto, varios interesados en el sector privado han propuesto construir y operar las siguientes plantas:

- Hopewell Holdings de Hong Kong construyó un proyecto a turbina de gas de 210 MW, que es completamente operacional. Fueron también recientemente seleccionados para desarrollar dos plantas de generación privada a carbón de 350 MW.
- Leyte Geothermal Power, Inc. ha recibido recientemente la aprobación para construir un proyecto eléctrico geotérmico de 440 MW en Leyte utilizando un esquema BOOT.
- Northern Mini Hydro Corporation (MNHC) recibió aprobación para construir una serie de miniplantas hidroeléctricas en la Provincia de Benguet, con una capacidad total de 11.500 MW.

Indonesia

En Indonesia, la Ley No. 15, aprobada en 1985, estipula que el tenedor de una "licencia/autorización para una empresa eléctrica" está facultado suministrar energía eléctrica para el interés público. Existen varias industrias grandes privadas que normalmente venden energía a la empresa nacional, Perusahann Umum Listrik Negara (PLN). Estas centrales tienen una capacidad de generación de 1.440 MW. Algunas plantas eléctricas pequeñas captivas utilizadas en la industria producen una capacidad adicional de 3.500 MW, de los cuales casi 1.500 están

conectados a la red y son utilizados como energía de reserva por el PLN.

Indonesia instituyó recientemente un proceso de precalificación para el desarrollo privado de Indonesia. Los detalles están disponibles a través del Director General para Electricidad y Nueva Energía de Indonesia. PLN aceptará propuestas para proyectos llave en mano o para desarrollar esquemas construir-operar-transferir (BOT). En forma excepcional, PLN proporciona a los desarrolladores la oportunidad de vender energía, no solamente a PLN sino directamente a consumidores en áreas donde PLN no está actualmente en operación. PLN proyecta también que, en los próximos años, la inversión eléctrica privada respresentará un tercio, o sea US\$1 mil millón, de los requerimientos de expansión de inversión del PLN.

Se han emitido ya las solicitudes para dos proyectos eléctricos privados. La propuesta para el proyecto eléctrico privado Paition de 1.200 MW con un esquema Construir-Propiedad-Operar (BOO) ha sido emitido otra vez recientemente y las propuestas deben presentarse en septiembre de 1991. Adicionalmente, es este verano se ha emitido una invitación para precalificar para un segundo proyecto BOO. Este proyecto consiste en dos instalaciones a carbón, con una capacidad de generación total de 1.600 MW, una instalación con turba de 100 MW y dos instalaciones geotérmicas de 40 MW cada una.

Tailandia

Tailandia está explorando dos opciones para el sector privado. Uno es la corporatización y eventual privatización de la empresa eléctrica nacional, EGAT. Se está preparando un estudio para determinar la factibilidad de esta primera opción. La otra es la compra de energía de plantas de generación desarrolladas privadamente.

La Oficina Nacional de Política Energética en Tailandia está actualmente desarrollando guías para la cogeneración industrial y para la venta

hacia la red. Varios proyectos se encuentran actualmente en desarrollo, tales como la planta de cogeneración de 55 MW de la National Petrochemical Corporation, que venderá el exceso de electricidad a EGAT y un proyecto de cogeneración en el ingenio Nongyai, financiado en parte por el AID. El Gobierno está proponiendo emitir dos solicitudes para dos plantas térmicas de 300 MW en la península en Khanom en la provincia de Khanom Si Thammarat en la península de Tailandia y en Nampong en la provincia de Kohn Kaen en el noreste de Tailandia y para una planta a carbón de 700 MW en Ao Phai en la provincia de Chantaburi en el sureste de Tailandia.

Un estudio financiado por USAID estima que más de 1.200 MW de las necesidades de expansión de generación total de Tailandia de los 6.200 MW para el año 1996 pueden ser desarrollados por el sector privado, la mayor parte en sistema de cogeneración y de energía agro-industrial.

China

A pesar que no existe una política oficial sobre la participación del sector privado en el suministro de energía en China, se han operado dos plantas eléctricas a carbón de 350 MW en la provincia de Guangdong desde 1987. La planta fue construida como una "joint venture" entre Hopewell Power, Ltd. y la Zona Económica Especial Shenzhen. Este proyecto es importante porque es el primer proyecto BOOT de energía que estuvo en operación.

Malasia

La capacidad instalada de Malasia es alrededor de 6.000 MW con un incremento anual de la demanda del 9%. Malasia decidió corporatizar la National Electricity Board (NEB) que suministra energía en la Península de Malasia para aliviar la carga financiera del sector público. Estos pasos iniciales harán posible ofrecer acciones a la venta en la nueva empresa corporativa en un futuro cercano, lo que llevaría a la privatización completa en la mitad de los noventa.



Chile

En 1980, Chile inició la privatización casi total de su sector eléctrico. Al mismo tiempo, dos de las compañías de distribución de ENDESA (la mayor empresa de propiedad pública) fueron vendidas por remate público. En 1983, dos compañías de distribución de CHILECTRA fueron privatizadas y luego, dos años después, tanto ENDESA como CHILECTRA fueron privatizadas.

La principal motivación fue el compromiso firme del gobierno hacia las empresas del sector privado. Hay una gran confianza en la iniciativa privada, en el marco de un sistema económico libre y abierto en el cual el Estado juega un rol subsidiario.

VIII. ACTIVIDADES DE USAID PARA INCENTIVAR LA PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ELECTRICO

Para incentivar la participación y la inversión privada en los sectores eléctrico de los países en desarrollo, USAID ha establecido un Programa de Desarrollo de Energía del Sector Eléctrica (PSED) de US\$10 millones, con base en Washington, D.C. El Programa PSED proporciona asistencia a gobiernos de países en desarrollo, a empresas de propiedad pública y a sectores privados a través de dos actividades principales:

- . Asistencia en la reforma de políticas y en el desarrollo institucional.
- . Asistencia en el desarrollo de proyectos específicos de proyectos de generación independiente, contratación de administración y privatización.

Reforma de Políticas y Desarrollo Institucional

El Programa PSED difunde información a través de talleres y conferencias. Se realizaron conferencias sobre energía privada en Jamaica y El Salvador y conferencias en Guatemala, Colombia, Brasil y la República Dominicana ya están planificadas. El Programa apoya también viajes de estudios o pasantías para actividades de energía privada en los Estados Unidos. Hemos tenido recientes visitas de funcionarios de las empresas y del sector eléctrico de El Salvador, Marruecos, Indonesia, Filipinas y Jamaica.

Adicionalmente, podemos proporcionar expertos técnicos para los gobiernos y las empresas de propiedad pública interesadas en este enfoque. El Programa ha enviado al campo grupos de asistencia técnica a Guatemala, Indonesia, Kenia, Jamaica, El Salvador y las Filipinas.

Desarrollo del Proyecto

El Programa PSED puede financiar parcialmente el estudio de factibilidad de proyectos específicos. El tipo de proyectos incluye plantas de generación independientes, contratación de administración, cogeneración y autogeneración y privatización. Estamos actualmente suministrando fondos para compartir costos para estudios de factibilidad de una instalación de cogeneración a carbón en Jamaica de 55-65 MW. Una instalación de generación a gas de 300 MW en Filipinas, un proyecto a diesel de 21,5 MW a velocidad mediana en la República Dominicana y una planta de 250 MW en Polonia.

Nosotros manejamos también una base de datos de oportunidades del sector privado en trece países que reciben asistencia de la AID: República Dominicana, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Guatemala, Jamaica, Nicaragua, Filipinas, Polonia, Indonesia, Pakistán e India.

CONCLUSION

La privatización y la participación privada en el sector eléctrico para muchos países desarrollados y en desarrollo pueden ayudar a resolver los problemas recurrentes de financiamiento insuficiente y de operaciones ineficientes. La participación privada puede asumir varias formas: privatización, plantas de generación independientes, cogeneración y autogeneración industrial y por la contratación de los servicios existentes.

El proceso de privatización del sector eléctrico es una experiencia única para todos los países. Un proceso exitoso de privatización debe mantener un sentido de urgencia y aún así establecer metas y fechas límites realistas. Los países con mercados de capital bien desarrollados y con regulaciones sobre comercialización de seguridades pueden escoger el camino de la privatización total. Para la mayoría de los países en desarrollo que no tienen la capacidad de absorción de sus mercados de capital, las técnicas de privatización parcial, tales como generación eléctrica independiente y contratación, pueden ser las más beneficiosas.

Independientemente del enfoque, los países ALC comprometidos con privatización deben estar en posibilidad de pagar el costo de capital del mercado competitivo. Tanto el patrimonio como

la deuda requieren de tasas de retorno que no han sido alcanzadas históricamente en el sector eléctrico de propiedad pública en la mayoría de las naciones. El deseo de pagar precios de mercado para el capital debe acompañar a cualquier compromiso sobre la participación privada en el sector eléctrico.

REFERENCIAS

- Banco Mundial, Hojas de Resumen de Datos de las Estadísticas de Energía y Comerciales de 1987 para 100 Países en Desarrollo, marzo de 1990.
- Banco Mundial, Gastos de Capital para Energía Eléctrica en los Países en Desarrollo en los Noventa, febrero de 1990.
- USAID, Déficit de Energía en Países en Desarrollo: Magnitud, Impactos, Soluciones y el Rol del Sector Privado, marzo de 1988.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos, Estrategia Nacional de Energía, 1991.

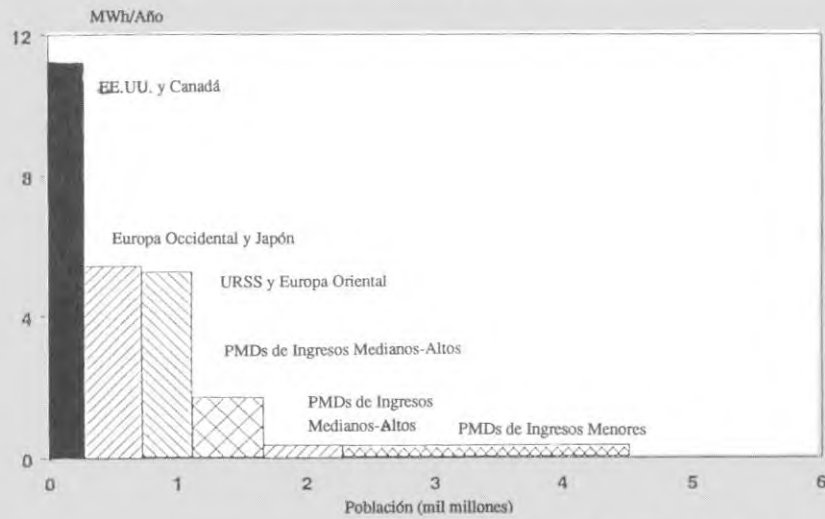
RECONOCIMIENTOS

El autor reconoce las contribuciones hechas en este documento por los señores John Hammond, Mangesh Hoskote y William Polen del Programa de Desarrollo de Energía del Sector Privado; Diane Rudo del Instituto Internacional para la Educación; y Jean-Louis Poirier de RCG/Hagler, Bailly, Inc.



Figura 1

Distribución del Consumo Mundial Per Cápita de Electricidad (1984)



Fuente: Naciones Unidas

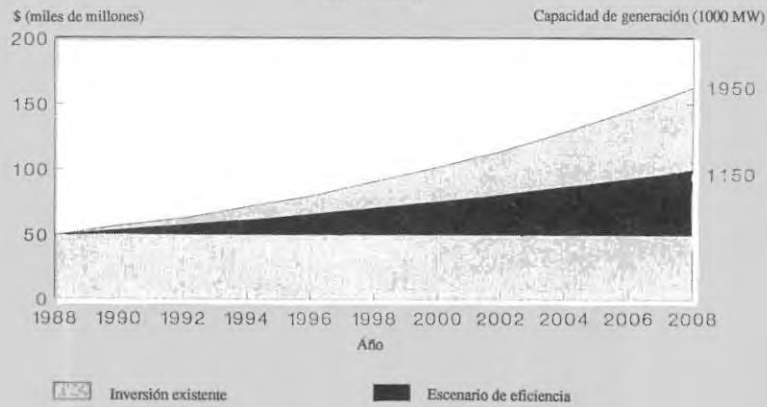
Figura 2

Costos de los Cortes Eléctricos en Algunos Países en Desarrollo

País	Sector(es)	Causa de los cortes	Costos de los Cortes
Brasil	Doméstico	Corte no programado	\$ 1.95 - 3.00/kWh
Chile	Doméstico	Corte no programado	\$ 0.53/kWh
	Industrial	Corte no programado	\$ 0.25 - 12.00 /kWh
Egipto	Industrial	Corte no programado	\$ 0.40 /kWh
India	Industrial	Corte programado	1%-3% del PIB
Jamaica	Industrial	Corte no programado	\$ 1.25 /kWh
Pakistán	Industrial	Corte programado	\$ 0.46 /kWh
Tanzania	Doméstico		\$ 0.50 /kWh
	Comercial		\$ 1.00 /kWh
	Industrial		\$ 0.70 - 1.40 /kWh

Figura 3

Requerimientos Anuales de Inversión
Escenario de Crecimiento Mediano
1988-2008



* Supone un incremento de 6,1% en la demanda

Fuente: Office of Energy, 1988

Figura 4

Estructura de Capital de la Industria Eléctrica
Privada de los EE.UU. (1990)

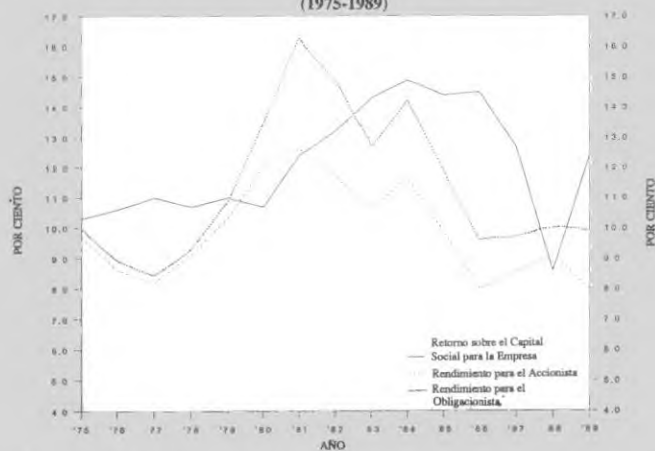
	MILES DE MILLONES DE US\$	PORCENTAJE
PATRIMONIO TOTAL		
Acciones Ordinarias	\$94,556	27%
Utilidades no Distribuidas	\$53,389	15%
Acciones Preferidas	\$25,611	7%
DEUDA TOTAL		
Deuda a Largo Plazo	\$172,822	48%
Deuda a Corto Plazo	\$11,091	3%
TOTAL	\$357,469	100%

Fuente: *Financial Review of 1990*, Edison Electric Institute

Figura 5

Tasas de Retorno para las Inversiones del Sector Privado en las Empresas Eléctricas Privadas de los EE.UU.

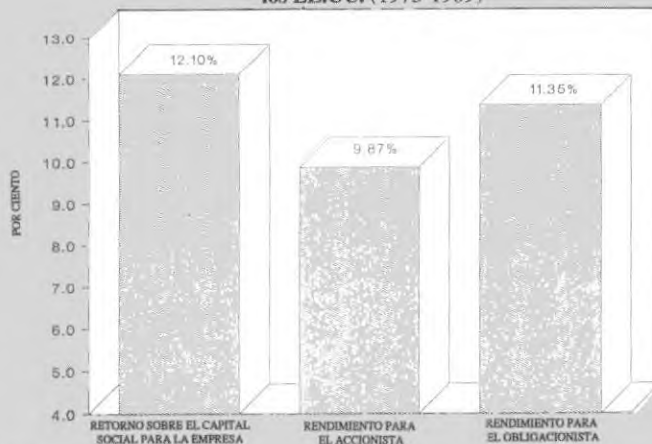
(1975-1989)



Fuente: Moody's Public Utility Manual, 1990

Figura 6

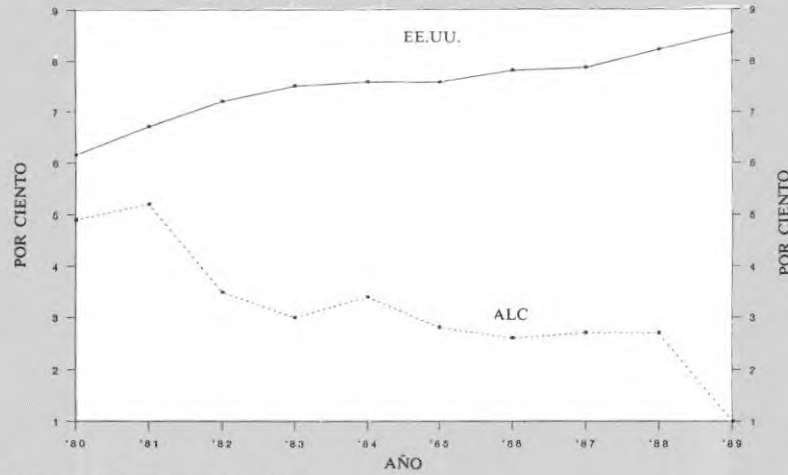
Tasa Promedio de Retorno para las Inversiones del Sector Privado en las Empresas Eléctricas Privadas de los EE.UU. (1975-1989)



Fuente: Moody's Public Utility Manual, 1990

Figura 7

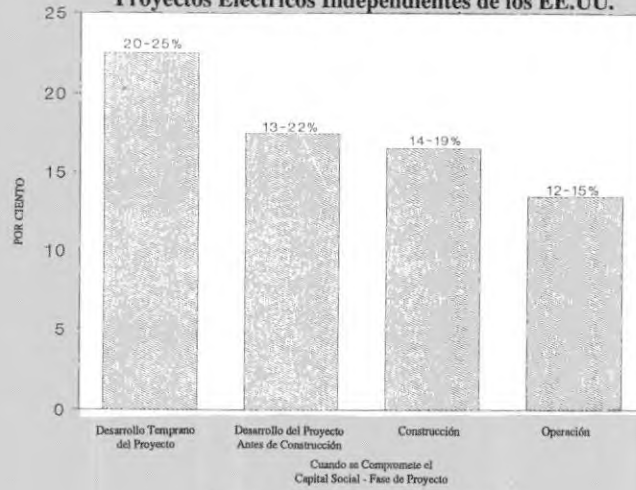
**Retorno sobre los Activos de los EE.UU.
y ALC Empresas Eléctricas**



Fuente: El Banco Mundial, 1991; Moody's Public Utility Manual, 1990

Figura 8

Expectativas del Inversionista con respecto al Retorno Después de Impuestos sobre el Capital Social Basado en Cuando se Comprometió la Inversión para Proyectos Eléctricos Independientes de los EE.UU.

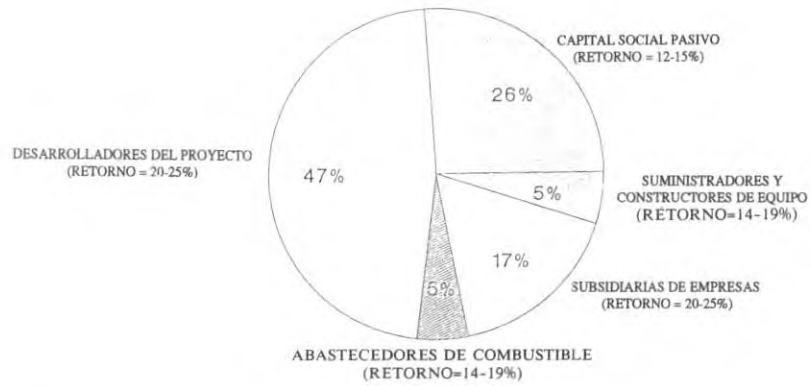


Fuente: PSED Programa/AID, 1991; RCG/Hagler, Bailly, Inc. 1991



Figura 9

Propiedad del Capital Social del Proyecto y el Retorno Después de Impuestos sobre el Capital Social



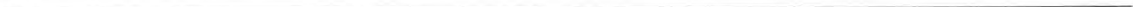
Fuente: PSED Program AID, 1991; RCG/Hugler, Bailly, Inc., 1991

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

El Modelo Chileno de Estructuración del Sector Eléctrico

Sebastián Bernstein

Ex Secretario Ejecutivo de la
Comisión de Energía, Chile



El Modelo Chileno de Estructuración del Sector Eléctrico

1. INTRODUCCION

Previo a explicar las bases del modelo de estructuración del sector eléctrico desarrollado en Chile a partir de mediados de la década del setenta parece importante hacer una muy breve síntesis de la evolución histórica de esta industria y de su marco regulatorio, desde su nacimiento en los últimos décadas del siglo pasado hasta el presente. Ello permitirá mostrar como determinadas regulaciones contribuyeron a generar problemas estructurales cuya solución obligó en los últimos años a efectuar cambios radicales en la organización del sector.

La industria eléctrica nació en Chile a mediados de la década de 1880, y fue desarrollada por el sector privado durante los siguientes 50 años. Con la crisis internacional de los años 30 y la aplicación de criterios políticos en la fijación de tarifas eléctricas se produjo un importante freno en la dinámica de crecimiento de las empresas privadas del área, motivo por el cual el Estado decidió intervenir activamente. A partir de los años 40, el desarrollo del sector estuvo gobernado por el Plan de Electrificación del país, ejecutado por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. -ENDESA-, entidad estatal creada en 1944. El plan de electrificación contempló la construcción de centrales hidroeléctricas y de líneas de transmisión que interconectaron sistemas operando aisladamente en la zona centro-sur del país.

Si bien ENDESA fue el principal protagonista del desarrollo del sector eléctrico, le cupo también a la empresa privada Compañía Chilena de Electricidad -CHILECTRA- un papel relevante en la construcción de algunas centrales termoeléctricas y caras de distribución en el área de Santiago y Valparaíso. Junto a CHILECTRA, hacia fines de los años sesenta subsistían algunas empresas distribuidoras privadas de tamaño mediano y pequeño.

En 1970 se estatizó Chilectra, de tal modo que se inició la década con una estructura del sector en la que el Estado era dueño de prácticamente el 100% de la generación de servicio público, 90% de la transmisión y 80% de la distribución.

La estatización progresiva de la industria eléctrica fue el resultado de regulaciones crecientes, así por ejemplo, en los primeros años las empresas eléctricas operaban en forma muy libre, con un mínimo de regulaciones destinadas a facilitar la ocupación de bienes nacionales de uso público para la instalación de redes, y evitar peligro a las personas.



En 1925 se estableció la primera Ley General de Servicios Eléctrico. Este cuerpo legal contemplaba un régimen de concesión para generar, transmitir y distribuir electricidad, y un sistema tarifario que aseguraba una rentabilidad del 15% sobre el capital invertido, con cláusulas de indexación automática.

En 1931 una nueva legislación aumentó el control del Estado sobre la gestión de las empresas eléctricas y deterioró el rendimiento tarifario junto con eliminar las disposiciones de reajustabilidad que existían antes. Fue este tipo de reglamentación la que desincentivó a las empresas privadas a seguir invirtiendo en el sector, situación que se hizo crítica en la década del 30.

En 1959 se dictó una nueva ley que, si bien regulaba fuertemente la industria, contenía un procedimiento de fijación de tarifas que aportaba tranquilidad a las empresas eléctricas. Las tarifas se fijaban a través de una comisión independiente, con un mínimo de interferencia política. Sin embargo en 1966 la ley se modificó en el sentido de que el Ministro de Economía debía aprobar cualquier alza de precios. Poco después de la estatización de CHILECTRA, las tarifas fueron congeladas y la inflación de tres dígitos que se desató a partir de 1972 llevó a que todas las empresas eléctricas enfrentaran importantes déficits operacionales. Estos déficits llevaron a la Banca Multilateral a congelar sus créditos, con el consiguiente estancamiento en el programa de obras.

2. MEDIDAS DE CORTO PLAZO

En los años siguientes a 1974 los precios de los diversos productos energéticos fueron alzados progresivamente con el objeto de permitir la recuperación financiera de las empresas, tanto estatales como privadas. En el área petrolera los precios se fijaron en torno a la paridad de importación algunos años más tarde estos precios serían liberalizados. En el caso de las empresas

eléctricas los ajustes apuntaron a recuperar inicialmente los niveles anteriores al congelamiento de tarifas con inflaciones superiores a 500% anual. Se procedió asimismo a racionalizar las empresas estatales traspasando a contratistas actividades tales como construcción, transporte y maestranza. Se logró así un mejoramiento significativo en los resultados de estas empresas.

Las empresas del Estado, estructuradas como sociedades anónimas quedaron sometidas al control de la Corporación de Fomento de la Producción -CORFO- quien actuó como holding, sin desarrollar funciones normativas pero sí de control de gestión, reorganización y privatización.

Establecimiento de un sistema de precios realista y eficiente, libres y basados en el mercado cuando existen condiciones de competencia, o bien fijados sobre la base de los costos marginales cuando se dan características de monopolio natural.

3. PROBLEMAS ESTRUCTURALES POR RESOLVER

Las medidas de corto plazo llevadas a cabo entre 1974 y 1978 no atacaron los problemas estructurales del sector eléctrico, que podrían sintetizarse así:

- Fuerte participación estatal en la industria, y necesidad de efectuar inversiones por montos elevados, en competencia con funciones prioritarias y de mayor beneficio en el campo social.
- Fuerte concentración en torno a ENDESA, con el consiguiente desincentivo en el desarrollo de proyectos por parte de otras entidades.
- Dificultad de control efectivo por parte del Estado y carencia de elementos de coordinación entre los diversos subsectores que

componen el área de energía. En la práctica las grandes empresas estatales generaban sus propias regulaciones, determinaban su política de crecimiento e impedían la competencia.

- Imposición a las empresas estatales de actividades no rentables y cumplimiento de una "función social" difusa y contradictoria con sus objetivos de eficiencia.
- Amenaza de regulaciones políticas de precios frente a las cuales las empresas estatales difícilmente pueden sustraerse.
- Generación de monopolios sindicales
- Tarifas ineficientes desde el punto de vista económico, basadas en asegurar rentabilidad sobre los activos invertidos, y discriminación por categorías de usuarios, en función de su capacidad de presión.

4. LA ESTRATEGIA ENERGETICA

La estrategia segunda puede definirse como la búsqueda de bienestar de la comunidad a través de establecer condiciones de eficiencia en el sector, en un marco de subsidiaridad del Estado.

La eficiencia se entiende en el sentido Paretiano de optimalidad en la asignación de recursos, la que se pretende obtener a través de establecer condiciones de competencia en el sector, dejando que el mercado actúe donde sea posible. La subsidiaridad implica la no intervención del Estado cuando personas o cuerpos sociales son capaces de decidir y de actuar a su propio nivel. Ello implica también que el Estado debe proveer los mecanismos para satisfacer las necesidades básicas de los individuos más desposeídos cuando existe la incapacidad de éstos de salir por sí solos de esa condición.

En la práctica, la subsidiaridad se traduce en una posición de apertura activa a la

participación privada en el sector eléctrico, y en el establecimiento de mecanismos que aseguren una cobertura apropiada de servicio a los grupos de menores ingresos.

Sin duda, el elemento central de la estrategia adoptada fue considerar a la energía como una actividad económica más, sujeta a las mismas fuerzas que condicionan el desarrollo de otros sectores: maximización de utilidades en un ambiente de competencia interna e interno, y regulación eficiente en el caso de existencia efectiva de monopolios naturales, de modo de preservar el bien común. Los elementos básicos para alcanzar los objetivos descritos fueron los siguientes:

- Separación de los roles normativos y empresarial del Estado

Ello implica reconocer que la función primordial del Estado es normar y regular en la búsqueda del bien común, función distinta de su acción en el campo empresarial que debe regirse por las mismas normas aplicables al sector privado. Por consiguiente debe romperse el monopolio legal con que a veces se protege a las empresas del Estado, hacerlas actuar bajo las mismas reglas del juego que las empresas privadas, y no pretender que desempeñen un rol social particular, el cual debe ser asumido por el Estado directamente, por otra parte las empresas del Estado no pueden pretender influir en la generación de las normas y regulaciones que las afecten. Ello lleva a la necesidad de que el Estado defina con claridad que organismos de la Administración cumplen funciones regulatorias y coordinadoras. Estos organismos deben ser independientes de las empresas estatales y privadas y deben tener la capacidad de ser su contraparte efectiva, en el campo que les compete.

El rol normativo y coordinador quedó radicado en la Comisión Nacional de Energía -CNE- y la Oficina de Planificación Nacional



-ODEPLAN-. La CNE es un organismo de centralizado dependiente del Presidente de la República y constituido por un Consejo de 7 Ministros y una Secretaría Ejecutiva. La estructura de Comisión Interministerial fue preferida a la de Ministerio sobre la base de considerar el sector energía como un sistema, en el que se requiere un alto grado de coordinación entre los Ministros del sector económico (Hacienda y Economía), Minería, Planificación Nacional, Defensa y Secretaría de la Presidencia.

ODEPLAN, a través de los "Programas Ministeriales" fue fijando anualmente metas precisas para la administración pública y para las empresas del Estado.

- Coordinación por la CNE de las grandes decisiones de inversión de las empresas estatales de energía con criterio de máximo beneficio para el país. Después de la privatización la planificación centralizada fuereemplazada por planificación indicativa.
- Reformulación del marco legal, con miras a establecer condiciones de descentralización y de competencia entre suministradores, a permitir que el mercado sea el principal asignador de recursos, y a crear igualdad de reglas del juego para las empresas públicas y privadas.

5. CONSIDERACIONES EN TORNO A LAS POSIBILIDADES DE COMPETENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO

La creación de condiciones de competencia a nivel generación y distribución requiere la no existencia de economías de escala importantes en estas dos actividades. En el caso de transmisión se constata la existencia efectiva de economías de escala, vale decir de monopolio natural, lo que hace necesario una regulación en este campo; por el contrario, se ha podido verificar en Chile que en la generación y distribución no existen tales economías de escala.

Los gráficos siguientes muestran los costos medios de generación de diversos proyectos hidroeléctricos y los costos totales de empresas de distribución, para diversas potencias. En el caso de la distribución los costos totales corresponden a la anualidad de costo de capital del valor de renovación de la red completa, más los costos anuales de explotación; la potencia corresponde a la potencia de punta evacuada por la red.

Puede constatar que los costos medios son prácticamente independiente del tamaño de las instalaciones, lo que permite la descentralización de estas actividades. En distribución, se constata asimismo que el costo medio de empresas de densidad parecida, pero de muy distinto tamaño, es representativo del costo marginal de largo plazo.

Obviamente, en generación se requiere algún grado de coordinación en la planificación de obras, cuando se trata de grandes proyectos estructurales cuya puesta en servicio afecta la operación de las centrales existentes y la estructura del programa de obras del futuro. Se requiere asimismo coordinación de la operación para preservar la eficiencia del conjunto y la seguridad de servicio.

La competencia en generación se da en distintos planos: se compete en la gestación de nuevos proyectos, en las modalidades para su estudio, financiamiento, ejecución y operación, y en la comercialización de energía.

En distribución las empresas pueden competir en sus áreas de expansión con empresas de servicio privado no reguladas o bien competir con empresas productoras para el suministro a grandes clientes finales. Finalmente, si el esquema de regulación de precios a nivel distribución se basa en el valor agregado referencial de una empresa modelo, las distribuidoras compiten de hecho con ese estándar.

La desconcentración y la competencia permiten no solo objetivos de eficiencia, sino también de estabilidad de las reglas del juego; en efecto los organismos de regulación y control limitan su campo de acción a lo estrictamente necesario, y por el hecho de no estar enfrentados a un solo interlocutor y de disponer de otras referencias, pueden regular mas efectivamente aquello que es indispensable. Por otra parte la diversidad de empresas y la participación privada en ella constituye una buena protección contra las presiones para rebajar tarifas. Finalmente se induce una mayor apertura tecnológica y diversificación de fuentes ocupacionales.

La desconcentración, descentralización y competencia en el sector eléctrico requiere un diseño cuidadoso de las reglas del juego, con una clara explicitación del régimen de obligaciones y derechos recíprocos, en especial de los sistemas de precios.

6. LOS ELEMENTOS CLAVES EN LA REESTRUCTURACION DEL SECTOR ELECTRICO

El gráfico siguiente muestra la estructura del sector previa a los cambios iniciados a partir de 1980.

Los elementos negativos de esta estructura, de acuerdo a lo expresado en 3 se resumen a continuación:

- Estatización casi total del sector Vulnerabilidad a presiones políticas.
- Integración vertical generación-transmisión-distribución
- Ausencia de precios formales de transferencia entre estas 3 actividades.
- Flata total de competencia entre empresas
- Precios a público basados en contabilidad, no distorsionados en cuanto a su nivel medio, pero

si en estructura y en cuanto a capacidad para guiar eficientemente la asignación de recursos. Discriminación entre empresas y entre categorías de clientes.

La reestructuración del sector eléctrico se llevó a cabo a través de las siguientes herramientas:

- Separación de las actividades de generación y distribución en empresas distintas. formación de varias empresas generadoras y de empresas distribuidoras regionales.
- Definición de un nuevo régimen de precios:
 - precios de transferencia entre generadores basados estrictamente en los costos marginales (CMg) de corto plazo. Precios libres a clientes finales de mas de 2MW.
 - precios de venta de generadoras a distribuidoras fijados como el promedio de los CMg de corto plazo a nivel generación, mas los CMg de transmisión. Sin embargo estos precios fijados no pueden diferir en mas de 10% de los precios libremente convenido con clientes finales de mas de 2MW.
 - precios a público de las empresas distribuidoras igual al precio regulado de compra más un margen de distribución estándar.
- Creación de un Centro de Despacho Económico de Carga, que planifica la operación del sistema, despacha las centrales por mérito de costos y determina el CMg corto plazo.
- Establecimiento de un sistema de peajes para el uso compartido de sistemas de transmisión.
- Planificación indicativa a nivel generación.
- Definición clara del régimen de obligación y derecho de las distribuidoras. Autorización para la operación no regulada de servicio privado de distribución.



- Reestructuración de los pasivos de ENDESA
- Privatización del sector eléctrico

En consideración a la necesidad de que las reglas del juego fueran explícitas, sólidas y estables, una gran parte de las regulaciones necesarias para el nuevo marco estructural formaron parte de Ley General de Servicios Eléctricos promulgada en 1982.

El gráfico siguiente esquematiza la nueva estructura dada al sector y los vínculos que ligan a las partes.

A continuación se describe brevemente los elementos esenciales de la nueva estructura.

6.1 Separación entre Generación y Distribución

Las empresas estatales, que anteriormente estaban integradas verticalmente se separaron en empresas generadoras y distribuidoras, estas últimas estructuras como empresas regionales.

A partir de ENDESA se formaron las siguientes empresas generadoras:

- ENDESA S.A.
- Pullinque S.A.
- Pilmaiquén S.A.
- Colbún S.A.
- Pehuenche S.A.

y las siguientes empresas distribuidoras:

- EMELARI (Arica)
- ELIOSA (Iquique)
- ELECDA (Antofagasta)
- EMELAT (Atacama)
- EMEC (Coquimbo)
- EMELIG (Valle del Ligua)
- EMEL (Melipilla)
- EMECO (Colchagua)
- SAESA
- FRONTEL

Estas dos últimas empresas ya operaban como empresas filiales antes de la reestructuración.

Por otra parte ENDESA formó 3 empresas en las regiones extremas del país:

- EDELNOR (Norte)
- EDELAYSÉN (Aysén)
- EDELMAG (Magallanes)

Por su parte CHILECTRA se dividió en 3:

- CHILGENER (generadora pura)
- CHILECTRA METROPOLITANA (distribuidora en Santiago)
- CHILECTRA V REGION (distribuidora en Valparaíso)

6.2 Centro de Despacho Económico de Carga y Precios de Transferencia a Nivel Generación.

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) tiene por objetivo garantizar desde un punto de vista técnico, económico y político la compatibilidad entre un sistema descentralizado y competitivo y los objetivos de seguridad de servicio, operación a mínimo costo del sistema y establecimiento de condiciones de equidad en la comercialización de energía por parte de las empresas generadoras.

El CDEC:

- planifica la operación del conjunto de las centrales con un criterio de minimización del costo total de abastecimiento.
- despacha el sistema con independencia de las condiciones bajo las cuales la energía es comercializada por los generadores hacia sus clientes (no considera los precios de los contratos con clientes).
- determina el CMg de corto plazo asociado a la operación óptima del sistema y valoriza las transferencias de energía entre generadoras mediante el CMg.

El CMg de corto plazo del kWh se determina mediante un modelo basado en programación dinámica que optimiza el trade-off entre generación termoeléctrica y energía hidroeléctrica proveniente de los grandes embalses de regulación interanual.

El CMg del kW de punta se calcula a partir del costo de inversión de turbinas a gas, equipamiento que se considera como referencia para este componente.

Conviene destacar que el CDEC no es propiamente un ente comprador de energía sino solo un intermediario ordenador entre generadores que determina el precio spot en el mercado de la generación. El CDEC está integrado por los generadores del sistema y sus funcionamiento es regulado en forma muy precisa por la ley.

6.3 Tarifas

Las tarifas buscan reflejar los costos eficientes de suministrar electricidad. Como se explicó más arriba, fuera de los precios de transferencias entre generadores determinados por el CDEC, existen precios explícitos para las ventas de generación a distribución, precios aplicables a pequeños clientes de las empresas distribuidoras y precios libres para clientes finales de más de 2 MW.

6.3.1 Tarifas de Generación a Distribución

Estos precios, llamados precios de nudo, están regulados y son determinados por la CNE como los CMg de satisfacer las demandas de potencia de punta (kW) y energía (kWh) en las subestaciones de entrega a las redes de distribución. Los CMg se calculan con un sistema de generación-transmisión optimizado en su desarrollo y operación. Como los CMg varían de un punto a otro del sistema eléctrico, debido al costo marginal de transmisión, los precios de nudo también varían. Así, en la región de Copiapó los precios son 25% superiores a los de

Santiago, en tanto que en Puerto Montt los precios de nudo son 20% inferiores a los de la Capital.

El CMg de energía (kWh) corresponde al CMg de corto plazo, equivalente al calculado por el CDEC. Sin embargo, como este es altamente volátil y para evitar fluctuaciones en los clientes finales, el precio se fija cada 6 meses como el promedio móvil de los CMg de corto plazo para los siguientes 45 meses.

El CMg de potencia (kW) se determina al igual que en el CDEC a partir del costo unitario de instalación de turbinas a gas, equipo de referencia supuesto más económico para dar potencia de punta.

Los precios de nudo, al ser representativos de los CMg a nivel generación, varían en función de parámetros tales como precio de los combustibles, condición hidrológica, niveles de los embalses, interanuales y en términos más generales, del equilibrio oferta-demanda en el sistema eléctrico.

La ley establece que los precios de nudo que determine la Autoridad no podrán diferir en más de 10% de los precios libres determinados por la competencia a clientes finales de más de 2 MW; en este sentido, los precios de nudo pueden ser calificados como semi-libres.

Debe destacarse que el precio de nudo corresponde al CMg esperado de energía para las diversas condiciones hidrológicas que puedan presentarse, incluidas sequías en que se producen fallas de abastecimiento con los consiguientes costos de racionamiento. El precio de nudo que recaudan las generadoras incluye por lo tanto una componente de costo de racionamiento, aun cuando este es incurrido por los usuarios; es por ello que en los casos reales de racionamiento las empresas deben compensar a sus clientes por un monto igual al producto de los kWh racionados y del costo unitario de falla considerado al calcular la tarifa; ello es



equivalente a que la empresa le “compre” al distribuidor la energía racionada, al costo correspondiente. La distribuidora a su vez debe traspasarle esta compensación a sus clientes racionados. es evidente el efecto racionalizador de este tipo de compensación en casos de racionamiento: las generadoras asumen sus responsabilidades para evitar situaciones de este tipo, y por otra parte los clientes tienen un incentivo para disminuir su consumo, o bien para generar con grupos de emergencia cuando se trata de clientes industriales.

6.3.2 Tarifas a Clientes de Empresas Distribuidoras

Estos precios son regulados por la CNE como la suma de 2 componentes: precios de nudo y valor agregado de distribución.

Los valores agregados de distribución corresponden grossomodelo al costo de capital del valor de renovación de la red de distribución y de los costos de explotación respectivos, referidos a la potencia de punta evacuada por la red de distribución. Como se explicó anteriormente, este valor es representativo del costo marginal del largo plazo de distribución.

Los valores agregados se calculan para una “empresa modelo” supuesta óptimamente dimensionada y congestión eficiente, operando en un área típica definida según la densidad de la red. Actualmente se considera 3 “empresas modelos” alta, media y baja densidad, y en estas 3 categorías se clasifican los 23 distribuidoras existentes en el país.

El esquema de regulación a nivel distribución no reconoce por consiguiente los costos propios de cada distribuidora, sino los de una “empresa modelo” incentivándolas a disminuir sus costos. Los valores agregados son fijados cada 4 años y se expresan mediante fórmulas indexadas. Las empresas pueden activar estas indexaciones con la periodicidad que deseen.

6.3.3 Precios a Grandes Clientes Finales

Los suministros a clientes finales de mas de 2 MW, ya sea que estén o no ubicados en el área de concesión de una distribuidora, son libres. Ellos representan actualmente alrededor de 40% del total de la energía suministrada en el sistema.

Esos clientes pueden obtener su suministro a partir de diversos generadores o distribuidores y, en los últimos años, han estado apelando cada vez mas al procedimiento de licitar sus suministros entre proveedores potenciales, haciéndolos competir.

6.4 Peajes por Uso de Sistemas de Transmisión

La posibilidad de usar en forma compartida los sistemas de transmisión a través del pago de un peaje, es un elemento esencial si se desea competencia a nivel generación. Debido a su importancia, la ley contempló en su articulado todas las disposiciones que rigen la determinación de peajes.

Debe destacarse que la nueva estructura del sector no consagra monopolio legal alguno sobre el sistema de transmisión; pero cuando una línea utiliza bienes nacionales de uso público, o bien se ha instalado imponiendo servidumbres de paso a particulares, debe aceptar que terceros la utilicen, pagando los peajes en la forma que determina la ley.

6.5 Planificación de Obras

Por sus características, las decisiones de inversión en distribución pueden ser tomadas descentralizadamente, con el único requisito de que el régimen de obligaciones y derechos del concesionario sea claro.

En cambio en generación-transmisión, las obras de gran envergadura son estructurales y requieren algún grado de coordinación de tal modo que se preserve la seguridad de suministro

y se obtengan precios de equilibrio oferta-demanda aceptables. Es evidente que proyectos de generación pequeños no requieren coordinación, y su decisión puede ser adoptada descentralizadamente sobre la base de los precios esperados, que son iguales a los CMg del sistema en su conjunto.

La planificación de obras quedó radicada en la CNE desde su creación en 1978; después de la privatización del sector, esta planificación tomó el carácter de indicativa, y esta relacionada con los objetivos ya señalados de velar por la seguridad de suministro y de regulación de precios de nudo.

Conviene destacar que bajo la nueva estructura, las empresas generadoras no están obligadas a invertir; su desarrollo está por consiguiente entregado a las fuerzas del mercado. Dentro de este espíritu liberal, la ley no obliga a pedir concesión para establecer y operar centrales eléctricas: la única obligación establecida es operar bajo las normas de operación del Centro de Despacho Económico de Cargo y, si se le vende energía una distribuidora, el precio debe ser el de nudo, que está regulado.

6.6 Obligaciones y Derechos en Distribución

Se contempla la concesión para el establecimiento operación y explotación de las redes de distribución de servicio público.

La concesión define la zona en la cual quedan radicadas las obligaciones y derechos de la empresa. Como mínimo, ella abarca toda el área comprendida a 100 metros de distancia de las instalaciones de la empresa. Entre las obligaciones se cuenta la obligatoriedad de servicio a quien demande suministro en la zona de concesión, y el cumplimiento de normas de calidad de servicio. Entre los derechos está el uso de bienes públicos y terrenos privados, el derecho a una trifa justa (pero que no renta las ineficiencias), y el derecho a pedirle al usuario

aportes para financiar la extensión de las instalaciones de distribución y para la ampliación de capacidad de las instalaciones existentes en generación, transmisión y distribución. Estos aportes deben reembolsarse en plazos máximos fijados en la ley.

La concesión tiene duración indefinida, pero puede ser caducada si la calidad de servicio se deteriora más allá de límites aceptables.

6.7 Servicio Privado

La ley contempla que se pueda efectuar servicio privado de distribución: en este caso no se puede imponer servidumbre de paso a los particulares, y la utilización de los bienes de uso público se autoriza mediante permiso municipal por un período determinado. Tal ha sido hasta el presente la modalidad de operación de las cooperativas de electrificación rural y de pequeñas empresas de distribución. El servicio privado no está regulado ni en precio ni en calidad de servicio.

6.6 La Privatización

La privatización del sector eléctrico fue un proceso lento, conducido con cautela y mucho pragmatismo en cuanto a la velocidad de implementación. Las primeras privatizaciones sólo se efectuaron a partir de 1980 y concluyeron a principios de 1990.

Se sabía que la incorporación de capital privado no estaría exento de dificultades: no se trataba ya de regularizar la propiedad de empresas estatizadas en el Gobierno anterior, sino de un cambio de enfoque global en una política de desarrollo que parecía indiscutible hasta entonces, y que se generarían oposiciones de todos lados:

- De miembros del propio gobierno, pues se perdía la capacidad de manejo político de las empresas como centros de poder.



- De los trabajadores de las empresas, que percibían una amenaza a su estabilidad laboral y a sus niveles de remuneraciones.
- De parte de grupos de profesionales y ejecutivos de la empresa que tenían la verdadera capacidad de control de la empresa.
- De parte de algunos miembros de las Fuerzas Armadas, que consideraban a este sector como estratégico.
- De parte de la oposición política, imbuida mayoritariamente de una cultura estatista, e incluso de algunas agrupaciones políticas adictas al gobierno pero temerosas de dar un paso de esta naturaleza.
- De parte de gremios empresariales que veían en la empresa eléctrica estatal un vehículo para obtener subsidios via precios.

También se tenía claridad en cuanto a que, previo a la privatización, se requería:

- una definición clara de las reglas del juego, en particular en materia de precios.
- la existencia de un mercado de capitales importante y fuerte, cuyo desarrollo estaría muy ligado con la participación de inversionistas institucionales derivados de la reforma previsional;

En efecto las Administradoras de Fondos de Pensión, que gestionan los fondos de capitalización individual de los trabajadores del país, fueron creadas a principios de los años ochenta y se convertirían más tarde en uno de los inversionistas institucionales más importantes. Ellos, junto con otros inversionistas institucionales-compañías de seguro y trabajadores de las empresas eléctricas-pasarían a convertirse en actores claves de la privatización.

La privatización se llevó a cabo a través de la licitación de empresas completas y la venta de paquetes de acciones en bolsa así como ventas masivas de pequeños montos de acciones a perso-

nas a través del denominado "capitalismo popular"

Es usual que un proceso de privatización, sobre todo cuando la situación financiera de las empresas ha sido solucionado en sus elementos básicos, sea criticado con argumentos tales como que el Estado está vendiendo bienes por debajo del valor registrado en la contabilidad. Se estaría traspasando a algunos privados, a valor bajo el costo un patrimonio nacional. A lo anterior se agrega el argumento de que si los privados quieren participar en el negocio eléctrico deben hacerlo con las mismas bajas rentabilidades que el Estado acepta de esta actividad, debido a su carácter de servicio público.

El error conceptual de ambos argumentos es evidente: por una parte los activos no valen lo que refleja la contabilidad sino solo el valor presente de los flujos de caja que pueden generar, por otra parte la tasa de costo de capital para una actividad determinada es un precio más de la economía, y el Estado no puede pretender imponerle un valor por debajo de este; toda inconsistencia en este sentido reviste la apariencia de "un castigo" del precio de venta de los activos que se venden, respecto de los cálculos que resultan al considerar rentabilidades bajas.

Por cierto, cuando el Estado decide privatizar, no puede aceptar cualquier tasa de descuento, valores muy altos podrían perfectamente ser determinantes para postergar la venta. Sin embargo debe tenerse presente que en la medida que la confianza pública en el sistema aumenta, la tasa implícita de descuento disminuye. El Estado debe entonces preocuparse de establecer condiciones de confianza para facilitar todo el proceso.

Las privatizaciones del sector eléctrico en Chile se iniciaron en 1980 con la venta de distribuidoras de tamaño pequeño a mediano, prosiguieron con la emisión de acciones como medio de pago de los aportes financieros que las empresas podían solicitar a los nuevos clientes, y con la venta en 1986-1987 de algunas centrales hidroeléctricas

INDICADORES FINANCIEROS

(MM US\$ de cada año) 2 EMPRESAS GENERADORAS

EMPRESA	RUBRO	1988	1989	1990
ENDESA	Resultado operacional	155,75	114,63	121,14
	Utilidad	178,52	105,94	103,99
	Depreciación	56,38	56,14	65,12
	Potencia instalada 1990			
	2050 MW			
	Activo neto	1.706,55	1.771,85	2.110,39
	Activo bruto	2.629,22	2.753,05	3.290,60
	Patrimonio	1.445,77	1.458,17	1.697,89
	Deuda LP	686,94	724,94	824,35
Pasiv.LP/patrim	47,5%	49,7%	48,6%	
Util/patrim.	12,3%	7,3%	6,1%	
Res.oper./act.fijo neto	9,1%	6,5%	5,7%	
Res.oper.+depr/act bruto	8,1%	6,2%	5,7%	
CHILGENER	Resultado operacional	23,07	23,66	39,66
	Utilidad	22,13	24,73	32,55
	Depreciación	10,32	10,60	12,57
	Potencia instalada 1990			
	570 MW			
	Activo neto	305,41	402,83	556,33
	Activo bruto	543,07	652,55	853,59
	Patrimonio	296,44	309,53	364,73
	Deuda LP	58,86	145,74	222,19
Pasiv.LP/patrim.	19,9%	47,1%	60,9%	
Util/patrim.	7,5%	8,0%	8,9%	
Res.oper./act.fijo neto	7,6%	5,9%	7,1%	
Res.oper.+depr/act bruto	6,1%	5,2%	6,1%	
CHILQUINTA	Resultado operacional		8,89	9,88
	Utilidad		9,58	11,11
	Depreciación		2,49	2,65
	Potencia instalada 1990			
	280.000 clientes			
	Activo neto		43,78	51,85
	Activo bruto		108,42	127,82
	Patrimonio		52,11	60,32
	Deuda LP		1,74	2,03
Pasiv.LP/patrim.		3,3%	3,4%	
Util/patrim.		18,4%	18,4%	
Res.oper./act.fijo neto		20,3%	19,1%	
Res.oper+/act bruto		10,5%	9,8%	
ENERSIS	Resultado operacional		46,26	52,89
	Utilidad		53,30	93,81
	Depreciación		11,27	15,84
	Potencia instalada 1990			
	1.100.000 clientes			
	Activo neto		230,70	272,83
	Activo bruto		458,78	549,00
	Patrimonio		245,25	316,22
	Deuda LP		28,69	70,47
Pasiv.LP/patrim.		11,7%	22,3%	
Util/patrim.		21,7%	29,7%	
Res.oper./act.fijo neto		20,1%	19,4%	
Res.oper+depr/act.bruto		12,5%	12,5%	



escindidas de ENDESA. El proceso concluyó hacia 1988-1990 con la privatización masiva de las empresas generadoras y distribuidoras de gran tamaño.

En el caso de ENDESA fue necesario solucionar previamente problemas financieros derivados del endeudamiento importante de esta empresa en el período 1979-1982, que se hizo crítico con la importante devaluación ocurrida en 1982. La solución al problema financiero se llevó a cabo mediante una capitalización de ENDESA por parte de CORFO dejándola con una relación deuda/capital sana. Cabe destacar que desde el punto de vista del Estado la capitalización no produjo cambios ya que la deuda de ENDESA era también deuda de su matriz CORFO; pero el mejoramiento de la situación financiera de ENDESA permitía su privatización a precios mayores que en el otro caso.

Los gráficos siguientes muestran la participación accionaria de inversionistas institucionales individuales en algunas empresas eléctricas.

7. EFECTOS DE LA RESTRUCTURACION

7.1 Situación Financiera del Sector

En términos generales, puede aseverarse que las empresas, tanto generadoras como distribuidoras se encuentran en buena posición financiera. Los cuadros siguientes muestran algunos indicadores financieros de 2 de las principales empresas generadoras y de 2 grandes empresas distribuidoras.

Se trata de un holding que tiene también otras actividades en el área inmobiliaria y de servicios, motivo por el cual su rentabilidad en el área de distribución pura es algo inferior a la indicada. Debe destacar que en las distribuidoras el activo fijo neto refleja depreciaciones acumuladas considerables próximas a 50% del activo fijo bruto; las rentabilidades indicadas reflejan este efecto que es principalmente contable y no económico. Los

resultados operacionales más la depreciación, referidas a activo bruto tienen sentido más económico y se perciben en torno a 9-12%

Las rentabilidades de las generadoras mejoraran el presente año, tanto por el término de una condición de sequía que se prolongo por 3 años, como por el hecho de que las 2 empresas acaban de poner en servicio centrales hidroeléctricas que mejorarán su resultado a partir de 1991.

PRECIO MEDIO RESIDENCIAL (¢US\$/kWh)

País	Residencial 100 kWh
Alemania Federal	20,6
Bélgica	19,6
Japón	19,2
España	15,7
Austria	14,6
Norte de Chile(Emelari)	14,4
Francia	14,4
Reino Unido	14,0
Argentina	14,0
Suiza	12,8
Países Bajos	12,5
Portugal	12,4
Canadá	11,9
Centro de Chile(Chilmetro)	10,9
Italia	10,3
Grecia	9,4
Sur de Chile(Edelmag)	9,2
Suecia	8,7
Brasil	8,6
Marruecos	6,7
Uruguay	6,5
Bolivia	5,0
Paraguay	4,3
Costa Rica	4,2
México	4,1
Colombia	2,6
Ecuador	2,0
Venezuela	1,6
Perú	0,5

Obs: - Valores con impuestos
- Actualizado a Junio de 1990

Fuentes:

- Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica.(UNIDEPE) Chilectra Metropolitana (Fecha encuesta Enero de 1989)
- Sistema de Información Económica Energética de la Organización Latinoamericana de Energía (SIEE-OLADE) (Fecha encuesta Junio de 1990)

7.2 Eficiencia

Los cuadros siguientes comparan las tarifas residenciales en Chile con las de otros países. Se ha seleccionado tres áreas de distribución ubicadas en zonas distintas del país, con características de generación muy diversa: termoelectricidad a carbón-petróleo en el norte, hidroelectricidad en la zona centro-sur y termoelectricidad a gas natural en el extremo sur.

La comparación muestra que en términos relativos las tarifas en Chile son razonablemente bajas y por consiguiente no cabe atribuir la buena situación financiera de las empresas a tarifas exageradamente altas.

Por otra parte el sistema de precios tanto en electricidad como en energéticos sustitutos es eficiente, lo que ha conducido a que la electricidad se use donde ello es económicamente conveniente.

Así por ejemplo, el problema del uso eficiente de electricidad en calefacción, calentamiento de agua y en cocina, no se plantea en Chile, ya que existen energéticos más económicos para este propósito, y las señales de precios son las correctas.

Otro elemento importante de eficiencia ha sido la competencia entre generadoras, que se ha traducido en el uso cada vez más frecuente de la modalidad de llamado a licitación por suministro, por parte de grandes clientes. En lo que se refiere a calidad de servicio, se han producido mejoras en la atención a público, tanto en lo que se refiere a conexión de nuevos empalmes, como en las modalidades de facturación y de solución de problemas de los clientes. Por otra parte los incobrables y las pérdidas no técnicas se han reducido a niveles mínimos, como resultado de las modalidades de las empresas por mejorar su resultado.

8. PERSPECTIVAS DEL SECTOR

Hasta la fecha, la nueva estructura del sector eléctrico ha demostrado funcionar razonablemente bien. Se plantean por cierto interrogantes respecto de la capacidad efectiva de las empresas generadoras privadas para efectuar las inversiones en centrales y líneas de transmisión con el ritmo requerido por el crecimiento de la demanda, y acerca de su capacidad para interpretar adecuadamente las regulaciones establecidas, evitando la generación de conflictos que lleven en el futuro a sobregulaciones.

En lo que se refiere a las inversiones, existen señales que muestran que el sistema de precios y el marco de competencia y de libertad de negociación, son incentivos adecuados para desarrollar la generación. Se ha iniciado recientemente la construcción de 2 proyectos hidroeléctricos con un total de 130 MW y está en etapa de decisión la construcción de una central hidroeléctrica a carbón por parte de un consorcio de 4 empresas. Por otra parte ENDESA está conformando el financiamiento para un proyecto hidroeléctrico de 450 MW que deberá entrar en 1996 o 1997. La tasa de rentabilidad de estos proyectos varía entre 10 y 14%. Estas tasas deben compararse con otras alternativas de inversión, en las cuales el riesgo suele ser mayor que en el sector eléctrico. La importante participación en la propiedad accionaria de las empresas eléctricas que han tomado las AFP, los fondos de inversión extranjera y los inversionistas individuales, se han reflejado en una importante subida del precio de las acciones y en el consiguiente aumento de la relación precio bolsa/utilidad. El cuadro que se muestra a continuación muestra este efecto para 2 empresas generadoras y 2 distribuidoras.

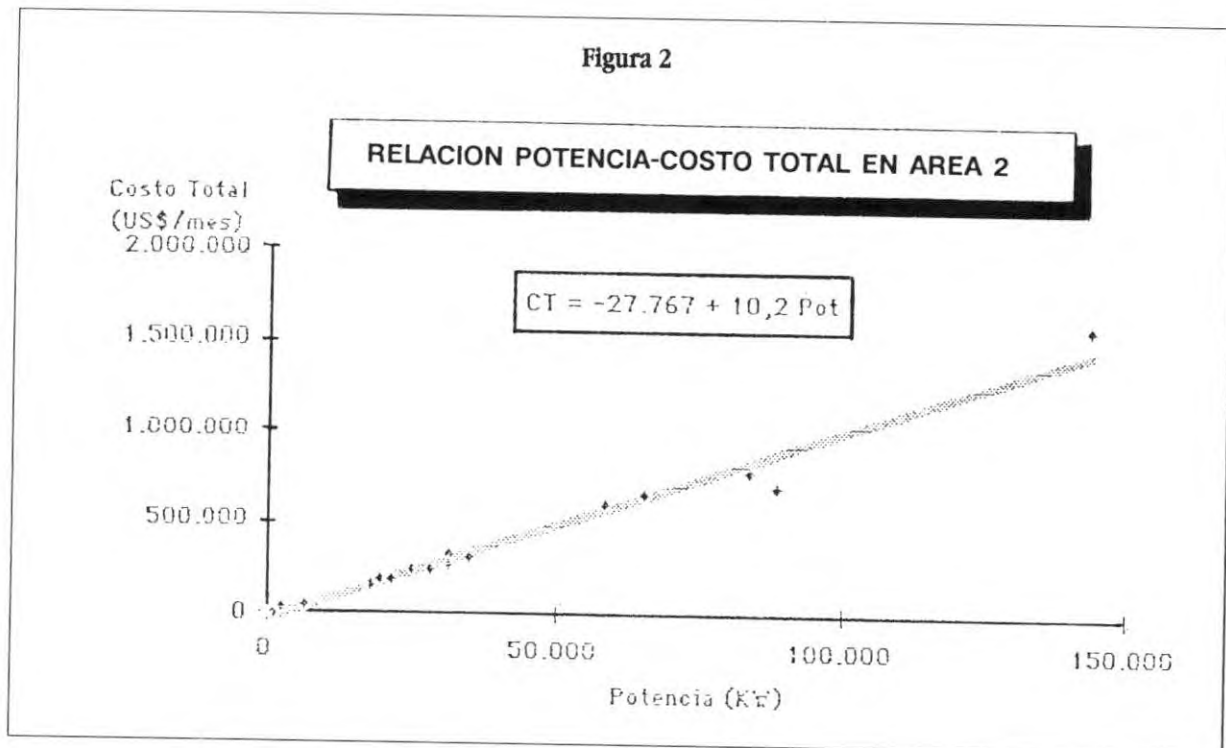
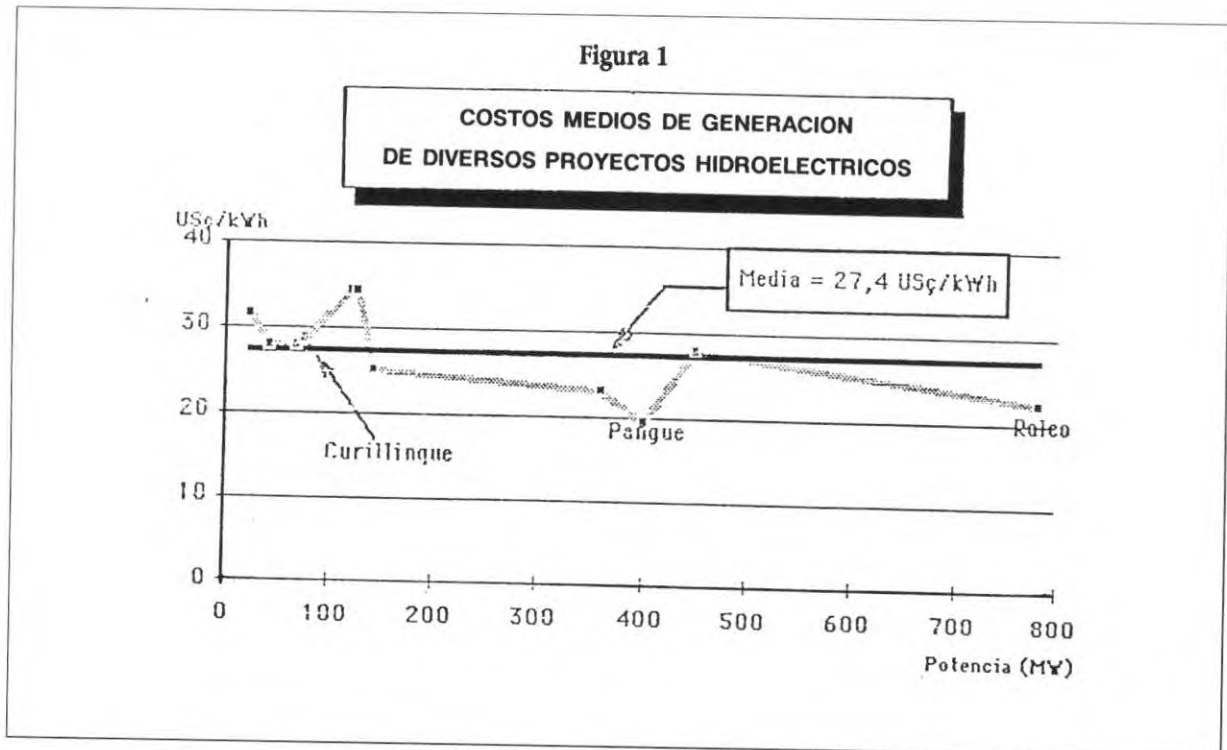


RELACION PRECIO BOLSA/UTILIDAD

	1988	1989	1990	Jun 1990
ENDESA	2,5	5,3	7,1	15,8
CHILGENER	2,7	4,0	4,2	8,9
CHILQUINTA	4,5	4,2	11,1	15,5
ENERSIS	3,7	4,2	5,6	11,3

Las tasas de rentabilidad de las acciones a valor de bolsa se ubica en torno a 8-10%, lo que muestra que la rentabilidad de los nuevos proyectos eléctricos debiera ser atractiva para inversionistas en el largo plazo.

Para concluir parece conveniente enfatizar, de acuerdo a la experiencia vivida en Chile, la necesidad de que las reglas del juego se prueben por algún tiempo antes de privatizar; en efecto, la tendencia natural de los dueños de las empresas eléctricas en cuanto a maximizar sus resultados lleva a exacerbar los conflictos de intereses entre las partes, y se requiere por ello mucha claridad en las disposiciones legales y reglamentarias con el objeto de preservar la equidad y el bien común.



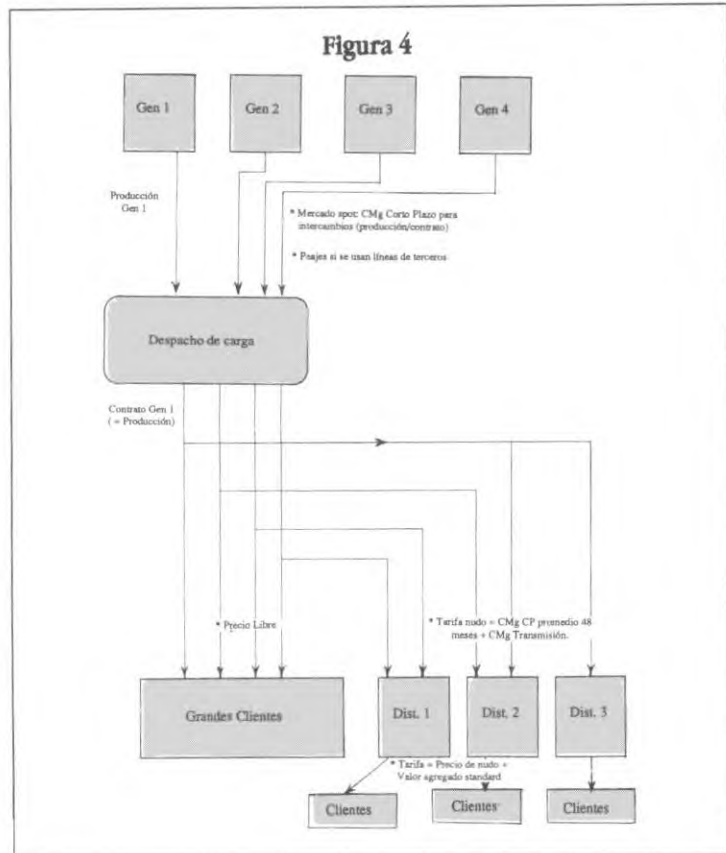
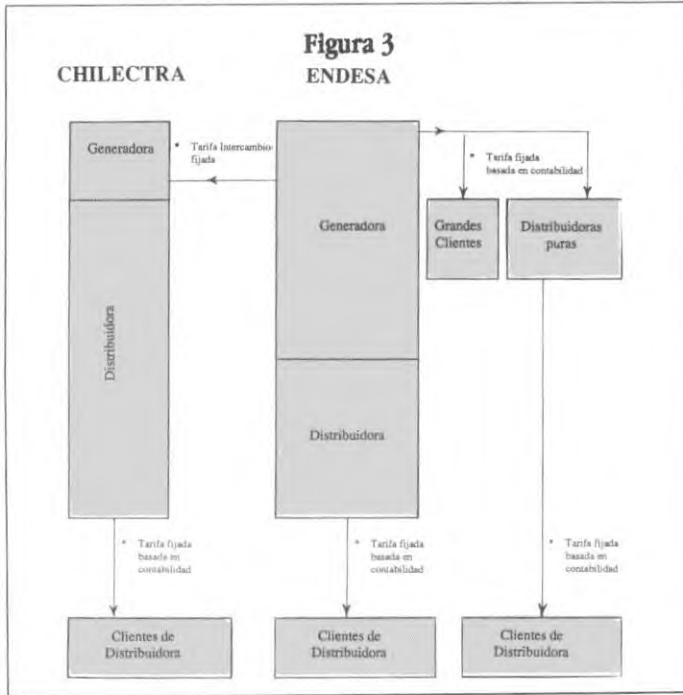
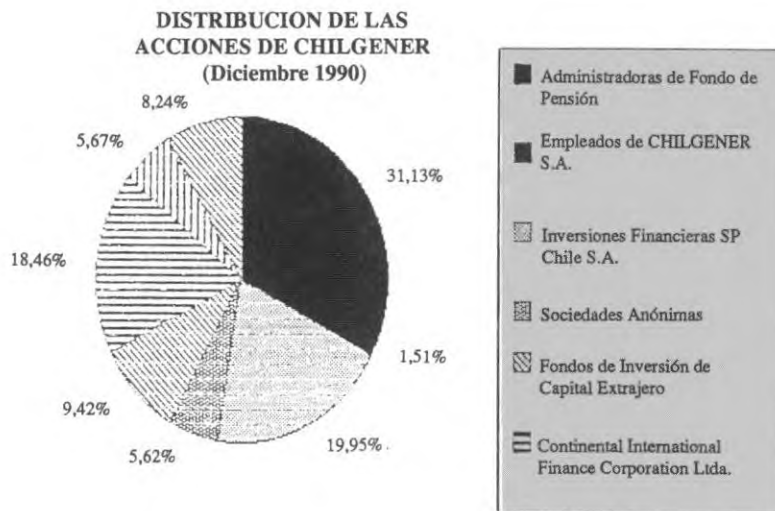


Figura 5



La Privatización del Sector de Energía en el Reino Unido

S.C. Littlechild

Director General de Abastecimiento
Eléctrico, Oficina de Regulación
Eléctrica, Reino Unido



La Privatización del Sector de Energía en el Reino Unido

RESUMEN EJECUTIVO

Esta ponencia explica cómo el Gobierno Británico reestructuró, radicalmente, y privatizó la Industria Eléctrica del Reino Unido introduciendo, al mismo tiempo, la competencia en la generación y en el abastecimiento. Describe, a grandes rasgos, la estructura de la industria eléctrica británica antes de la privatización y describe el marco regulador y los efectos iniciales de la privatización. Explica, además, algunas de las medidas que se tomaron para aquietar los temores de los inversionistas y para atraer la participación del capital privado en la industria. Las medidas incluyeron disposiciones transitorias destinadas a reducir los riesgos y a tomar en cuenta consideraciones de mayor envergadura. Las atribuciones del regulador son suficientes y están bien definidas.

1. INTRODUCCION

Me complace haber sido invitado para tomar la palabra en esta conferencia y hablarles de las condiciones que permitieron al sector de energía del Reino Unido atraer capital privado durante su proceso de privatización.

A partir de 1979, se han privatizado con éxito muchas de las industrias estatizadas del Reino Unido. Casi todas estas privatizaciones han tenido por objeto la transferencia de una sola empresa del estado al sector privado. Compañías tales como British Telecom, British Gas, y British Airways eran muy conocidas, su estructura era comprensible y sus historiales estaban a la vista del público. Sin embargo, tratándose de la Industria de Abastecimiento Eléctrico, el gobierno fue mucho más lejos en sus propósitos: no solo se propuso privatizar la Industria de Abastecimiento Eléctrico, sino que quiso reestructurar esta industria radicalmente, al mismo tiempo, a fin de introducir el factor de la competencia— una competencia más cabal que en cualquier otra parte del mundo. En vista de esta reestructuración, cómo fue posible aquietar los temores de los inversionistas y atraer el capital privado hacia la industria? Además, de las propias consideraciones comerciales, diría que la privatización se facilitó gracias a determinadas disposiciones transitorias más un régimen regulador estable y eficaz.

Sería conveniente considerar primero los antecedentes de la privatización.

La Sección 2 de esta ponencia describirá esquemáticamente la estructura de la industria eléctrica del Reino Unido antes de la



privatización. Las secciones 3, 4 y 5 explicarán las razones de la privatización y describirán la nueva estructura de la industria y el marco regulador. La sección 6 examinará los efectos iniciales de la privatización, mientras que la sección 7 describirá el proceso de privatización y cómo se pudo atraer el capital privado. La sección 8 presentará la conclusión.

2. LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ESTATAL DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

Hasta el mes de marzo de 1990, la industria eléctrica en Inglaterra y Gales funcionaba con dos secciones. La Junta Central de Generación Eléctrica (o CEBG) era la propietaria de las centrales eléctricas y las operaba para producir más del 90% de la electricidad generada. También administraba el sistema de transmisión mediante el cual se transporta electricidad en bloque desde las centrales generadoras hasta los puntos de demanda. Las doce Juntas de Area, cada una de las cuales atendía a una región diferente, recibían energía desde el sistema de transmisión y la suministraban, por medio de sus propias redes de distribución, a unos 22 millones de clientes. Las políticas y prácticas comerciales de la CEBG y de las Juntas de Area establecían los objetivos de la industria.

En Escocia, la industria eléctrica tenía una estructura distinta de la de Inglaterra y Gales. Dos empresas de servicios públicos verticalmente integradas, la Junta Hidroeléctrica en el norte y la Junta del Sur de Escocia en el sur, tenían a su cargo la generación, transmisión, distribución y abastecimiento de electricidad en sus áreas respectivas.

3. LAS RAZONES DE LA PRIVATIZACION Y EL LIBRO BLANCO

En el mes de febrero de 1988, el Gobierno publicó un Libro Blanco que exponía su pensamiento

inicial respecto de la privatización y la reestructuración correspondiente de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales. Al presentar este Libro Blanco, el Ministro de Energía describió los seis principios que se habían adoptado para formular las propuestas de privatización. Los principios fueron:

- "Las decisiones sobre el abastecimiento de electricidad deben ser motivadas por las necesidades de los clientes.
- La competencia es la mejor garantía de los intereses de los consumidores.
- La Regulación debe estar encauzada a promover la competencia, vigilar los precios y proteger los intereses de los clientes en aquellas áreas donde perdurarán los monopolios naturales.
- La confiabilidad y seguridad del abastecimiento deben mantenerse.
- Los clientes deben recibir nuevos derechos y no solamente seguridades.
- Todos los que trabajan en la industria deberían ser partes directamente interesadas en su futuro, tener nuevas oportunidades de hacer carrera y tener libertad para llevar sus asuntos comerciales sin la interferencia del gobierno."

En este Libro Blanco, el Gobierno adoptó el criterio de que la transmisión y distribución de electricidad eran esferas de monopolios naturales, en las cuales no sería económico duplicar la red existente. Pero, no había razón alguna por la cual diferentes compañías no pudieran competir en la generación y abastecimiento de electricidad utilizando las redes comunes de distribución y transmisión. La estructura y regulación del nuevo régimen se planificaron, por lo tanto, para fomentar la competencia tanto en la generación como en el abastecimiento y para garantizar que el cliente estuviera protegido del poder monopolístico en la transmisión y distribución.

Los objetivos similares del proceso de privatización en Escocia están enunciados en el libro blanco "La Privatización de la Industria Eléctrica de Escocia" publicado en marzo de 1988. Me concentraré más en la privatización en Inglaterra y Gales, donde la reestructuración ha sido más radical.

4. LA NUEVA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA

Introducción

Al poner en práctica las ideas contenidas en el Libro Blanco, el Gobierno introdujo cambios radicales en la estructura organizativa de la industria eléctrica. Las centrales eléctricas estaban divididas entre compañías generadoras. La red de transmisión está controlada y operada ahora por una nueva Compañía Nacional de Energía Eléctrica ("The National Grid Company" que también heredó las instalaciones de acumulación por bombeo de la CEBG). Las Juntas de Area se han convertido en Compañías Eléctricas Regionales. Se ha dispuesto que cualquiera puede utilizar las redes de transmisión y distribución y las compañías están obligadas a llevar cuentas individuales de las diferentes partes de sus actividades comerciales autorizadas por licencia. Existen controles sobre los precios de la transmisión, distribución y abastecimiento. Estas medidas, que se adoptaron para proteger los intereses de los consumidores, fomentan la competencia y facilitan una regulación eficaz. Todos estos cambios entraron en vigencia el día 31 de marzo de 1990, el Día del Otorgamiento. Las siguientes subsecciones examinan cada parte de la industria, en secuencia.

La Generación

Conforme a la nueva estructura, las centrales eléctricas de la CEBG estaban divididas entre tres compañías sucesoras. Las centrales de combustibles fósiles, eólicas e hidráulicas estaban repartidas entre las compañías National Power y Powergen. Nuclear Electric heredó todas las

centrales nucleoelectricas, más algunas turbinas de gas auxiliares y conexas. Como un porcentaje de la capacidad de la CEBG, estas centrales generadoras representan aproximadamente: National Power 50%, Powergen 30% y Nuclear Electric 15%. El 5% restante representa la acumulación por bombeo que está actualmente bajo el control de la Compañía Nacional de Energía Eléctrica. (Esta estructura de la Industria refleja la expectativa original de que National Power también estaría a cargo de las centrales nucleares y de que estas centrales nucleares tendrían que contrapesarse con una central de mayor capacidad alimentada por combustibles fósiles que sea parte de la misma compañía). Las acciones de National Power y Powergen se colocaron muy bien en el mercado de valores a principios de 1991, pero se ha programado que Nuclear Electric quede en el sector público por ahora.

El contexto normativo y las nuevas disposiciones para la comercialización de electricidad están concebidos para promover la competencia entre las tres compañías generadoras sucesoras de la CEBG y para fomentar el desarrollo de una capacidad generadora adicional e independiente. Ya han aparecido en el mercado energético algunos nuevos participantes, tal como se indica a continuación

La Transmisión y Cronogramación

La Compañía Nacional de Energía Eléctrica (NGC) es actualmente la propietaria y operadora del sistema de transmisión de alto voltaje en Inglaterra y Gales, sistema que se conoce como la red nacional. Esta red facilita la transferencia en bloque de electricidad desde las centrales eléctricas hacia los sistemas de distribución de las Compañías Eléctricas Regionales y hacia algunos grandes clientes. Todas las compañías que tienen licencias tienen acceso a la red. La NGC está sujeta a ciertas normas determinadas por regulaciones, entre ellas la transparencia de su sistema de tarifas por consumo que también están sujetas al control de precios.



La NGC desempeña un papel central en la coordinación de la generación de día en día y de hora en hora, equilibrando la oferta y la demanda en la red de transmisión a fin de mantener la estabilidad del sistema y la seguridad del abastecimiento.

Cada día, las generadoras ofertan su central (grupo por grupo, de media hora en media hora) para el funcionamiento del día siguiente. La NGC clasifica estas ofertas, según un orden de méritos, y lo aplica para programar la central de la manera que resulte más eficaz en los costos. También se toman en cuenta las limitaciones que inciden en el sistema de transmisión para efectuar las debidas revisiones en el cronograma y en el orden de méritos. Luego, se cotejan las ofertas de la generadora con las previsiones de la demanda realizadas por la NGC para fijar los precios de la electricidad cada media hora, los cuales equivalen a la oferta de la central marginal del sistema para esa media hora. Estos precios se fijan el día anterior para el día siguiente. Al precio marginal de este sistema (PMS), se le suma un pago correspondiente a la capacidad, con el objeto de proporcionar un incentivo suficiente para que las generadoras instalen una capacidad generadora capaz de satisfacer la demanda. Este pago correspondiente a la capacidad también se calcula para cada media hora y se basa en el Valor de la Carga Perdida (VDCP) y en la probabilidad de que la demanda sea superior a la oferta, o en la probabilidad de pérdida de carga (PDPC). El componente final del precio es un incremento para cubrir determinados costos de funcionamiento del sistema, incluidas las pérdidas de transmisión y los costos de un funcionamiento fuera del orden de mérito que están relacionados con imperativos de transmisión. Existe un sistema de liquidación para los pagos entre las generadoras y los compradores.

Estos mecanismos son nuevos y la mayoría de sus aspectos son muy diferentes de lo que había anteriormente. Ha habido, desde luego, problemas de adaptación y ciertos aspectos del sistema de la explotación común ("pooling") todavía deberán evolucionar, pero el sistema ha funcionado bien, en general.

El gráfico I, una comparación de los promedios diarios desde Diciembre de 1990 hasta Febrero de 1991, ilustra cómo los precios fluctúan con la demanda.

Distribución

En la nueva estructura de la industria eléctrica, cada una de las doce Juntas de Area se convirtió en una Compañía Eléctrica Regional (REC). Las principales actividades comerciales de una REC son la distribución y abastecimiento de electricidad. Cada REC tiene una red de distribución local que atiende a los clientes que se encuentran en su área autorizada. Estas redes de distribución local están enlazadas con la red nacional, aunque algunas generadoras están directamente conectadas con las redes REC. Las RECs utilizan sus redes de distribución para suministrar electricidad a sus propios clientes, pero también deben dar acceso a estas redes a otros abastecedores. Además, cada REC está obligada a producir una declaración formal, cuya forma debe estar aprobada por mí, en la cual se indica en que se basan los valores cobrados por el uso de su sistema. Estos valores también están sujetos al control de precios. Tales mecanismos están destinados a garantizar el acceso de todos los abastecedores a las redes de distribución a un precio adecuado.

El abastecimiento

El comercio del abastecimiento de energía eléctrica consiste en comprar electricidad y venderla a los clientes. Cada una de las RECs es titular de una licencia de abastecedora de electricidad al público, por lo cual está obligada a ofrecer el abastecimiento a cualquier cliente en su área autorizada. No obstante, quienquiera puede presentar una solicitud para competir en el comercio del abastecimiento como un abastecedor de segundo nivel y las principales generadoras tienen licencias para hacerlo. Todas las RECs también tienen licencias de segundo nivel que les permiten abastecer fuera de sus áreas autorizadas.

Con el fin de facilitar la transición hacia la nueva estructura, el Gobierno decidió incorporar gradualmente el factor de la competencia en el comercio del abastecimiento. En la actualidad, solo los grandes consumidores (con una demanda máxima superior a un megavatio) tienen la oportunidad de obtener un abastecimiento competitivo. Hay, además, límites al abastecimiento directo por las dos principales compañías generadoras. La franquicia monopolística en el mercado de oferta, que actualmente corresponde a los clientes de menos de un megavatio, se reducirá en el transcurso del tiempo. Los clientes medianos (0.1 a 1 MW y pequeños (menos de 0.1 MW) podrán tomar abastecimientos competitivos en 1994 y 1998, respectivamente (momento en el cual se abolirá la franquicia en el mercado).

Escocia

Las diferencias históricas entre la estructura de la industria eléctrica en Escocia y en el resto de Gran Bretaña se han reflejado en una reestructuración distinta y más limitada de la industria en Escocia. Las actividades de las dos empresas eléctricas de servicios públicos de Escocia se transfirieron a las dos compañías sucesoras, llamadas ahora Scottish Power y Scottish Hydro, aunque tal como en Inglaterra y Gales, las centrales nucleoeléctricas permanecerán en el sector público, operadas por una nueva compañía denominada Scottish Nuclear. Restricciones y obligaciones similares a las de Inglaterra y Gales se aplican a la industria en Escocia.

Las redes de transmisión de Scottish Power y de la NGC están enlazadas por interconectores. Estos facilitan la estabilidad del sistema y permiten un acceso mutuo entre las generadoras y los clientes.

Las acciones de las RECs se colocaron en la bolsa de valores en diciembre de 1990, las de las dos generadoras inglesas en marzo de 1991, y las de las dos compañías escocesas en junio de 1991.

5. EL MARCO REGULADOR

(a) La Ley de Electricidad de 1989

La Ley determina el marco regulador dentro del cual funciona, hoy en día, la industria eléctrica. La Sección 3 de la Ley describe mis deberes reglamentarios. Los tres deberes primordiales son los de asegurar que todas las demandas legítimas de electricidad sean satisfechas, asegurar que todos los titulares de licencias puedan financiar las actividades permitidas por sus licencias, y promover la competencia en la generación y el abastecimiento. Tengo otros deberes que consisten en: proteger los intereses de los consumidores en lo se refiere al precio de la electricidad y a las otras condiciones del abastecimiento; promover la eficiencia por parte de quienes están autorizados para abastecer o transmitir electricidad y el consumo eficiente de la electricidad por los consumidores; promover la investigación y el desarrollo por los titulares de licencias; proteger al público de los peligros surgidos de la generación, transmisión y abastecimiento de electricidad; proteger la salud y seguridad de quienes trabajan en la industria; tomar en cuenta el efecto en el entorno físico; y tomar en cuenta los intereses de los consumidores en zonas rurales, los intereses de los que están en edad de jubilarse y de los discapacitados.

Debo tomar en cuenta todos estos deberes al ejercer mis diversas funciones conforme a la Ley. Estas funciones incluyen la expedición, seguimiento, imposición de las obligaciones de las licencias y, cuando proceda, modificación de las licencias. Debo, además, aprobar varios códigos de ejercicio de las licencias estipulados en las condiciones de concesión de licencias para cada REC y puedo establecer las normas de cumplimiento correspondientes. Tengo atribuciones adicionales como las de investigar reclamos, arbitrar sobre determinadas controversias, analizar el estado de la industria y, cuando sea del caso, prestar asesoría al Ministro. Estas diversas atribuciones se explican en mayor detalle en lo que sigue.



(b) Las Licencias y su Importancia en la Regulación

A partir del 31 de marzo de 1990, quienquiera que genere, transmita o suministre electricidad necesita tener una licencia, a menos que satisfaga los requisitos de exención. El sistema de licencias establece un marco para la regulación: las licencias incorporan disposiciones encaminadas a proteger a los consumidores y a otros titulares de licencias dondequiera que exista un poder monopolístico. Reflejan, así mismo, las disposiciones transitorias tendientes a incorporar gradualmente la competencia en la industria. El sistema de exenciones contribuye a asegurar que los pequeños participantes en la industria no tengan que cargar, innecesariamente, con los costos administrativos y facilita, también, algunas de las disposiciones transitorias.

Las licencias pertenecen a cuatro categorías que reflejan la estructura de la industria: Generación, Transmisión, Abastecimiento Eléctrico Público y Abastecimiento de Segundo Nivel (competitivo). El Ministro expidió licencias a las compañías sucesoras que surgieron de la CEGB y de las Juntas de Área. Mi deber es el de expedir nuevas licencias sobre la base de una Autoridad General expedida por el Ministro. También tengo la responsabilidad de asegurar que los titulares de licencias cumplan las condiciones de sus respectivas licencias.

(c) Los Controles de Precios por concepto de Transmisión, Distribución y Abastecimiento

No existen restricciones a las utilidades, ni en virtud de las licencias ni de alguna otra manera. Sin embargo, las Licencias de Transmisión y Abastecimiento Eléctrico Público— aunque no las Licencias de Generación y de Abastecimiento de Segundo Nivel— contienen controles explícitos de precios.

Las Licencias de Abastecimiento Eléctrico Público imponen controles de precios por separado al comercio de distribución y al comercio de

abastecimiento de las RECs. La cantidad que pueden cobrar las RECs por su comercio de distribución está limitada de la manera siguiente: Durante los primeros cinco años a partir del Día del Otorgamiento, el incremento promedio de los valores cobrados se limita al incremento de la tasa de inflación, medida por el Índice de Precios Minoristas, más un determinado porcentaje, X. El Gobierno determinó los valores iniciales de X, los cuales varían desde cero para la London Electricity hasta el 2.5 por ciento para South Wales Electricity, reflejando factores como la posibilidad de mejorar la eficiencia, el crecimiento de la demanda esperado y los niveles de gastos de capital previstos. Las licencias contemplan que yo revise la operación del control de precios de distribución después de 5 años y, de ser adecuado, determine nuevos factores X. La licencia de transmisión impone una restricción similar a los valores cobrados por la NGC por concepto de la transmisión, según los cuales X es igual a cero durante un período inicial de 3 años.

Con respecto al comercio de abastecimiento, cada REC también tiene un control de precios, según la fórmula $IPM+Y$ por el precio que podrá cobrar a sus clientes. El factor Y permite que la REC traslade aquellos costos relacionados con la compra de electricidad que están fuera de su control (principalmente los costos de generación). Esto impone un tope al crecimiento de los otros costos del comercio de abastecimiento, que está determinado por el IPM. Como una protección adicional para el cliente en régimen de franquicia, también se ha introducido un tope de precios subsidiario para esta sección del mercado, según el cual (para expresarlo sencillamente) el precio promedio global para los clientes en régimen de franquicia no se incrementará en un valor superior a la tasa de inflación durante los primeros tres años. Se ha dispuesto que yo revise la operación del control de precios del abastecimiento eléctrico después de cuatro años.

El mecanismo de control de precios $IPM-X$ es una manera relativamente sencilla, pero eficaz, para regular las actividades monopolísticas. La

determinación de los valores X iniciales para un determinado número de años protege a los clientes, a la vez que brinda a las compañías el incentivo del lucro para mejorar la eficiencia.

Con el objeto de proteger a los clientes y fomentar la competencia, las licencias contienen condiciones que prohíben los subsidios cruzados de una actividad comercial por otra y que prohíben la fijación discriminatoria de precios. La aplicación absoluta de estas condiciones se facilitará mediante otras condiciones en las licencias, que exigen al titular tener cuentas individuales para cada actividad individual realizada mediante licencia (generación, distribución, abastecimiento de primer y segundo nivel) y entregar información para los fines de la regulación.

(d) El Gravamen sobre los Combustibles Fósiles

Para proteger el interés público mediante una diversidad de abastecimientos eléctricos, el Gobierno exigió que cada REC suscribiera determinados contratos referentes a la electricidad generada con combustibles no fósiles (inicialmente, la capacidad nuclear en especial). Este sistema conforma la Obligación de no Usar Combustibles Fósiles (NFFO). Los costos extras que comporta este sistema se recuperan por medio de un gravamen sobre la venta de la electricidad generada con combustibles fósiles.

El nivel inicial de la capacidad de generación nuclear prescrita en virtud de la NFFO es de 8553 MW. Esto corresponde, aproximadamente, a la cantidad de capacidad generadora nuclear de Inglaterra y Gales.

El segundo elemento de la NFFO se refiere a las plantas generadoras que utilizan fuentes de energía renovables como la eólica, hidroeléctrica, eliminación de desechos, gas de relleno de tierras, etc. La cantidad inicial de la capacidad contratada de estas fuentes, en virtud de la NFFO, es de 29MW y esta se incrementará a 102MW cuando la orden entre en plena vigencia. Se me pidió que informara

al Ministro sobre el nivel de este primer segmento de la NFFO. Teniendo presente mis deberes reglamentarios, evalué el impacto ambiental de los proyectos de generación propuestos y encontré, en resumidas cuentas, que tendrían un efecto positivo en el medio ambiente por cuanto sustituirían una cantidad similar de capacidad generadora con combustible fósil. La orden relativa a las fuentes renovables están actualmente en consideración.

6. Los Efectos Iniciales de la Privatización

Han comenzado a surgir nuevos participantes, tanto en la generación como en el abastecimiento. Además, todas las compañías que han surgido de la antigua estructura estatizante de la industria han comenzado a introducir cambios importantes para adaptarse al nuevo entorno competitivo.

(a) La Generación

La primera Licencia de Generación expedida por mí fue para Lakeland Power que ha construido una central de 220 MW de Turbina de Gas de Ciclo Combinado (CCGT) en Roosecote, con conjuntamente el concurso de la REC local. Esta central acaba de ponerse en servicio en el tiempo récord de unos 18 meses. También he expedido licencias de Generación a las empresas Corby Power (Limitada), Peterborough (Limited) y Fibropower (Limitada) que están construyendo una capacidad total de más de 700 MW.

Algunas RECs han decidido ampliarse para entrar en el comercio de generación. Eastern Electricity ha anunciado propuestas para construir dos centrales eléctricas en colaboración con grandes empresas industriales. Ambas serán CCGTs, una de las cuales se construirá en la zona de Peterborough, con una capacidad de 360 MW y la otra se construirá al norte del Estero del Río Támesis, con una capacidad de 440 MW. Cuatro RECs tienen un convenio de empresas conjuntas con ICI y Enron Power (UK) Limited para montar un CCGT de 1725 MW en Teesside. Otras RECs están considerando inversiones similares en generación.



Scottish Power y la NGC han anunciado una propuesta conjunta encaminada a acrecentar la capacidad de transferencia de las interconexiones entre el sistema de transmisión en Inglaterra y Gales y los sistemas de Escocia. El proyecto debería incrementar la capacidad de transferencias de las interconexiones de 850MW a 1.600MW para las transferencias de norte a sur.

Nuclear Electric está construyendo una central nucleoelectrica en Sizewell. Se prevé que esta central eléctrica, Sizewell B, tendrá una Capacidad Neta Declarada (CND) de aproximadamente 1.175MW.

Tanto National Power como Powergen han manifestado sus intenciones de racionalizar sus actividades de generación. Ambas han anunciado el cierre de la planta más antigua y menos eficiente y la construcción de nuevas plantas alimentadas por gas. Luego de examinar la rentabilidad a corto plazo y las perspectivas de más largo plazo de todas las centrales eléctricas, National Power anunció su intención de cerrar 3000MW de capacidad excedente. Powergen anunció que pensaba suspender la generación en sus centrales de Elland y Carrington, que tienen una CND agregada de 408MW. Ambas empresas han indicado que podría ser necesario cerrar otras plantas. Tanto National Power como Powergen están construyendo nuevas centrales alimentadas por gas en Killingholme de 650 y 900MW, respectivamente. Los generadores alimentados por gas reducirán su dependencia de un solo combustible. Ambas se proponen construir más centrales eléctricas CCGT. National Power también está dedicada al desarrollo de varios proyectos de generación que utilizarían fuentes de energía renovables. National Power y Powergen están colaborando con compañías industriales que desean desarrollar sistemas térmicos-eléctricos combinados.

Powergen está considerando la factibilidad de instalar ciclos con turbinas superpuestas en sus plantas alimentadas por carbón. Este ciclo requiere

la superposición de una turbina de gas en la planta existente y el reciclaje de los gases calientes del escape. De esta manera, se aumenta la eficiencia térmica de las plantas eléctricas para que su operación resulte más económica, a la vez que se reduce la contaminación ambiental. Una gran parte de la capacidad programada para las nuevas centrales eléctricas, incluso las planificadas por independientes, corresponde a Turbinas de Gas de Ciclo Combinado. Este tipo de planta ofrece cuatro grandes ventajas con respecto a la concepción tradicional de las plantas CEGB. Sus plazos de construcción son cortos, sus costos de capital son comparativamente bajos y su eficiencia térmica es alta y tiende a producir menos emisiones que causan la lluvia ácida y el efecto invernadero.

El dejar a un lado las centrales tradicionales de tipo CEGB alimentadas por carbón diversificará el abastecimiento de combustible para las centrales. A fin de obtener un caudal de gas barato, Powergen ha anunciado su intención de tender un gasoducto desde el Campo Pickerill en el Mar del Norte hasta la central eléctrica proyectada en Killingholme. National Power se ha asociado a un consorcio para explotar las reservas de gas en el Mar del Norte.

Las ventajas que el gas ofrece para el medio ambiente contribuirán a que las generadoras puedan cumplir con las directivas de la Comunidad Europea sobre Grandes Centrales de Combustión anticontaminantes. Otras realizaciones que permitirán a National Power y Powergen cumplir los controles sobre emisiones incluyen la instalación de equipo de desulfurización de los gases de combustión (FDG) y quemadores de bajo contenido de óxido de nitrógeno en algunas de sus plantas.

Ambas compañías están modernizando y mejorando el nivel de sus instalaciones de utilización de carbón para permitir mayores importaciones de carbón de bajo contenido de azufre y para tener una mejor opción de abastecimiento de combustibles.

(b) El Abastecimiento

La creación de una mancomunización del comercio de electricidad permite que cualquier abastecedor compre electricidad y la venda a los consumidores. Cada compañía generadora (incluso las de Escocia y Francia que están enlazadas con la red nacional por interconectores) oferta para vender electricidad al "pool", estableciendo así un precio competitivo. La formación de estas modalidades comerciales, gracias a las cuales la electricidad está disponible para cualquier abastecedor a un precio de mercado determinado por la competitividad, ha llevado a un comercio muy competitivo de abastecimiento de segundo nivel.

National Power, Powergen, las dos empresas eléctricas de servicios públicos y la mayoría de las RECs ya están compitiendo para captar el mercado como abastecedores de segundo nivel. Al 1.º de julio de 1990, de un total de aproximadamente 4000 sitios abiertos a la competencia (es decir, superiores a 1 MW), National Power había ganado alrededor de 500 y Powergen 350. Una REC (East Midlands Electricity) atendía a 97 sitios de consumo ubicados fuera de su área de abastecimiento autorizada y seis otras RECs abastecían a un total de 102 sitios ubicados fuera de su área de abastecimiento autorizada. En términos de MWh, más del 40% del mercado competitivo (sin régimen de franquicia) estaba siendo atendido, en marzo de 1991, por abastecedores que no eran los abastecedores "locales" anteriores, y esa cifra probablemente es mayor ahora.

La competencia ha obligado a las RECs a ofrecer precios más competitivos que los de sus tarifas reguladas y muchos clientes en el mercado competitivo recibieron reducciones de precios considerables en 1990/1991 —parece que son del orden del 15%— en relación con el año anterior. También ha surgido una mayor variedad de modalidades contractuales, las cuales se ajustan más a las necesidades de cada cliente.

Compañías, que antes estaban excluidas de la industria eléctrica, han comenzado a ingresar en el comercio de abastecimiento de segundo nivel. Dos compañías industriales, Joseph Crossfields y UML, han solicitado licencias para abastecer a sus lugares de consumo mediante la compra directa de electricidad del "pool". Másaún, desde abril de 1991, una alta proporción de los clientes han decidido correr el riesgo de comprar a una REC, a precios del servicio mancomunado y no a un precio fijo por anticipado.

(c) General

La competencia y la propiedad privada han llevado a las compañías sucesoras a racionalizar sus empresas y su fuerza laboral en algunas áreas, a la vez que se han expandido y han contratado a personas con especializaciones diferentes en otras áreas. National Power ha anunciado 5.000 reducciones de puestos de trabajo durante los próximos 5 años (aproximadamente un tercio de su fuerza laboral total al 31/12/1990), mediante reducciones tanto del personal de las centrales eléctricas como del personal de apoyo, con la intención de conservar su competitividad como generadora de electricidad. También ha reestructurado el personal directivo, introduciendo sueldos relacionados con el desempeño y ha contratado a otras personas especializadas en otros campos como el de comercialización que son indispensables para la nueva estructura competitiva. Powergen ha tomado medidas similares.

Ambas compañías han comenzado a desarrollar y a publicitar identidades empresariales distintivas. Como parte de esta estrategia, elaboraron logotipos individuales para cada compañía. National Power patrocinó la cobertura televisiva del Mundial de Fútbol y Powergen patrocinó los boletines meteorológicos nacionales.

Han comenzado, además, a ampliar sus otras actividades comerciales. Por ejemplo, National Power ha creado un servicio de consultoría en el extranjero, British Electricity International Ltd., el



cual ha sido contratado para trabajar en 18 países en la renovación y reparación, mantenimiento y operación de centrales eléctricas.

Durante muchos años, las RECs han realizado actividades minoristas y de contratos eléctricos. Bien que en ciertos aspectos estas actividades son complementarias de la rama principal de distribución y abastecimiento de electricidad, al promover el consumo eléctrico, estas actividades han llegado a tener sus propios objetivos empresariales y metas financieras. La licencia PES de cada REC prohíbe que cualquier otro negocio distinto entregue subsidios cruzados a, o que este reciba subsidios cruzados de, cualquiera de sus otras actividades comerciales.

Aunque estas actividades se llevaban a cabo, anteriormente, en el área autorizada de la compañía, algunas compañías, entre ellas South Wales e East Midlands, se han ampliado para competir por clientes de almacenes minoristas fuera de sus propias áreas. EMEB también se ha diversificado para ingresar en el negocio de las alarmas, luego de adquirir Embassy Security.

7. EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN Y EL CAPITAL ACCIONARIO

Para que la privatización tuviera éxito, fue necesario limitar los riesgos de los inversionistas hasta un nivel que fuese manejable en relación con las posibles utilidades, con el objeto de que los inversionistas comprendieran las oportunidades ofrecidas.

(a) Los Riesgos y las Utilidades

Se iba a pedir a los inversionistas que invirtieran en empresas, algunas de las cuales acababan de crearse. Sus utilidades se devengarían de una industria que había sido radicalmente reestructurada, con la introducción del factor de la competencia, y de un mercado spot que no tenía ningún historial que permitiera evaluar el riesgo.

El 31 de marzo de 1990, se activó el "pool" y las acciones de las RECs se colocaron en diciembre de 1990, mientras que las acciones de las generadoras se cotizaron en marzo de 1991. Por consiguiente, los posibles inversionistas no tuvieron sino 8 meses en el caso de las RECs, y 11 meses en el caso de las generadoras, para observar el funcionamiento del nuevo mercado. A fin de aquietar los temores de los inversionistas y mitigar su percepción de los riesgos, asesores del gobierno, las compañías y la comunidad inversionista efectuaron estudios detallados. Los estudios incluyeron el seguimiento del sistema de mancomunización y liquidación para asegurarse que el nuevo y complejo soporte lógico ("software"), que era el elemento central del sistema, estuviera funcionando debidamente. También fue necesario demostrar que el sistema de liquidaciones podía calcular y llevar a cabo los muy considerables flujos de fondos entre las compañías abastecedoras y las compañías generadoras. Fue necesario pronosticar las ganancias para que pudiera determinarse el impacto del nuevo régimen en las utilidades de las compañías. Los pronósticos de las utilidades formarían parte del prospecto que se publicaría antes de la emisión de las acciones. Se presentaron los nombres de reconocidas empresas de contabilidad y de bancos comerciales en relación con estos pronósticos de ganancias, a fin de reducir el factor de riesgo percibido por los inversionistas.

Por cuanto las fluctuaciones en los precios del "pool" tendrían un impacto tanto en la rentabilidad de las RECs como de las generadoras, se elaboraron una serie de "contratos por diferencias" en torno al "pool". En su forma más sencilla, estos contratos cubrirían a las RECs del riesgo de incrementos excesivos de los precios y cubrirían a las generadoras del riesgo de decrementos excesivos de los precios.

Para las RECs, esto ofrecía la ventaja de tener que publicar por anticipado sus tarifas en régimen de franquicia. Es arriesgado vender a un precio fijo y comprar en un mercado spot. Es verdad que, en el año siguiente, las RECs podían trasladar el precio

de sus compras (esto se permite en virtud de su forma de control de precios), pero todavía tendrían que soportar los riesgos del flujo de fondos. Contratos que imponían un tope al precio que las RECs pagaban por su electricidad en el mercado spot reducían este riesgo.

Estas disposiciones contractuales iniciales también sirvieron para las disposiciones transitorias que elaboró la industria del carbón. Las disposiciones se establecieron para los primeros tres años, durante los cuales las generadoras comprarían cantidades mínimas de carbón británico a precios mayores que el precio del mercado mundial. Los "contratos por diferencias" garantizan a las generadoras un precio mínimo por su generación durante este período de transición de tres años, con el fin de cubrir estos costos del carbón.

El utilizar estos contratos iniciales contribuyó a minimizar los riesgos de las compañías y minimizar, por tanto, los riesgos que percibían los inversionistas, a la vez que permitió alcanzar determinados propósitos de orden público.

Los riesgos concomitantes con la competencia en el abastecimiento se compensaron, en parte, mediante el régimen de franquicias que brindó un grado de protección transitoria al las RECs y, en parte, mediante la formulación del control de precios que arrojaba márgenes de utilidad menores en el vulnerable comercio de abastecimiento, en comparación con el comercio de distribución que no es competitivo.

Originalmente, la idea era que la cartera de acciones de la National Power en la planta generadora incluiría la mayor parte de la capacidad nuclear de Inglaterra y Gales. Sin embargo, el riesgo que los inversionistas percibían en la inversión en una compañía con capacidad nuclear, se consideraron tan altos que National Power no pudo cotizarse en esa forma. El gobierno decidió formar una compañía aparte para operar la capacidad de generación nuclear y para mantener a esta compañía en el sector público. Por tanto, la selección de cuáles instalaciones se privatizarían

también reflejaron consideraciones de rentabilidad y riesgo.

El control de precios limita los ingresos promedio por unidad suministrada. De esta manera, se permite que los ingresos totales aumenten según las ventas. Existen dos controles de los precios de abastecimiento: un control del traslado de los costos aplicado a todo el mercado de oferta y un simple control IPM aplicado al mercado en régimen de franquicia. Cada uno de los elementos del precio de abastecimiento (generación, transmisión y distribución) está controlado, sea por las fuerzas de la competencia del mercado o, en ausencia de esta, por una forma de control IPM-X. El Gravamen sobre Combustibles Fósiles también forma parte del costo y esto también está regulado. Está claro que los controles de precios deben procurar equilibrar aspectos tales como la rentabilidad para la compañía, las ganancias para el inversionista y los precios pagados por el consumidor.

(b) Los Riesgos de la Regulación

Otra serie de riesgos percibidos por los inversionistas están relacionados con incertidumbres respecto del régimen regulador. Por una parte, hay un riesgo de que el régimen no sea idóneo para proteger a los clientes ni para precautelar otros aspectos del interés público. En tal caso, hay el peligro de que el gobierno asuma otras potestades adicionales para controlar la industria y, posiblemente, incluso para re-estatizarla. En Gran Bretaña, se ha cuidado mucho de identificar los aspectos que podrían presentar problemas, de incorporar en las licencias disposiciones tendientes a solventarlos (por ej. el control de precios), y de dar al regulador atribuciones para introducir modificaciones en las licencias, cuando sea necesario. También hay atribuciones que permiten obtener información pertinente. Así se ha minimizado el riesgo de un régimen regulador no apropiado.

Por otra parte, si el sector inversionista estima que las potestades reguladoras son excesivas, esto



podría acrecentar la percepción del riesgo que podría tener la inversión en la industria. Ello no obstante, hay varias limitaciones muy considerables a la potestad del regulador.

En primer lugar, no tengo potestades ilimitadas para actuar o para emplear los recursos de los que dispongo, tal y como quisiera para cumplir con mis deberes reglamentarios. Por ejemplo, no podría construir una pequeña planta generadora por OFERTA a fin de promover la competencia, mejorar el medio ambiente o fomentar la investigación y el desarrollo. Puedo tomar en cuenta mis deberes reglamentarios cuando esté llevando a cabo una de mis funciones reglamentarias (a saber, la expedición, seguimiento, imposición del cumplimiento de las licencias y, cuando proceda, modificación de licencias; determinación en controversias; ofrecimiento de asesoría al Ministro y otras). Estas funciones reglamentarias están bastante bien definidas.

En segundo lugar, hay algunas áreas importantes de la industria eléctrica en las cuales las regulaciones son aplicadas por otros organismos que no son la Oficina de Regulación Eléctrica. La Comisión de Salud y Seguridad está encargada de la salud y la seguridad; la Inspectoría Nuclear está a cargo de todos los aspectos de la seguridad nuclear; el Departamento del Medio Ambiente y las organizaciones locales de planificación determinan la política ambiental y (con sujeción a las atribuciones específicas del Ministro de Energía con respecto a las líneas aéreas y a centrales generadoras más grandes) pueden impedir la construcción de líneas de transmisión y distribución o plantas generadoras en determinados lugares. La responsabilidad de remitir cuestiones de fusiones a la Comisión de Monopolios y Fusiones (MMC) incumbe al Ministro de Comercio e Industrias con la asesoría del Director General de Comercio Equitativo; una fusión puede impedirse solamente si lo autoriza el Departamento de Comercio e Industrias (DTI) y la Oficina de Comercio Equitativo (OFT). Por último, la Comisión Europea está desempeñando un papel cada vez más activo en toda la industria británica y,

desde luego, en la eléctrica. La última directiva sobre el tránsito es un ejemplo notable, y ha dado lugar a apelaciones interpuestas ante la Comisión Europea. La política gubernamental hacia la industria también está restringida por consideraciones de la CE.

En tercer lugar, los Ministros de Energía y de Escocia tienen funciones muy amplias en la industria eléctrica respecto de las cuales yo puedo asesorar pero ellos deciden, en última instancia. Ejemplos de ello son la puesta en marcha de regímenes de resistencia a cargas repetidas durante emergencias y la colocación de pedidos de combustibles no fósiles para fomentar el desarrollo de energías renovables.

En cuarto lugar, aunque tengo la facultad de cambiar las licencias mediante acuerdo con los titulares de las licencias respectivas, no puedo dictaminar unilateralmente un cambio en esas licencias. Por ejemplo, no tengo "la facultad de controlar los precios" de una manera tan explícita. Puedo imponer los controles de precios sobre las licencias, pero debo apelar ante la MMC para obtener permiso para imponer un control de precios más rígido o para hacer cumplir cualquier otro cambio en la licencia. Solo si la MMC encuentra que hay algo contrario al interés público y que podría remediarse con un cambio en la licencia, podría yo efectuar un cambio en la licencia de acuerdo con la recomendación. Además, cualquier cambio en una licencia, sea por acuerdo o según una recomendación de la MMC, debe ser notificado públicamente y cualesquier manifestaciones de cualquier parte deben considerarse debidamente.

En quinto lugar, en ciertos aspectos importantes, la facultad de la cual gozo se desprende de o está limitada por el Ministro. Mi facultad para expedir licencias a los nuevos participantes reside en una Autoridad General otorgada por el Ministro, cuyos términos fueron de su incumbencia. Mi actual Autoridad General me exige incluir determinadas cláusulas en todas las licencias de generación y de segundo nivel: por ejemplo, que los titulares de

licencias en Inglaterra y Gales sean obligatoriamente miembros del "pool". La Autoridad General no me permite expedir licencias de segundo nivel en violación de la franquicia, ni expedir licencias de transmisión o licencias de abastecimiento eléctrico público sin el consentimiento del Ministro. Además, el Ministro tiene poder para impedirme efectuar cambios en las licencias por acuerdo, con el fin de impedirme introducir ciertas referencias a la MMC y de impedirme llevar a efecto determinadas recomendaciones de la MMC. (Esta restricción es más extensa tratándose de la electricidad que de las telecomunicaciones, en relación con las cuales dichas facultades específicas solo pueden ejercerse cuando se trate de la seguridad nacional).

En sexto lugar, todas mis actuaciones están sujetas a revisión judicial. Debo demostrar en el tribunal que he seguido los procedimientos correctos (por ejemplo, que al pronunciarme sobre una controversia, he dado a las partes una oportunidad para ver todas las pruebas y para hacer sus declaraciones ante mí). También debo comprobar que la decisión que he adoptado no es una decisión a la que habría llegado una persona no sensata.

Por último, tal como cualquier otro regulador o cualquier otro personaje público, siempre me están juzgando la opinión pública y los medios de comunicación colectiva. Un regulador al que se le conceptúa generalmente como prejuiciado o incongruente o vacilante o injusto, inevitablemente perderá mucha autoridad. Cabe mencionar, además, que el mandato de un regulador no puede exceder de cinco años.

Por todas estas razones, me parece que existen frenos importantes y numerosos al ámbito de autoridad del cual goza todo regulador británico, y esto no es menos cierto en la industria eléctrica.

(c) La concientización

Como parte del proceso de privatización, fue necesario estimular la conciencia de los

inversionistas públicos e institucionales respecto de la oportunidad de inversión que se presentaba. Desde el inicio, las principales sociedades y bancos de inversiones publicaban informes sobre el nuevo régimen, lo cual contribuyó a que los inversionistas se mantuvieran al tanto de lo que estaba sucediendo. Pero, para llegar al gran público, especialmente a los pequeños inversionistas, segmento en el cual el gobierno deseaba incentivar al mayor número de personas posible para que solicitaran acciones, se lanzó una importante campaña publicitaria. Esto también se había hecho en las anteriores privatizaciones. En relación con las RECs, se empleó en forma divertida el personaje ficticio de Frankenstein para que el público captara bien el mensaje y la emisión de acciones tuviera éxito.

La creación de una conciencia es un proceso de dos vías. No solo es necesario que el gobierno mantenga al público y al sector inversionista al tanto de los sucesos sino que también debe conocer cómo se sienten los inversionistas al respecto. Con este fin, el gobierno escogió asesores de las instituciones empresariales con contactos en todo el sector inversionista. En realidad, el retiro de la capacidad de generación nuclear del proceso de privatización se debió, en gran medida, a que los asesores del gobierno estimaron que los inversionistas consideraban demasiado altos los riesgos financieros de invertir en la generación nuclear.

(d) La colocación

La forma que finalmente adoptó la colocación de las acciones de las RECs, de las generadoras y de las compañías escocesas fue la de una oferta de venta al público. Además de la oferta de venta al público de las acciones de las compañías generadoras, se empleó un proceso de licitación a un precio especificado para venderlas a inversionistas internacionales. Este es un proceso mediante el cual se invita a los inversionistas a ofertar por las acciones e indicar el precio que están dispuestos a pagar. Si se acepta una oferta, el oferente deberá pagar el precio especificado en la oferta.



Durante el período transcurrido hasta la colocación de las acciones de las compañías generadoras, el gobierno consideró varios otros métodos de venta. Una de las posibilidades fue la venta directa de Powergen a un conglomerado de empresas británico, Hanson Trust. También se propuso la adquisición por parte de los directivos de Powergen. El gobierno decidió que sería más conveniente para sus propósitos ofrecer las acciones al público, pero cada uno de estos diferentes métodos se había adoptado ya en otras privatizaciones.

Los precios de las acciones se determinaron de tal manera que las ofertas al público se suscribieron en exceso y, en algunos casos, el gobierno tuvo que reasignar las acciones reservadas para inversionistas internacionales para satisfacer la demanda en el Reino Unido.

8. CONCLUSION

Toda decisión sobre inversiones exige un análisis de los riesgos y de los rendimientos. El rendimiento para el inversionista debe ser proporcional con los riesgos de la inversión, porque, de lo contrario, los inversionistas irán a otro lado. En gran medida, los riesgos relacionados con la privatización pueden limitarse, aun cuando se efectúen cambios radicales. Tal como he indicado en lo que antecede, la restructuración de la industria eléctrica en Inglaterra y en Gales y la introducción del factor de la competencia representaron cambios radicales. La utilización prudente de disposiciones transitorias, conjuntamente con un régimen regulador estable, contribuyó a minimizar los riesgos de los inversionistas a la vez que protegió a los consumidores, ayudando así a lograr los muchos beneficios que puede aportar la privatización en conjunto con la competencia en la industria eléctrica.

Precio de Entrada al "Pool" y Demanda

COMPARACION DE LOS PROMEDIOS DIARIOS, DICIEMBRE DE 1990 A FEBRERO DE 1991

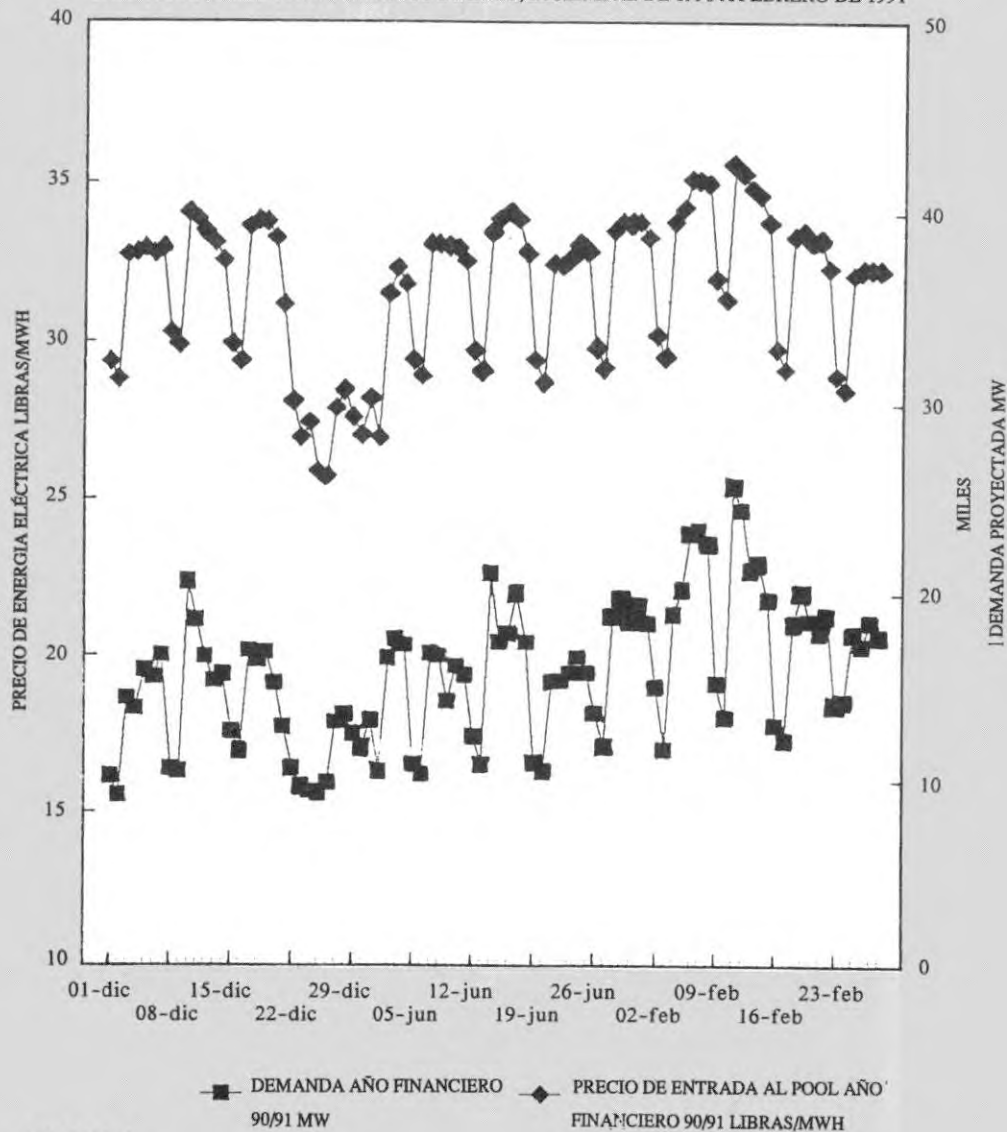


FIGURA 1

Mobilización de Recursos: El Punto de Vista del Inversionista

Francisco G. Aguerrevere
Presidente, C.A. La Electricidad de
Caracas, SAICA-SACA



Mobilización de Recursos: El Punto de Vista del Inversionista

I. INTRODUCCION

Se me ha solicitado una disertación que provoque una discusión sobre las condiciones necesarias que permitirían al sector eléctrico latinoamericano y del Caribe atraer inversiones y préstamos para hacer frente a los actuales problemas de fondos requeridos por las empresas eléctricas, para asegurar la energía destinada a impulsar el desarrollo económico de la presente década.

Igualmente, será necesario presentar las razones que respaldan la decisión de seguir invirtiendo en el sector y las condiciones que permitirán a las empresas eléctricas atraer fondos.

Debo adelantar dos cosas a la audiencia: 1) La primera es que mi experiencia personal directa ha sido en Venezuela, y que mi conocimiento de lo que ocurre en los demás países del continente es referencial y hasta puntual. No es el conocimiento experto que tengo del caso venezolano. 2) la segunda cosa deriva de la primera y es que pienso que a través de ciertas focalizaciones del caso venezolano podrán verse analogías y paralelismos con los de otros países.

II. UN TRIANGULO INDISOLUBLE

No sería aventurado afirmar que las perspectivas de la civilización cada día dependen más y más de la disponibilidad eficiente de energía y, en particular, de las decisiones que tomen quienes gerencian el negocio eléctrico en el mundo, de aquellos que legislan en torno a esta industria y, por supuesto, de quienes de alguna y otra forma han de regularla.

La gerencia de las empresas eléctricas en nuestros países ha resuelto a lo largo del tiempo y con altos subsidios directos o indirectos, los problemas inherentes al negocio y al servicio, pero hoy esa gerencia tiene ante sí el reto creciente de resolver mejor los problemas habituales, más un abanico de novedades sorpresivas para asegurar en todo momento un servicio de energía eléctrica de alta calidad y confiabilidad, al cual los suscriptores tienen derecho, puesto que lo pagan.

Esto nos lleva a considerar un triángulo cuyo vértice superior podríamos llamar "calidad de vida" y cuyos otros dos vértices responderían a los nombres de "inversiones" y "tarifas". Este indisoluble triángulo nos lleva a elaborar sobre el tema de esta charla y para ello conviene indicar ciertas características básicas



distintivas de la industria eléctrica. Ellas son, de modo enunciativo pero no limitativo, las siguientes:

1. Es una industria de capital intensivo.
2. Exige inversiones continuas, cuantiosas, crecientes e inevitables.
3. Sus tarifas están reguladas.
4. Recupera sus inversiones en el largo plazo.
5. Está presentada por empresas que suelen ser monopolios naturales de servicio público.
6. Debe anticipar la oferta a la demanda para evitar el racionamiento y atender una demanda siempre creciente.
7. Requiere de extensos períodos de tiempo para poner en operación comercial sus instalaciones.
8. Es una industria de razonable complejidad tecnológica.
9. Presta un servicio público de primordial importancia para el desarrollo, multiplicador del empleo y condicionante de la calidad de vida de un país.

Existe una estrecha unión entre el comportamiento de las empresas eléctricas y la economía del país en que actúan, que nos vuelve a llevar al triángulo del cual hablé al comienzo de esta presentación, ya que simboliza y sintetiza los problemas básicos que el sector eléctrico habrá de resolver siempre, y esto habrá de conducirnos a entender que ello no es posible sin una sana estructura financiera.

Hasta hace poco la mayoría de las empresas eléctricas de Latinoamérica, por ser estatales, minimizaban considerablemente la necesidad de autogenerar fondos. Pero hoy en día, cuando los gobiernos enfrentan graves problemas sociales y económicos, así como la presión de atender el

pago de sus respectivas deudas externas, las partidas que antes se dedicaban a financiar y a subsidiar las empresas de servicio público en general, y las de electricidad en particular, han de competir con los requerimientos que la comunidad exige en materia de transporte, educación y salud.

A todo lo anteriormente citado hay que sumarle que, dada su característica monopolística, la industria eléctrica está sometida a un proceso de regulación por parte de las autoridades de cada país, lo cual no le permite fijar por sí misma el precio de venta de su producto y, por ende, establecer libremente el margen de rentabilidad deseado como sucede en otros ramos industriales en régimen de competencia.

Puntos comunes en la región

Quizás es oportuno señalar que hay elementos comunes en la historia del servicio público de electricidad en nuestros países latinoamericanos. En casi todos se dio inicio a la instalación de plantas generadoras hacia finales del siglo XIX, que estuvieron en manos de empresas privadas bajo el régimen de concesiones municipales y, la mayoría de las veces, con inversión de capital extranjero.

En el transcurrir del tiempo esta situación fue cambiando, hasta que prácticamente todas, o la gran mayoría de las empresas, fueron siendo estatificadas. Esto debido, a mi juicio, al deseo de gobiernos y políticos de instrumentalizar a las empresas, cuando se percibió la interrelación del servicio eléctrico con todos y cada uno de los habitantes y las actividades del país. A tal efecto le hicieron pensar a los suscriptores que la electricidad debía venderse a precios envilecidos, para lo cual procuraron que las decisiones de los ajustes tarifarios carecieran de un marco jurídico estable y permanente.

Así, las decisiones tarifarias han respondido mucho al valor y momento del costo político analizado y no a la rentabilidad necesaria para garantizar la consecución del capital que hiciera posible

acometer las inversiones requeridas para prestar el servicio con la adecuada calidad.

La consecuencia directa de esas decisiones erradas y erráticas ha sido el deterioro del servicio, el deterioro de la imagen de las empresas y del gobierno, al deteriorarse la calidad de vida del suscriptor subsidiado y engañado por argumentos coyunturales contrarios a su interés.

Esto pudieron manejarlo mientras las economías pudieran manejar la inflación y mientras hubo suficiente dinero para subsidiar a las empresas estatales y el consumo de los suscriptores, estimularon la demanda que creó nuevas necesidades de inversión y de tarifas.

Este "sistema de determinación tarifaria" caprichoso y cortoplacista ha sido contrario al interés de los gobiernos, de las empresas y de los suscriptores y al comprobarse su inconveniencia algunos países han reaccionado con más rapidez que otros para dictar leyes y reglamentos que fijaran reglas más claras en la materia, capaces de asegurar la rentabilidad de las empresas eléctricas. Este concepto, que todo el mundo acepta, se encuentra de frente con culturas arraigadas por largo tiempo y que en los distintos países de nuestra región comienzan a encontrar respuesta.

El cuadro socioeconómico

Desearía detenerme un poco más en el tercer vértice del triángulo referido a las tarifas de electricidad, porque es un tema vital. El problema de las tarifas eléctricas en Venezuela, así como en el resto de los países latinoamericanos, se ha venido convirtiendo en un asunto cada vez más delicado y complejo, cuyas consecuencias socioeconómicas y políticas constituyen unas de las restricciones no financieras de mayor envergadura a la hora de fijarlas.

Si las inversiones eléctricas son continuas, crecientes, cuantiosas e inevitables, es fácil deducir que las tarifas deben tener la misma dirección. No pueden ser contrarias. El problema se presenta

cuando un cuadro de empobrecimiento general prevalece.

La pregunta aquí es lógica: En esas condiciones, ¿Cómo pretende usted aumentar las tarifas y cómo hará usted para que le paguen si las aumenta?. Aquí entramos en un terreno que es fundamental en las actuales circunstancias: el mercadeo de las tarifas. Esta es una operación que se inicia con la persuasión adecuada de los interlocutores inmediatos de las empresas eléctricas, empezando por las otras empresas, en la convicción de que esas tarifas son necesarias tanto para ellas como para el suscriptor más desesperado. Entre otras cosas porque es justamente la tarifa el área de coincidencia natural de suscriptores y empresas, aunque parezca paradójico. Pero es que al suscriptor le conviene que la empresa esté en buenas condiciones económicas, porque es el primer perjudicado al deteriorarse el servicio por esas causas, cuya calidad de vida depende mucho de ese servicio y ese mismo suscriptor, quien no debe ser marginado del desarrollo económico que se pretende.

La calidad de la vida también se mide en términos de la disponibilidad de kWh, aún para los más pobres.

El problema del mercadeo tarifario reside en persuadir, en lograr convencer, con demostraciones concretas, con planteamientos razonables. Es necesario estar consciente y preparado para evitar crearle un problema político al gobierno que aprueba la tarifa. El gobierno siempre teme ese problema y hay que hacerse aliado de él, porque si el gobierno se perjudica, la empresa sufrirá las consecuencias.

La mejor manera de enfocar este problema es convenciendo al gobierno que establezca y haga pública unas reglas de juego claras y constituya el ente regulador que manejará el tema tarifario; de ese modo el gobierno, las empresas y los suscriptores sabrán con certeza a qué atenerse. Aún suponiendo la existencia del ente regulador, el siguiente paso es convencer al suscriptor. Allí



pesa mucho la imagen que para ese momento tenga la empresa como buen prestatario del servicio; como empresa preocupada por el suscriptor y sus problemas; como empresa socialmente solidaria y como cobradora correcta de lo que debe ser.

La relación de la empresa eléctrica con el entorno es fundamental, y deriva de una política de puertas abiertas destinada a ganarse la buena voluntad de un suscriptor que necesariamente ve el monopolio natural de la empresa con antipatía, por el poder lógico y dominante que ese monopolio representa a sus ojos. Así es que la aplicación efectiva del pliego que se diseñe y que se apruebe, requiere la mayor consideración de esas variables socioeconómicas y políticas que lo condicionan cada vez más.

Permítanme decir aquí que la comprensión cabal de este problema contribuyó claramente a la recuperación de La Electricidad de Caracas en 1987, cuando estuvo técnicamente quebrada. A partir de ese momento y con decidido apoyo de las empresas del sector eléctrico venezolano se promovió intensamente y se logró a principios de 1989 que se estableciera un Reglamento de Tarifas y se constituyera una Comisión Nacional de Tarifas, que aunque no constituye el ente regulador ideal es una primera aproximación y quizá fue factor importante para que la aplicación de las tarifas aprobadas en 1989 no levantara en el área servida por La Electricidad de Caracas la protestas de todo orden que surgieron en muchas zonas del país.

Ahora, cuando nos preparamos para una nueva corrección tarifaria que refleje el impacto de las medidas macroeconómicas y, sobre todo, el costo del refinamiento de la deuda externa de La Electricidad de Caracas, tenemos muy presente todo el cuadro socioeconómico y político, y estamos diseñando los modos de resolver el problema para el suscriptor, que debe pagar; para la Electricidad, que debe cobrar, y, para el gobierno, que no debe sufrir las consecuencias políticas de decisiones necesarias e ineludibles.

Eso es el mercadeo, que requiere de una investigación continua de la propia imagen. Las empresas deben saber qué piensa de ellas el suscriptor y el resto de sus interlocutores clave y cuales son sus problemas, para anclar sus decisiones en realidades concretas y tener posibilidades de éxito. Es evidente que el principal indicador de la imagen de una empresa de servicio público es la calidad del servicio que presta.

III. LAS CONDICIONES PARA SEGUIR INVIRTIENDO

La descripción general de cierta práctica generalizada para tomar decisiones tarifarias en nuestros países define también el carácter de las inversiones que se han venido haciendo a lo largo de las últimas décadas: muy riesgoso, con insuficientes probabilidades para recuperar inversiones cuantiosas en los plazos necesarios, que permitieran seguir invirtiendo de acuerdo con las exigencias del desarrollo de nuestros países.

No desearía ahora caer en el extremo del optimismo, que sería irreal, pero creo que todos debemos reconocer que una serie de cambios fundamentales de orden político y económico, nos están abriendo la puerta de nuevas y mejores oportunidades, capaces de modelar mejores condiciones de inversión eléctrica, mucho más consonantes con las características del negocio.

Los cambios de política económica que están ocurriendo en nuestra región, como consecuencia de fracasos y éxitos muy sonados y como reflejo del fin de la guerra fría y la caída del imperio soviético, están generando, transmitiendo y distribuyendo una energía económica en cierto modo revolucionaria. México, el país que nos hospeda, nos está sirviendo de ejemplo de voluntad política al darle un vuelco a su economía que esperamos sea irreversible. Los mexicanos han estado trabajando muy duro en la reformulación de su economía, de su mercado de capitales, en la privatización de empresas estatales, en las inversiones extranjeras y en el establecimiento de

acuerdos internacionales impensables hace apenas cinco años.

En el otro extremo, Chile viene también demostrando éxitos económicos importantes y estimulantes para todos, algunos anteriores a los mexicanos, pero dentro de una filosofía coincidente.

Venezuela inició su viraje en 1989 y el programa de ajustes macroeconómicos está empezando a dar sus frutos. Concretamente, diríase que en el campo eléctrico los cambios que se están promoviendo y ejecutando, gracias a la voluntad de privatizar de algunas empresas estatales y la orientación tarifaria del gobierno, estarían comenzando a crear las bases para ambientes predecibles que atraigan a los inversionistas nacionales y extranjeros, que amplíen y hagan más eficiente el mercado de capitales y que, en fin, permitan un conjunto de relaciones económicas más racional y más justo para la población.

En concreto, en Venezuela el gobierno ha tomado conciencia del problema y están constituidas comisiones de estudio para reorganizar el sector eléctrico público y constituir un ente regulador bien sustentado legalmente y en cuya normativa de actuación se incorporen los conceptos modernos para la regulación del sector, que hagan posible el flujo de inversiones tanto de origen interno como externo, privado o público o de fuentes de organismos multilaterales.

Todos estos cambios en nuestros países han tenido efectos muy negativos sobre vastas capas de la población. El hambre y la miseria se han agudizado y eso también ha contribuido al desarrollo de actividades nefastas que es preferible ni mencionar. Por consiguiente, nuestros gobiernos deben poner énfasis en políticas sociales agresivas y efectivas, que rescaten nuestro recurso humano, base real de nuestra riqueza.

Tengo la convicción de que en esa lucha las empresas eléctricas tenemos un papel fundamental para jugar, pero será imposible hacerlo si los tres

vértices del triángulo no se equilibran continuamente, y uno de ellos, el de "inversiones" corre grave peligro de quedarse rezagado y arrastrar a la "calidad de vida", si no se aseguran fuentes de financiamiento que hoy se nos presentan escasas ante la magnitud de sus necesidades y ello solo será posible si se establecen las estructuras que hagan posible y permanente el equilibrio financiero de las empresas.

Para concluir esta disertación, deseo hacer referencia a varios conceptos básicos, originales del Prof. Yehezkel Dror*, que considero útiles para estimular la reflexión de todos nosotros.

El profesor Dror dice que "para que la gerencia pueda actuar eficazmente, tiene que poder manejar ambientes esperados, con una combinación apropiada de tres estrategias principales: a) pre-ajuste, que depende de la perspectiva correcta; b) post-ajuste dentro de un tiempo mínimo, que depende de una correcta interpretación de los acontecimientos y de una capacidad de aprendizaje rápido; y c) conformación de ambientes, que depende de las capacidades sofisticadas para intervenir en procesos dinámicos".

Más adelante, refiriéndose a las "características esperadas de las políticas públicas", el Profesor Dror destaca, entre otros elementos, uno que a mi juicio es determinante: "... en muchos países latinoamericanos las políticas carecen de una estabilidad fundamental, con lo cual restan a las políticas públicas un requisito indispensable de toda política económica e industrial adecuada".

Ese detalle fundamental, o sea, el convencimiento de que las nuevas políticas son estables, es lo que dirá si los cambios de política económica que están teniendo lugar ahora en nuestros países y que son tan promisorias, van a ser realmente exitosas y van a estabilizar las condiciones de inversión eléctrica, industrial en general, comercial, social y política.

En ese sentido, cuando el Prof. Dror entra a examinar los riesgos de instrumentar políticas necesarias que son muchas veces difíciles de



aplicar, afirma que "las necesidades de ajustes estructurales, desde 'constructivos o destructivos', exigen un liderazgo visionario y sobresaliente que pueda movilizar democráticamente el respaldo necesario para medidas dolorosas e implementarlas, haciendo frente a la inercia burocrática y a grupos de representantes de intereses largamente establecidos. Pero un liderazgo de esta naturaleza es un fenómeno poco común y, además, riesgoso".

En esa misma disertación el Prof. Dror recomienda que la gerencia intente influir de modo sistemático y organizado en "mejorar la inteligencia central del gobierno", sin confundir los intereses particulares con los generales, para evitar distorsiones y rechazos perjudiciales para todos. El objetivo sería contribuir a mejorar la capacidad para gobernar, que se traduzca en la formulación de políticas públicas estables y predecibles. Con eso la gerencia también estaría cumpliendo con una función social basada en una "ética de compromiso".

Nosotros los representantes de las empresas eléctricas del continente, podemos y debemos

contribuir a profundizar y a consolidar los cambios de política económica que se están realizando.

El camino a seguir está trazado claramente, tenemos montañas de argumentos que nos respaldan, que justifican plenamente que colaboremos con ahinco en la creación de las condiciones que aseguren las inversiones requeridas por el sector eléctrico. Así como en el pasado nos hemos valido de las oportunidades que nos han presentado las crisis y hemos trabajado con razonable éxito en la adversidad, ahora, cuando la orientación general tiende a favorecernos, tenemos la obligación de empujar los cambios y de ser mejores.

NOTA

- (*) Dr. Yeheskel Dror, Profesor de Ciencias Políticas y Administración Pública y Director del Centro de Estudios de Seguridad de la Universidad Hebrea de Jerusalén. Conferencia "Políticas Públicas Vistas Como Entorno Crucial para la Gerencia". Congreso Mundial de Gerencia, Caracas 1988.

Un Desafío de Política para la Década de 1990: La Superación de la Crisis del Sector de Energía de los Países de América Latina y El Caribe

José Félix Palma

Director Oficina de la Secretaría
General de la OEA en México



Un Desafío de Política para la Década de 1990: La Superación de la Crisis del Sector de Energía de los Países de América Latina y El Caribe

La Secretaría General de la Organización de Estados Americanos está complacida por haber sido invitada a participar en este importante programa relativo al Sector Energético de América Latina y El Caribe.

Esta reunión deliberará extensamente sobre los problemas de las empresas de servicios públicos de América Latina y El Caribe: administración, endeudamiento, falta de repuestos, exceso de personal, sueldos insuficientes, tarifas eléctricas, robos, niveles de confiabilidad cada vez menores, mal mantenimiento, y ahora la mayor demanda de nuevas fuentes de electricidad y el financiamiento necesario. Los problemas son muy conocidos y esta reunión será útil para precisar aun más su definición.

Lo inquietante de los problemas que están confrontando hoy en día las empresas eléctricas es que no hay soluciones fáciles. Unos pocos problemas pueden resolverse con la tecnología e ingeniería tradicionales, pero los problemas realmente graves y acuciantes no son de esa naturaleza y no son de fácil solución en el contexto normal de las empresas de servicios públicos. Las soluciones exigirán la innovación y la expansión de las actividades de las empresas hacia campos de actividad nuevos y mucho más amplios.

En general, el problema más acuciante de las empresas de servicios públicos de América Latina y El Caribe es de índole estructural: el problema del estado propietario. La propiedad estatal de las empresas ha traído consigo la inconstancia del control político y, en especial, la de las tarifas eléctricas, con lo cual se ha deteriorado la capacidad para administrar, generar ingresos y financiar un mantenimiento sistemático y, más aún, la capacidad para expandirse. Donde quiera que no ha existido suficiente autonomía con respecto a la intervención política directa, las empresas han sufrido. A fin de poder satisfacer las necesidades de crecimiento eléctrico en este hemisferio durante la siguiente década, la naturaleza institucional y mecanismos financieros de las compañías nacionales de electricidad deben examinarse y revisarse cuidadosamente.

En las sociedades democráticas, los órganos políticos representan a la clientela política. El subsidio, que es la némesis de la salud financiera de las compañías eléctricas, tiene una buena motivación política. El subsidio procura prestar un servicio necesario a quienes no pueden pagarlo. Sin embargo, la mayoría de las veces, el subsidio se vierte



hacia los sectores menosnecesitados de la sociedad. Lo que es más, el insidioso síndrome de los subsidios radica en que los sistemas políticos rara vez tienen una clientela política que pueda equilibrar la situación imponiendo la entrega de ingresos adicionales para cubrir los déficit. Sin son correctamente estructurados, los subsidios pueden ser útiles en sí mismos, pero los precios subsidiados suelen hacer caso omiso del balance de resultados. La restructuración de las empresas eléctricas debe incluir los mecanismos de control institucional que granticen un sistema tarifario que cubra las necesidades financieras de la empresa.

La despolitización de las empresas eléctricas necesitará aprobación política; una buena disposición de las entidades políticas para liberar el control. Muy probablemente, las empresas de servicios públicos tendrán que participar en una gran labor de cabildeo y educación pública para lograrlo.

A pesar de las dificultades, hay indicios prometedores de que esto si podrá lograrse. Conjuntamente con los procesos de democratización que han sido tan activos en el hemisferio, en estos últimos tiempos, se percibe una conciencia cada vez mayor del público en cuanto a la necesidad de que el gobierno mantenga una responsabilidad fiscal. Ha sido así en varios países en los cuales se ha sustituido el modelo de los subsidios, se han reducido notablemente las tasas de inflación y se ha dado cuenta el público de que muchas entidades administradas por el gobierno no están cumpliendo realmente el papel que se les había asignado.

El proceso de restructuración de las empresas de servicios públicos debería procurar de fomentar toda la competencia posible en un contexto de libre mercado, teniendo presente los riesgos de monopolismo que supone la existencia de un solo servicio eléctrico. Es necesario incentivar e incorporar legalmente la generación y cogeneración privada de electricidad con ventas a la red común.

Si hay un marco institucional adecuado y garantías efectivas de una solidez económica y una eficacia de costos a largo plazo, muchos de los cambios tecnológicos internos en el funcionamiento de la empresa estarán motivados por la propia empresa. Dejamos estas consideraciones para las exposiciones más técnicas en esta conferencia.

Con algunas excepciones notables, las compañías eléctricas que tienen la responsabilidad de suministrar electricidad a un costo razonable, no se han interesado mucho en cómo se utiliza esa electricidad. Las experiencias actuales en todo el mundo han demostrado que, a menudo, hay una eficacia de costos mucho mayor al mejorar la eficiencia del consumo de electricidad que al dotarse de una capacidad de generación adicional. Concomitantemente con los planes de expansión para satisfacer una mayor demanda, las empresas del hemisferio deberían participar en programas de cooperación efectivos con el público, la industria y el gobierno encaminados a fomentar una utilización más eficiente de la electricidad. La sola revisión de los subsidios podría tener una repercusión importante en el mejoramiento de las eficiencias del uso final. Un reciente estudio "Efficient Electricity Use-A Development Strategy for Brazil" permite conocer por dentro como un programa de eficiencia muy bien estructurado puede arrojar enormes beneficios en ese país.

Antes de concluir, quisiera mencionar que la OEA ha apoyado activamente al sector de energía eléctrica en la región en el curso de la última década. Durante la década de 1980 y por medio de su Departamento de Desarrollo Regional y Medio Ambiente, la OEA prestó su concurso a las empresas eléctricas para desarrollar el concepto del "Desarrollo Energético Integrado" con el objeto de encontrar soluciones eficaces en los costos para una electrificación rural concomitante con el desarrollo económico local. Más recientemente, la OEA y el Banco Interamericano de Desarrollo han ayudado a los países miembros a elaborar programas de ordenación de cuencas hidrográficas río arriba de los grandes embalses hidroeléctricos. En los

últimos dos años, la OEA ha prestado asistencia a otros países miembros a incorporar la mitigación de los riesgos naturales en la planificación y operación de los sistemas de suministro de energía eléctrica.

Conforme a su mandato político de apoyo mutuo a las necesidades de los países miembros de la organización y por su amplia experiencia en la prestación de asistencia técnica en problemas de naturaleza integrada, la Organización de Estados Americanos puede ser útil para los países miembros brindándoles ayuda para resolver algunos de los problemas mencionados aquí y otros que se tratarán en esta conferencia. Estoy muy complacido de expresarles nuestro deseo de apoyarles en esas necesidades de cualquier manera que podamos hacerlo.

NOTAS

1. Schramm, Gunter, Banco Mundial, Poder Eléctrico en el Desarrollo de los Países: Estatus, Problemas, Prospectivas, Reportes Anuales de Energía 1990, 15: 307-333.
2. Geller, Howard S., Uso Eficiente de la Electricidad, Una Estrategia de Desarrollo para Brasil, Washington D.C., Agosto de 1991.

Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe

Fernando Hiriart B.
Secretario de Energía, Minas e
Industria Paraestatal de México



Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe

El Señor Presidente de la República, Carlos Salinas de Gortari, me ha nombrado su representante para inaugurar los trabajos de esta Conferencia sobre los problemas del sector eléctrico en los países de América Latina y El Caribe y me ha pedido hacer llegar a todos ustedes un cordial saludo, así como una calurosa bienvenida a México y a este evento, en el que pretendemos examinar las formas de superar la crisis del sector eléctrico en nuestros países.

El Banco Mundial y la Organización Latinoamericana de Energía han preparado una serie de documentos que serán de gran ayuda en el desarrollo de este evento, en el que distinguidos especialistas disertarán sobre los temas relevantes.

La energía eléctrica juega un papel fundamental en las economías de todos los países del mundo. Existen diversas formas de organización para llevar a cabo el servicio público de energía eléctrica. El éxito en este servicio es consecuencia de la combinación de sistemas tecnológicos, esquemas de organización, competencia, capacidad y compromiso del personal responsable del servicio, sistemas tarifarios adecuados, acceso a financiamientos apropiados y una reglamentación que garantice el servicio público, permita la realización de las diversas actividades involucradas en el mismo, sin deteriorar el ambiente y garantice la expansión de los sistemas para atender todas las demandas.

Como seguramente se discutirá en el curso de este evento, en América Latina y El Caribe, uno de los problemas principales es el financiamiento de los programas de expansión para hacer frente a los incrementos de las demandas derivados del crecimiento de las economías de la Región.

Infortunadamente no existen soluciones preestablecidas. Cada país y, por lo tanto, cada entidad eléctrica de servicio público, sea ésta privada o paraestatal, tiene que resolver sus propios problemas a la vista de las situaciones particulares.

Existen, sin embargo, algunas cuestiones que son comunes. Desde el punto de vista técnico, los sistemas eléctricos son bastante parecidos, ya que consisten de una serie de estaciones productoras de electricidad, que se interconectan mediante sistemas de transmisión para alimentar a las subestaciones, que a su vez suministran la energía a los sistemas de distribución. Por la propia naturaleza de la electricidad, que no puede almacenarse, los sistemas eléctricos deben tener reservas y deben contar con una capacidad superior a la de la demanda máxima.



Debido a la naturaleza de las instalaciones que integran un sistema eléctrico, los requerimientos de inversión son muy elevados y, si bien un sistema eficiente y moderno permite márgenes de ganancia razonables cuando las tarifas se establecen, por ejemplo, mediante criterios de costo marginal, las utilidades que se obtienen en el servicio público de energía eléctrica son relativamente bajas si se les compara con otro tipo de industrias.

Las empresas eléctricas de servicio público tienen la ventaja de constituir fuentes seguras de ingreso, siempre y cuando el nivel tarifario sea justo. Esto nos lleva a una consideración importante, que seguramente formará parte de las deliberaciones y consultas durante esta conferencia. Nuestros países se caracterizan por tener niveles de ingreso muy bajos si se les compara con los ingresos de los países más desarrollados. Esto obliga a fijar tarifas lo más bajas posibles, lo que ocasionó en el pasado el suministro de energía a precios inferiores a los requeridos para cubrir los gastos y los rendimientos necesarios sobre el capital invertido, a fin de permitir una expansión en condiciones financieras saludables.

Por las características propias del servicio público de energía eléctrica, esta actividad siempre tiene aspectos de orden político ya que, por una parte, el suministro de electricidad es necesario para el desarrollo y, por la otra, los ajustes de tarifas siempre se perciben como agresiones hacia la población más débil económicamente.

Hacer frente a los retos del desarrollo implica una serie de medidas que no necesariamente son aceptadas de buena gana por el público; sin embargo, el beneficiario de un buen servicio de energía eléctrica es el público.

La energía eléctrica forma parte de la infraestructura que cualquier país necesita para contar con industria y servicios modernos o, dicho en otros términos, para existir en una economía que brinde suficientes ingresos a toda la población.

Otra característica que en términos generales es común en nuestra Región es la ineficiencia en el uso de la electricidad debido en gran parte a que, durante mucho tiempo, los precios fueron demasiado bajos.

Por lo anterior, promover la eficiencia energética es una tarea fundamental para los gobiernos de los países y para las empresas eléctricas de servicio público. Esta promoción ha ocurrido en forma casi natural en los países más desarrollados, donde los precios han sido históricamente razonables. Sin embargo, la eficiencia en el uso de la energía en los países altamente consumidores no necesariamente es óptima. Estos países están haciendo esfuerzos para mejorar su eficiencia energética y reducir el impacto de la generación de electricidad en la calidad del medio ambiente.

El mundo actual está pasando del localismo al globalismo. Gracias a la eficacia de los medios de información nos enteramos de lo que ocurre en todo el mundo prácticamente cuando ocurre. Las políticas de todos los países son analizadas, no tan sólo en el ámbito nacional, sino también en el ámbito regional y mundial.

Esta globalización ha permitido que la comunicación se vuelva más eficiente y que resulte mucho más fácil compartir experiencias, así como buscar soluciones comunes.

Los mercados mundiales se han abierto y para tener acceso a ellos, los países en vías de desarrollo tenemos necesidad de incrementar nuestra eficiencia. Uno de los pilares de la eficiencia económica es el servicio público de energía eléctrica. Estoy seguro que, gracias a eventos como éste, será posible encontrar formas mejores de realizar las tareas de las empresas eléctricas de servicio público, que seguramente redundarán en oportunidades para hacer frente al desarrollo de nuestros países, para tener una vida mejor y para coexistir en un planeta en el que hasta ahora las diferencias entre los países más desarrollados y los menos desarrollados, es muy grande.

Espero que este evento no sólo resulte interesante y útil para todos los asistentes, sino que contribuya efectivamente a mejorar la situación de las empresas eléctricas.

Espero también que su estancia en mi país les resulte placentera y tanto yo como mis colegas y colaboradores estamos en la mejor disposición de ayudar a que esto sea un hecho.

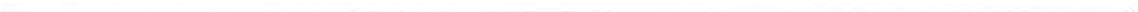
Muchas gracias.



El Sector Mexicano: Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas

**José Luis Aburto Avila y Arturo
Gómez Mariles**

Funcionarios de la Secretaría de
Energía, Minas e Industria
Paraestatal de México



El Sector Mexicano: Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas

El sector eléctrico en México está integrado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), organismo público descentralizado, y por su filial, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), que presta el servicio público en la Ciudad de México y áreas circunvecinas.

El sector tiene instalada una capacidad de 25.890 MW, distribuida de la siguiente manera: termoeléctricas a base de hidrocarburos 60%, hidroeléctricas 30%, nucleoeeléctricas 3%, carboeléctricas 4% y geotermoeléctricas 3%.

En 1990, se vendieron 94.000 GWh y los usuarios de energía eléctrica en el país sumaron 16,7 millones.

Estos órdenes de magnitud colocan a la CFE y su filial la CLFC entre las 10 empresas eléctricas integradas más grandes del mundo.

El sector eléctrico mexicano fue nacionalizado en 1960 y durante un largo período, que abarcó los 10 primeros años, disfrutó de una saludable situación financiera propiciada por un ambiente de baja inflación, tarifas razonables en relación con los costos y tasas de interés bajas. Lo anterior permitía financiar las inversiones con una adecuada proporción de recursos propios, aportaciones del gobierno y préstamos externos.

En el período 1962-1972, el sector obtuvo cinco importantes préstamos del Banco Mundial, que los convirtieron en el cliente más importante de América Latina.

Durante los años de 1972 a 1983, la situación financiera se deterioró sensiblemente, debido al aumento generalizado de precios que no estuvo correspondido por un incremento proporcional de las tarifas de energía eléctrica, al aumento en las tasas de interés y a la falta de recursos del gobierno para aportar una parte razonable a las inversiones necesarias para satisfacer el incremento de la demanda, que durante esos años fue del 9% anual, en promedio.

Lo anterior ocasionó que las inversiones se financiaran casi íntegramente con créditos externos, no siempre favorables. Incluso durante los años de 1978 a 1982, una parte de estos créditos se usó para sufragar parcialmente los gastos de operación. Todo esto generó una pesada carga financiera. Los pasivos totales del sector llegaron a representar el 80% de sus activos totales en el año de 1983.



En los mismos cinco años (1978-1982), las inversiones crecieron más que el número de usuarios y las ventas de energía eléctrica. Esto fue con el propósito de corregir la insuficiencia de oferta, que en el año de 1980 condujo a restricciones en el servicio, y para atender el alto crecimiento de la demanda esperada a partir de ese año. Sin embargo, desde 1983, las inversiones del sector han crecido menos que los consumidores y las ventas. En el año 1989, las inversiones, en términos reales, fueron menores que las de 1977. En cambio, los consumidores y las ventas habían crecido en el 100% respecto al mismo año base. Esta reducción en las inversiones obedece a la incapacidad del sector para generar sus propios recursos y a la prioridad que se ha dado al saneamiento de las finanzas públicas por encima de la atención a los requerimientos.

Durante el período 1978-1982, la inversión fue financiada íntegramente con endeudamiento. A partir de 1983, se empezó a financiar principalmente con transferencias del gobierno y no fue sino hasta 1988 que el sector empezó a generar una muy pequeña porción de recursos propios.

Con tal motivo, el sector ha emprendido una serie de medidas especiales para reducir la demanda y aumentar la oferta de energía, entre las cuales se destacan las siguientes: incrementos a las tarifas; ahorro y uso racional de la energía; fomento para la cogeneración y al auto-abastecimiento; importaciones de energía eléctrica; rehabilitación y modernización de unidades generadoras termoeléctricas; reforzamiento de enlaces de la red troncal de transmisión; uso más intensivo de los ciclos combinados.

En cuanto a la rehabilitación de las unidades generadoras termoeléctricas, a partir de 1984 se ha logrado una recuperación de más de 1.000 MW. En varias industrias, especialmente la cementera, se han observado importantes ahorros de energía; la autogeneración ha crecido

en más del 50% desde 1989 y ya se entregan excedentes a la red. Actualmente, se importan 80 MW y hay planes para aumentar esta cantidad a 200 ó 300 MW en los próximos años.

MEDIDAS CORRECTIVAS

Con el fin de devolver la salud financiera al sector, el Gobierno mexicano decidió tomar una serie de medidas que se describen a continuación:

Asunción de la Deuda

Si todos los precios de la energía eléctrica se hubieran incrementado durante el período 1972-1985 en la misma proporción que la inflación registrada, el sector eléctrico habría percibido US\$10,6 mil millones de 1986 adicionales a sus ingresos.

Por esta razón, en 1986, el Gobierno tomó la decisión de asumir la cantidad de US\$8.578 millones (dólar EE.UU. de 1986) de la deuda total del sector, que resultó menor a los subsidios otorgados a los consumidores durante el período 1972-1985. Con esto, el pasivo pasó a representar solamente el 10% del activo total, lo cual aligeró el servicio de la deuda y permitió generar recursos propios.

A cambio de ello, el sector asumió una serie de compromisos en materia de productividad, los cuales se explican en otro apartado. Asimismo, se estableció la necesidad de aumentar los precios de la electricidad, en términos reales, hasta alcanzar una relación igual a uno con respecto a los costos. Estos aumentos deben tomar en cuenta también las correcciones a los precios internos de los combustibles, realizados por el propio Gobierno, a través de Petróleos Mexicanos.

Finalmente, para garantizar la capacidad de autofinanciamiento, el sector está comprometido a obtener una rentabilidad sobre los activos fijos

en operación, que no será menor al 4% en 1992, hasta llegar al 7% en 1996.

Correcciones a los Precios Internos de los Combustibles

Al igual que los precios de la electricidad, el Gobierno mantuvo bajos precios de los combustibles en general y de los combustibles industriales en particular.

Para citar un ejemplo, en el período 1980-1990, la relación de precio interno a precio internacional del fuel-oil (energético mediante el cual se generan cerca de dos terceras partes de la energía eléctrica en México) presentó valores en el rango de 0,08 a 0,07. Aún aceptando diferencias de calidad, los contrastes son marcados.

Estos subsidios, junto con otros generados en el propio sector eléctrico, a su vez fueron transferidos íntegramente a los usuarios de energía eléctrica.

Mediante correcciones importantes a los precios de los combustibles, iniciadas en 1983, los subsidios al diesel terminaron en 1986, los del gas natural en 1988 y los de fuel-oil en este año.

En 1991, el Gobierno decidió que, para el fuel-oil y el gas natural, los precios serían fijados por el mercado internacional. Dado que actualmente México es deficitario en ambos productos, para el fuel-oil el precio interno es igual al precio spot en Texas, corregido por calidad y tomando en cuenta los costos de transporte. Para el gas natural, el precio es igual al de importación por la frontera norte, más costos de importación y transporte. A estos precios, adicionalmente, se les cargan el IVA y márgenes de comercialización.

Incrementos a las Tarifas Eléctricas

En 1962, se establecieron las tarifas de aplicación nacional, fecha en que se consolidó la nacionalización de las empresas eléctricas que

operaban en el país.

Durante el período de 1962 a 1970, tales tarifas permanecieron fijas y, a pesar de que la inflación fue baja, el precio real de la energía eléctrica se redujo a una tasa promedio anual de 3,3%.

En esta época, hubo campañas de promoción al consumo de energía eléctrica y se electrificaron comunidades de tamaño intermedio. El número de usuarios se incrementó a razón del 10% anual promedio y las ventas al 12%.

El período 1971-1980 se caracterizó por un crecimiento más moderado del número de consumidores y de las ventas, que fue de 6,3% y 9,2% anual promedio, respectivamente.

En este período, se establecieron varios aumentos a las tarifas, los cuales con excepción del observado en 1977 (aplicado a fines de 1976) fueron menores a la inflación registrada. Por lo tanto, los precios de la energía eléctrica descendieron a razón de 4,5% anual promedio, en términos reales. En 1980, el precio real del KWh era el 63% de su valor en 1970.

En el período, se hicieron algunos cambios estructurales: se simplificaron los cargos fijos para las tarifas residencial y de alta tensión; se revisó la ayuda indiscriminada a los usuarios residenciales en zonas muy cálidas; y se eliminó la tarifa para reventa, sustituyéndola por la de alta tensión de uso general. Asimismo, se estableció una tarifa especial en alta tensión para usuarios con subestación propia.

Al final de este período, todas las tarifas estaban subsidiadas; las que acusaban mayores desajustes respecto a los costos de suministro eran las de: bombeo para riego agrícola; tortillerías y molinos de nixtamal; servicio residencial; alumbrado público y la de minería.

A partir de 1983, el Gobierno mexicano decidió adoptar una nueva política tarifaria que tiene los siguientes objetivos principales:



1. Eliminar los subsidios o, en su defecto, implantar políticas de precios que vayan acabando con éstos.
2. Eliminar paulatinamente del catálogo de tarifas aquellas que no están basadas en criterios de costo de suministro. Típicamente estas tarifas agrupan a los usuarios por su actividad más que por las características de su consumo de energía.
3. Determinar los costos marginales (de equilibrio o largo plazo) de suministro.
4. Introducir en forma gradual y ordenada, comenzando por los usuarios más grandes, tarifas que reflejen los costos marginales de suministro.

El consumo de energía eléctrica por los grandes usuarios concentra una alta proporción del total consumido en el país. Los 250 usuarios de alta y muy alta tensión consumen alrededor del 25% de la energía y los 900 usuarios de tarifa de media tensión, con demanda máxima mensual mayor o igual a 1 MW, consumen otro 10%.

Para esta población se han hecho preparativos para introducir tarifas basadas en costos marginales. Dadas las características del sector eléctrico mexicano, estas tarifas distinguen regiones, períodos horarios y, en algunas regiones, períodos estacionales.

A partir de 1988, se estableció, con carácter optativo una tarifa horaria para usuarios de alta o muy alta tensión. Actualmente participan en esta modalidad tarifaria 62 usuarios, y se ha logrado una reducción de la demanda de punta de un poco más de 500 MW.

Al resto de los cerca de 60.000 usuarios de media tensión, que consumen aproximadamente el 20% del total de la energía, más adelante se les podrá ofrecer la opción de operar bajo el régimen de tarifa horaria o bajo el esquema tradicional. El programa dependerá en parte de la disponibilidad de equipos de medición.

Para los consumidores de tensiones inferiores, existen problemas técnicos (principalmente relacionados con la medición), para la introducción de tarifas basadas en costos marginales. Por el momento, las tarifas para estos consumidores se basan en costos contables y lo que se pretende es eliminar los subsidios.

En 1984, desapareció la tarifa especial para minería y en 1990 la de molinos de nixtamal y tortillerías.

En 1988, se eliminaron los subsidios a los servicios industriales y en 1989 a los servicios comerciales. Lo mismo ocurrió con el alumbrado público en 1989.

También en 1989, se eliminó el subsidio a los altos consumos de servicio residencial, cuando se les triplicó el cargo por energía. Sin embargo, en el sector residencial, es mucho lo que falta por hacer y se ha decidido adoptar una política a mediano plazo que, en forma gradual y sostenida, corrija al menos parcialmente las distorsiones.

La tarifa de bombeo para riego agrícola aumentó 148% el año pasado y desde enero de 1991 está sometida a un esquema gradualista de incrementos del 3% mensual. El programa podría tener una duración de tres o cuatro años, dependiendo de la evolución de los índices de costo de suministro.

También hay una tarifa de bombeo de aguas potables o negras, para la que no existe justificación desde un punto de vista técnico, ya que los cargos se establecen por el uso que se da a la energía. Esta tarifa también deberá eliminarse y los usuarios serán incorporados a otras tarifas, de acuerdo con las características de sus consumos.

En general, existe consenso sobre la conveniencia de aplicar consistentemente criterios económicos para la fijación de precios y tarifas. Aún así en 1990, los subsidios directos canalizados a los usuarios tuvieron un monto de 3,1

billones de pesos, siendo los servicios deficitarios: residencial, bombeo agrícola y pequeños usuarios de otras tarifas.

Cambio a la Política de Endeudamiento

Al deteriorarse la situación financiera, el sector eléctrico dejó de ser sujeto de los préstamos otorgados por los organismos financieros internacionales. Esto ocurrió a partir de 1972 y sólo se reanudaron en 1989.

En virtud de lo anterior, el sector tuvo acceso únicamente a créditos caros y con plazos inconvenientes. Paralelamente, y según se comentó al principio, el sector dependía casi íntegramente de los préstamos para financiar sus inversiones, ya que no generaba recursos propios.

Con las decisiones tomadas por el Gobierno de asumir la deuda del sector y de incrementar las tarifas para generar recursos propios, el sector volvió a ser sujeto de créditos con tasas de interés y plazos de amortización más convenientes.

En esta nueva etapa, se han obtenido dos préstamos del Banco Mundial; uno para la construcción de los Proyectos Hidroeléctricos de Aguamilpa (960 MW) y Zimapán (280 MW) y otro para la rehabilitación de centrales generadoras, así como para la ampliación de redes de transmisión y distribución. Adicionalmente obtuvo un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo como cofinanciamiento al segundo préstamo del Banco Mundial, sumando en total US\$1.240 millones.

También ha contratado la construcción de cuatro importantes proyectos termoeléctricos que incrementarán la capacidad instalada en 2.420 MW, con financiamiento al 100% de grupos inversionistas que incluyen a los propios contratistas y proveedores. La operación se lleva a cabo de la siguiente manera:

La CFE invita a concursar a un mínimo de cinco grupos compuestos por fabricantes de equipos

electromecánicos, constructores y agentes financieros, a quienes les entregan las especificaciones del proyecto a realizar, así como las características del sitio en donde será construido.

Las propuestas de los concursantes se presentan en sobre cerrado e incluyen las características de los equipos, el costo del proyecto, así como el financiamiento y los planes de pago. La apertura de sobres se realiza en un acto al que asisten los concursantes y los representantes de las autoridades competentes.

Una vez que se selecciona al concursante que presentó la mejor propuesta, la CFE celebra un contrato de arrendamiento del proyecto a realizar, en el que se pactan como rentas, las amortizaciones al capital y el pago de intereses. A la terminación del contrato de arrendamiento, el bien objeto del mismo pasa a ser propiedad de la CFE a título gratuito.

El adjudicatario asume la responsabilidad de la ejecución total del proyecto desde la ingeniería hasta la entrega del mismo en servicio.

Durante el período de construcción, la CFE tiene derecho a supervisar los trabajos y a recibirlos a su satisfacción al quedar terminados.

Durante los próximos años, se tienen expectativas de ampliar los préstamos del Banco Mundial y el BID para continuar los programas de transmisión y distribución, así como el de rehabilitación de las centrales generadoras.

Asimismo, se tiene considerado construir otros proyectos termoeléctricos con financiamiento total de proveedores y contratistas.

Respecto al costo de las inversiones programadas para el período 1991-1999, se tiene el compromiso de financiarlas con un máximo de 50% de préstamos y de 10% de transferencias del Gobierno y el resto con recursos propios generados por el sector.



Compromisos del Sector en Materia de Productividad

Al ser asumida su deuda por el Gobierno Federal, el sector eléctrico se comprometió a mejorar los siguientes aspectos: productividad de la fuerza de trabajo, disponibilidad de centrales generadoras, eficiencia térmica y pérdidas de energía.

Productividad de la Fuerza de Trabajo

Hasta 1976, el crecimiento de la fuerza de trabajo era mayor que el de los consumidores. A partir de 1977, se estableció un programa de productividad de la mano de obra, que ha hecho posible, a lo largo de estos 14 años, ir aumentando el número de usuarios atendidos por trabajador. En 1977, era de 140 y en 1990 llegó a 193, o sea un incremento de 38%.

A partir de 1987, el control se lleva separadamente para cada uno de los procesos de generación, transmisión y distribución.

Disponibilidad de las Centrales Termoeléctricas

El grado de utilización de la capacidad instalada repercute sensiblemente en el costo de la energía eléctrica, por lo que se ha puesto especial atención en elevar los niveles de disponibilidad de las centrales generadoras.

En el caso de las termoeléctricas se logró pasar de una disponibilidad de 64,7% en 1981 a 78,3% en 1990.

Eficiencia Térmica

La eficiencia de conversión de las centrales termoeléctricas ha mejorado en los últimos años debido al retiro de unidades de bajo rendimiento, a la incorporación de nuevas centrales de mayor tamaño, a los programas de mantenimiento y a la puesta a punto de las unidades generadoras.

Todo ello ha hecho posible elevar a 33,57% la eficiencia térmica en 1990. En 1974, era de 28,10%.

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía era de 12,5% en 1980-1982. En el año 1985, aumentaron hasta 13,47% y en 1989 alcanzaron el 14,02%. En 1990, bajaron a 13,61%. Todos estos valores son muy altos si se comparan con los que registran los países industrializados y se requieren grandes inversiones para abatirlos.

En vista de ello, se están solicitando préstamos al Banco Mundial y al BID, que permitan atacar el problema con la intensidad y magnitud requeridas.

Reorganización del Sector Eléctrico

Durante los años 1989 y 1990, el sector eléctrico modificó su estructura de organización con dos propósitos fundamentales: facilitar la medición de los resultados de los procesos operativos (generación, transmisión, distribución) y descentralizar a las áreas operativas algunas funciones de servicio, sobre todo las de adquisición de materiales y equipos y administración de personal.

Para cumplir el primer propósito, se crearon dos subdirecciones: la de Producción, que es la encargada de generar y transmitir la energía y entregarla en bloque, en las subestaciones de subtransmisión de las Gerencias Regionales que forman la Subdirección de Distribución y que se encargan de distribuir y comercializar la energía eléctrica en todo el territorio nacional.

La idea es que se asigne un precio de transferencia de la energía entregada por la Subdirección de Producción a la de Distribución.

El resultado de la Subdirección de Producción se define como la diferencia entre el precio de la energía entregada a distribución y sus costos de

generación-transmisión. El de la Subdirección de Distribución se determina restando a los ingresos por la energía vendida a los consumidores el costo de la energía comprada, más los costos de distribución-comercialización.

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO

El sector eléctrico tendrá que duplicar su capacidad instalada, durante los próximos 10 años, para poder satisfacer la creciente demanda.

El reto fundamental consiste en tener acceso a recursos financieros suficientes (propios y ajenos) para estar en posibilidad de realizar los programas de inversión necesarios. Estos programas son cuantiosos pues, además de construir otro sector eléctrico como el actual, implican la corrección de rezagos por la subinversión acumulada, la intensificación de los programas de diversificación de energéticos para disminuir la dependencia de los hidrocarburos y la incorporación de criterios de protección ambiental que implicarán mayores costos unitarios de inversión y de operación.

Por ello, el sector eléctrico deberá perfeccionar sus métodos de administración de proyectos de construcción, para reducir costos y tiempos; continuar con los programas de mantenimiento y rehabilitación de las instalaciones actuales; mantener la política actual de incrementos reales de precios y disminución de subsidios para alcanzar las metas de rentabilidad y autofinanciamiento comprometidas; y llevar a cabo programas de productividad más agresivos, que lo coloquen a la altura de las mejores empresas de servicio público y que le permitan tener acceso a los mercados de capitales en condiciones ventajosas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la ayuda proporcionada por Raúl Hudlet Yáñez, Jorge Alberto Aguilar L., Jorge García Peña, Heber Cinco Ley, Leonor Ugalde, Rosa María Sánchez y Celia Osorno C. en la preparación de esta presentación.

El Sector Eléctrico en Trinidad y Tobago

Pamela Nicholson

El Sector de Energía Eléctrica de
Trinidad y Tobago, Comisión de
Electricidad de Trinidad y Tobago



Una Reseña de Diez Años de los Indicadores de Crecimiento del Sistema, Operación y Confiabilidad

INTRODUCCION

Situado en el extremo sur del archipiélago caribeño y a ocho kilómetros de distancia de la costa venezolana, Trinidad y Tobago, país tropical caribeño de 5.130 kilómetros cuadrados de extensión y con una población de habla inglesa de 1.2 millones es una república democrática compuesta por dos islas gemelas. Como antigua colonia británica, históricamente su economía ha estado plenamente integrada en el sistema de producción y comercio atlántico. La economía depende considerablemente de su sector petrolero. El producto interno bruto (PIB) per cápita llegó a un máximo de US\$7.500 en 1982, pero debido a la posterior trayectoria del mercado internacional petrolero, en particular, el actual PIB ha descendido a la mitad de ese valor, aproximadamente.

Aunque el sector petrolero sigue dominando en la economía, en las últimas décadas ha habido un desarrollo industrial importante, que responde a los esfuerzos del país por alcanzar una diversificación estructural. Una gran parte de los beneficios petroleros inesperados de fines de los años setenta se utilizaron para financiar proyectos de industrias pesadas en las ramas de la siderurgia y petroquímica, con la producción de amoníaco, metanol y urea. Estas industrias se basan en el uso de energía y estaban concebidas para utilizar las cuantiosas reservas de gas natural que posee el país. En estos últimos años, también se ha estado procurando, con mucho empeño, desarrollar el sector turístico.

La evolución de los acontecimientos dictaminó, en gran medida, la evolución del sector de energía. Por lo general, los esfuerzos se han dirigido a:

- La expansión de la capacidad de generación para atender el crecimiento normal de la demanda y el crecimiento industrial, principalmente en el sector que depende de la energía.
- El fortalecimiento de los sistemas de transmisión y subtransmisión para garantizar que los actuales y posibles clientes puedan contar con un nivel de suministro continuo y confiable.
- El mejoramiento y ampliación de la infraestructura de la red de distribución para satisfacer la demanda cada vez mayor de energía.



Los gastos de capital necesarios para la ejecución de estos programas de expansión han sido considerables y, en los últimos años, la obtención de recursos ha sido muy difícil para la Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago.

EL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

En vista de la estructura y de la dotación de recursos del país, el sector de energía eléctrica es crítico para el crecimiento y desarrollo de la economía de Trinidad y Tobago. La Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago, organismo de derecho público plenamente estatal, está encargada de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país.

Generación

El sistema de generación está compuesto por tres grandes centrales eléctricas en Trinidad y de una planta de reserva en Tobago. Tobago está normalmente abastecido por un cable submarino de 33 KV que recorre unos treinta y cinco kilómetros (35 km). Las centrales eléctricas en Trinidad están ubicadas a lo largo de la zona occidental abrigada y más desarrollada: una está en el norte, otra en la zona industrial central y la tercera en el sur. Las centrales eléctricas están alimentadas por gas natural y tienen una capacidad generadora total de 1.176 megavatios compuestos por turbinas de vapor, turbinas de gas y una planta de ciclo combinado.

Transmisión

Las centrales eléctricas están interconectadas por medio de estaciones conmutadoras con una red de transmisión de cable aéreo que opera con 132.000 voltios y 66.000 voltios. Las líneas de subtransmisión que operan con 33.000 voltios interconectan las redes de Trinidad con las de Tobago.

Distribución

La electricidad se distribuye al 98% del país y llega a 294.000 clientes por medio de una red de transmisión que opera con 33.000 voltios y una red de distribución que opera con 12.000 voltios.

Control

Un sistema de control de vigilancia instalado en la oficina central de Trinidad permite que los ingenieros controladores:

- a. vigilen el estado de todas las plantas generadoras y despachen la carga en forma económica;
- b. vigilen el sistema de transmisión y distribución sin interrupción; y
- c. reaccionen rápidamente ante todas las emergencias.

Confiabilidad

Tal como está estructurado y operado, el sistema suministra energía bastante confiable tanto para los sectores industrial, doméstico y comercial.

EL COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA

Trinidad y Tobago tiene la ventaja de sus grandes reservas de gas natural, razón por la cual el combustible utilizado para generar energía eléctrica tiene un costo relativamente bajo. Por ello, Trinidad y Tobago puede generar y vender energía a un costo mucho menor que la mayoría de los países del Caribe y de América Latina. Por otra parte, los bienes de producción y los repuestos para los sistemas de generación y transmisión son importados y resultan bastante costosos. Además, estos costos han estado incrementándose rápidamente y esto fija un límite de la tasa a la cual se puede llevar a cabo la expansión del capital en ese sector.

EL FINANCIAMIENTO Y DESARROLLO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

Por ley, la Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago debe generar suficientes ingresos para costear todos sus gastos, tanto los gastos de capital como los ordinarios, y también debe tener un superávit para atender la expansión futura. Sin embargo, como sucede con las demás empresas de servicios públicos del país, la política tarifaria de la Comisión está sujeta a las decisiones de un organismo regulador: la Comisión de Empresas de Servicios Públicos. Desde mediados de la década de los setenta, aproximadamente, por cuanto el nivel tarifario que se ha permitido cobrar a la Comisión no le ha posibilitado ni siquiera cubrir todos sus gastos, la Comisión ha debido recurrir a la ayuda del Estado y conseguir capitales en los mercados financieros.

Ya que el país se encuentra en una situación fiscal restringida, recientemente se ha facultado a la Comisión para que adopte las medidas necesarias con miras a lograr su viabilidad comercial. Así pues, la Comisión está formulando planes y estrategias para alcanzar este objetivo. Estos incluyen la revisión de su estructura tarifaria, la simplificación de sus operaciones -lo cual incluye la racionalización de sus empleados- y la restructuración de sus finanzas.

Está claro que el sector de energía eléctrica debería crecer al mismo ritmo que la economía. Con un desarrollo planificado de la economía, incluso a mediano plazo, existe una necesidad urgente de que la Comisión emprenda la expansión de la capacidad. En sus actuales circunstancias, una gran parte de los recursos necesarios para esa expansión deben obtenerse independientemente. Para tal fin, probablemente habría que acudir aún más a los mercados de capitales tanto nacionales como extranjeros y explorar iniciativas novedosas que incluyan al sector privado.

MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA

De acuerdo con su mandato de procurar conseguir la viabilidad comercial, la Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago, ha intensificado sus programas de mejoramiento de la eficiencia en los últimos años.

i. Planificación Empresarial

En 1984, la Comisión formuló su primer plan empresarial para el período de 1984 a 1987. Los planes subsiguientes abarcaron los períodos de 1987 a 1990 y de 1991 a 1993. Esencialmente, los planes abordaban la problemática que afectaba la viabilidad de la Comisión en su totalidad y de sus respectivas áreas funcionales, mientras que la importancia dada a cada División variaba de plan en plan; según la conveniencia. Los principales aspectos considerados fueron:

- La confiabilidad del sistema
- La viabilidad financiera
- La capacitación de recursos humanos
- Las relaciones industriales
- Los sistemas de gestión de información
- La seguridad y los costos de los combustibles

La tarea de planificación empresarial produjo planes de acción estratégica a nivel de divisiones, que comprendieron la determinación de las metas y objetivos divisionales y la creación de indicadores apropiados para seguimiento del desempeño.

Los campos cubiertos por estos indicadores incluyen:

- a. Fallas en los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.
- b. Estadísticas sobre las interrupciones forzosas del servicio.
- c. Costos de combustible por unidad generada.
- d. Despacho de carga económico.
- e. Proporción de reducción de la carga ocasionada por graves perturbaciones en la red.



- f. Seguridad de la protección.
- g. Disponibilidad de la planta generadora.
- h. Rendimiento térmico y eficiencia del sistema.
- i. Confiabilidad de las subestaciones.

Para la información de los delegados, los indicadores de crecimiento del sistema, operación y confiabilidad recabados por la Comisión durante los diez años transcurridos entre 1981 y 1990 figuran como anexo a este documento.

Las iniciativas específicas adoptadas para incrementar la eficiencia funcional de la Comisión incluyen las siguientes:

- La introducción de un sistema computarizado de vigilancia del mantenimiento de la generación en la planta de turbinas de gas para garantizar el mantenimiento programado y oportuno y evitar las costosas interrupciones del servicio.
 - Una reducción del pago por horas extraordinarias del 24% del sueldo básico total en 1984 al 7% del sueldo básico total en 1990.
 - El fortalecimiento de la capacidad de mantenimiento para permitir la realización interna de todas las grandes inspecciones y reparaciones generales de las unidades generadoras.
 - La puesta en funcionamiento de una planta de ciclo combinado que ha dado como resultado un ahorro de 10% en el costo del combustible.
 - Realización de algunos proyectos de distribución basados en el esfuerzo propio con el aporte de los clientes, el cual consiste esencialmente en mano de obra no especializada.
 - El mejoramiento de la confiabilidad mediante la expansión del sistema de transmisión y la ampliación del enlace de Control de Sistemas y Adquisición de Datos (SCADA), que ha permitido reducir el tiempo de interrupción del servicio de las subestaciones.
 - La intensificación de la campaña encaminada a cobrar los ingresos pendientes de pago.
 - La creación de un Grupo de Trabajo que incluya a los ingenieros jefes, al personal de cómputo y personal administrativo y a los representantes del sindicato para que evalúe y formule recomendaciones sobre el mantenimiento y las operaciones de la organización.
 - La creación de un Comité de la Junta de la Comisión para que evalúe y formule recomendaciones sobre sistemas de gestión.
 - La creación de un Grupo de Trabajo especial para que coordine las operaciones de la Comisión en la zona industrial principal ubicada en el centro del país.
- Otras iniciativas, cuya ejecución está programada para el futuro próximo incluyen:
- a. La introducción de sistemas de tecnología electrónica en la vigilancia del rendimiento de la planta.
 - b. La realización de estudios que sirvan para determinar la posibilidad de prolongar la vida de las plantas de vapor existentes.
 - c. El fortalecimiento del sistema de información potenciando la red de computación.
 - d. Ampliación de los servicios de consultoría que la Comisión esté en posibilidad de prestar a toda la región.

ii. Formación de recursos humanos

La Comisión lleva a cabo programas permanentes de capacitación para todo su personal tanto profesional como administrativo, los cuales forman parte de sus actividades de planificación de recursos humanos.

iii. Examen de Evaluación de la Gestión y de las Operaciones

Se ha efectuado un Examen de Evaluación de la Gestión y de las Operaciones de la Comisión, en virtud de un convenio de cooperación técnica con el Banco Mundial. El informe preliminar está listo y se espera que el informe final lo estará en breve.

El principal objetivo del Examen de Evaluación fue el de acrecentar la eficiencia de la Comisión mejorando la asignación de sus recursos en los siguientes aspectos:

- Las actividades de operación, mantenimiento e inversión de la empresa eléctrica.
- El consumo económico de electricidad mediante un sistema de tarificación apropiado, que tienda a promover la conservación.

Para ello, el Examen de Evaluación:

- examinó la estructura organizativa de la planificación de sistemas y tarificación;
- identificó los puntos fuertes y los puntos débiles de la empresa y las oportunidades que se le presentaban; y
- formuló recomendaciones para su mejoramiento.

Por consiguiente, el Examen de Evaluación efectuó una revisión minuciosa y un diagnóstico de los sistemas y operaciones de cada División de la Comisión, como una base para determinar las iniciativas que deben tomarse a fin de fortalecer la capacidad de gestión y de funcionamiento de la Comisión en su conjunto y para encaminarla hacia la viabilidad comercial y financiera. Se examinaron, específicamente, las siguientes áreas funcionales:

- Legal
- Comunicaciones
- Planificación
- Información
- Evaluación
- El Gobierno
- El Gobierno como Accionista

- La Alta Dirección
- Finanzas
- Personal
- Administración
- Ingeniería
- Operación del Sistema y Planificación del Sistema
- Comercial

Los principales resultados del Examen de Evaluación pueden resumirse como sigue:

- Como una isla que no tiene acceso a una red eléctrica amplia, la Comisión tiene un sistema eléctrico aislado y es totalmente autónoma. Como resultado de ello, el sistema es sumamente vulnerable a perturbaciones y susceptible a graves y extensas interrupciones del servicio. Para mitigar esta situación, la Comisión ha debido invertir mucho más en redundancia del sistema y en márgenes de reserva.
- Debido a varias circunstancias, la Comisión ha estado extremadamente restringida en sus tarifas durante la mayor parte de los últimos veinte años. Consiguientemente, la empresa ha debido soportar déficits de caja permanentes. Esta limitación fiscal se ha manifestado no solamente en la erosión de la clasificación crediticia de la Comisión sino también en la escasez de fondos para las inversiones que habrían podido mejorar la productividad y reducir los costos a largo plazo.
- Desde el punto de vista del control de gestión, la Comisión se encuentra sumamente limitada porque la representación sindical se extiende hasta muy adentro de los cuadros administrativos y del personal de supervisión. Por ejemplo, menos de 100 de los 3.000 empleados de la T & TEC son personal administrativo exento de sindicalización, mientras que en el departamento con mayor intensidad de mano de obra, solamente 14 de los 1.700 empleados son personal administrativo. Casi todo el personal de supervisión de primer nivel y los mandos medios pertenecen a



la unidad de negociación colectiva que a menudo coloca a estas personas en situaciones bastante insostenibles de conflictos de funciones y responsabilidades.

La Comisión se encuentra en una situación bastante ventajosa con respecto a los costos de combustible. Las empresas eléctricas de todo el mundo suelen tener costos de combustibles que equivalen, aproximadamente, a 2.0 centavos de dólar por kilovatio hora, mientras que los costos de combustible de la Comisión son de unos 0.75 centavos de dólar por kilovatio hora. Por cuanto los costos de combustible de la Comisión representan aproximadamente el 25% de los ingresos facturados, los clientes podrían esperar un incremento tarifario de más de 40%, si los costos de combustible de la Comisión estuvieran al nivel de los precios mundiales promedio.

- Las tarifas de la Comisión presentan un problema, por el hecho de que las tarifas no recuperan los costos totales del servicio brindado. A las actuales tarifas, la Comisión soporta una pérdida de un 30% por cada unidad de electricidad vendida.

iv. Plan de Acción

Pese a que el Informe sobre el Examen de Evaluación de la Gestión y de las Operaciones está en forma de borrador solamente, basándose en los resultados preliminares y recomendaciones, el Plan de Acción de la Comisión ya ha sido revisado con miras al cumplimiento oportuno de los objetivos de eficiencia y autosuficiencia de la Comisión.

Las cuestiones contempladas en el Plan de Acción incluyen la reestructuración de las finanzas de la Comisión, la prolongación de la vida de la planta generadora existente, la elaboración de un programa de expansión óptima de la generación, el mejoramiento de la planificación del mantenimiento de la generación, el logro de mejores niveles de confiabilidad, la expansión del

Sistema SCADA para volver más eficiente la operación del sistema y el mejoramiento de los sistemas de información de la organización.

La presentación del informe final sobre el Examen de Evaluación de la Gestión y de las Operaciones está programada para fines de septiembre de 1991, cuando se realizará un trabajo adicional para ultimar el Plan de Acción.

LAS PERSPECTIVAS DEL FUTURO

Los dos problemas primordiales que deben enfrentar la Comisión en el futuro inmediato son:

- i. El logro de la viabilidad comercial y financiera, tan pronto como sea posible.
- ii. La realización de la expansión de la capacidad que exige el desarrollo planificado para el resto de la economía y sus obligaciones legales.

Con respecto a la viabilidad comercial y financiera, el Informe del Examen de Evaluación de la Gestión y de las Operaciones debería contribuir a determinar por dónde se debe proceder.

Hasta tanto, la Comisión ha presentado una serie de propuestas para la consideración del Gobierno. Las propuestas incluyen, entre otras, incrementos tarifarios, una nueva inyección de capital accionario y la obtención de préstamos garantizados por el gobierno en el mercado de capitales local.

La expansión necesaria de la capacidad de generación es tanto considerable como urgente. Ahora que el país está recién saliendo de un prolongado estancamiento económico, la situación fiscal no le permite al Gobierno prestar la ayuda que la Comisión requiere, a la vez que la situación financiera de la Comisión le impide acudir a los mercados de capitales para obtener una buena cantidad de recursos. Por lo tanto, la situación exige propuestas nuevas e imaginativas.

El futuro promete ser tanto interesante como exigente.

Comentarios

1. Esta reseña de diez años indica el perfil de algunos indicadores claves del desempeño de la organización.
2. Los años de gran crecimiento llegaron a un tope de 18.6% en 1982.
3. El efecto que tuvo la recesión económica fue el crecimiento negativo en 1988 y 1989. Sin embargo, se alcanzó un crecimiento positivo en 1990.
4. Debido a varias medidas adoptadas para mejorar la eficiencia de las operaciones, se han mantenido al mínimo los incrementos del costo de combustible por kWh y se han mitigado los efectos de las devaluaciones monetarias de 1985 y 1988.
5. La eficiencia global aumentó de un bajo nivel de 23.7% en 1981, a un máximo de 26.76% en 1987 y ha recuperado su tendencia ascendente.
6. Los resultados de la confiabilidad en 1990 habrían sido mucho mejores (alrededor del 100% mejores) de no haber sido por problemas con el abastecimiento de gas en diciembre de 1990.

Comisión Eléctrica de Trinidad y Tobago Análisis Decenal de los Indicadores de Crecimiento, Operación y Confiabilidad del Sistema

INDICADOR	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
DEMANDA MAXIMA (MW)	382	448	471	460	470	503	555	549	541	557
UNIDADES GENERADAS (UG) GWH	21,692,01	25,733,92	27,099,16	28,833,30	29,030,48	31,977,73	33,654,37	33,639,26	33,286,42	34,518,53
% INCREMENTO CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR (UG)	14.6	18.6	8.4	3.3	0.68	10.89	5.24	-0.04	-1.05	3.7
COSTO PROMEDIO DE LA ENERGIA COMPRADA \$/TJ	754.40	980.64	991.63	930.16	1085.17	1517.60	1587.18	1752.30	1884.00	1998.00
COSTO DE COMBUSTIBLE POR GENERADO CENTAVOS/KWH	0.94	1.47	1.49	1.38	1.51	2.05	2.13	2.48	2.73	2.86
TASA DE CALOR DEL SISTEMA KJ/KWH (UG)	15,187	15,021	15,026	14,879	13,900	13,552	13,449	14,172	14,506	14,326
EFICIENCIA TERMICA DEL SISTEMA % (UG)	23.70	23.96	23.95	24.19	25.89	26.56	26.76	25.40	24.82	25.16
HORAS DE CORTES POR SUBESTACION CORTES	22.83	84.63	27.96	25.33	34.01	13.84	24.71	16.24	23.32	16.42
PROGRAMADOS ESTIMADOS KWH	2318.47	21,595.0	5366.33	2849.33	3289.24	949.86	4560.20	3084.09	1115.69	1204.12

Electricidad: La Crisis Fiscal y la Reestructuración Económica

Carl B. Greenidge,
Ministro de Finanzas de Guyana



Electricidad: La Crisis Fiscal y la Reestructuración Económica

1. INTRODUCCION

El subsector de energía eléctrica de Guyana se caracteriza por varias contradicciones notables.

Los historiadores cuentan que Guyana significa tierra acuosa o, más prosaicamente, "tierra de muchas aguas". El país posee, además una abundancia de otros recursos naturales, muchos de los cuales — aun a sus actuales niveles de (sub) explotación— pueden contribuir a tiempo, Guyana padece de un grave déficit energético. No tiene una verdadera central hidroeléctrica e importa casi todas sus necesidades de energía. La energía eléctrica, en particular, es escasa, nada confiable (lo cual significa insuficiente y de mala calidad) y cara.

En vista de la importancia de las industrias energointensivas en la economía y del predominio de los minerales en el interés de los posibles inversionistas, es inconcebible que se pueda lograr una expansión y diversificación considerable sin una oferta urgente de energía adicional. Parecería que tal inversión podría autofinanciarse a largo plazo. La existencia de graves problemas fiscales y de endeudamiento conspira contra la disponibilidad de los fondos necesarios a corto plazo.

Hay otra contradicción: la de que el gobierno se ha comprometido a desapropiarse de una entidad que se encuentra en enormes dificultades físicas y financieras. Tal desapropiación exige una cantidad considerable de recursos, pero fue precisamente la no disponibilidad de esos recursos la que volvió necesaria la iniciativa de privatización.

La esencia de la actual respuesta a la crisis eléctrica ha consistido en rehabilitar la central existente, lo cual probablemente la ha vuelto todavía menos confiable a corto plazo.

La contradicción final radica en que, si bien las IMF's convienen en la necesidad de proporcionar apoyo financiero para resucitar la empresa eléctrica de servicios públicos (GEC), muchas no están dispuestas a comprometer los fondos hasta que no se haya emprendido la privatización. Sin embargo, una privatización completa, limitaría la capacidad de las IMF's para prestar esa asistencia.



2. LA NATURALEZA Y LAS CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA ENERGÉTICO DE GUYANA

Aunque no es singular, el perfil energético del país es muy particular entre los países en desarrollo. Casi todas sus necesidades energéticas se satisfacen mediante las importaciones. [Un informe de la CEPAL, estimaba que el uso total de energía de Guyana en 1975 sumaba 935.000 toneladas equivalentes de petróleo (10 700 kcal/kg), de las cuales 307.000 provienen de combustibles vegetales; el resto se obtiene de derivados de petróleo.] Las importaciones petroleras costaron US\$4.4m en 1970, US\$120m en 1980, y alrededor de US\$80m en 1990. La tasa inicial de incremento superó a la de los ingresos de exportación, al PNB y a las importaciones de combustible (por volumen). De hecho, mientras los combustibles absorbieron el 9 por ciento de la factura de importaciones en 1970, en 1980 esta proporción había ascendido a 32 por ciento. En 1985, representaron el 52% de los ingresos de exportación.

El consumo de energía en Guyana aumentó a lo largo de las décadas de 1960 y 1970. Entre 1960 y 1978, el consumo energético por US\$1000/PNB aumentó de 760kg equivalentes de petróleo a 1185kg, en comparación con 532kg y 593kg para toda América Latina, 288kg y 990kg para Jamaica y 1132kg y 1918kg para Trinidad y Tobago, durante esos mismos años. Per cápita, Guyana normalmente consume un poco más que el promedio latinoamericano de 714kg equivalentes de petróleo por año. En 1978, el país ocupó el octavo lugar entre los 24 miembros latinoamericanos y caribeños del BID [BID (1981) "Investment and financing requirements for energy and minerals in Latin America"]. En la actualidad, Guayana se encuentra casi en el nivel más bajo de todo el cuadro correspondiente a América Latina y El Caribe.

El coeficiente eléctrico de Guyana (electricidad/energía consumida) se incrementó de 0.41 en 1960 a 0.71 en 1978, en comparación con 0.84 y 1.2 en

América Latina durante esos mismos años. Cuando la industria de bauxita estaba operando a plena capacidad (también producía alúmina), el mayor usuario de combustible importado era la minería de bauxita, seguido por el sector de energía (electricidad). En 1979, el primero representaba el 37% de las importaciones de combustible. Esas importaciones consistían, principalmente, en bunker C para el calcinado y secado de bauxita. La energía eléctrica en sí absorbió el 21% de las importaciones de combustible ese año (incluía energía para la industria de bauxita). De la energía utilizada para electricidad, la empresa eléctrica del país consumía aproximadamente el 60% de las importaciones por valor; la compañía de bauxita, Guymine, ocupaba el 31%; y las empresas públicas arrocera y azucarera, conjuntamente con el Servicio Nacional de Guyana y el Ministerio de Obras, ocupaban el 9% restante. [Eversley, K et al. (1980) "Electrical energy generation: petroleum fuel consumption values 1970-1979". Energy Unit, GNEA].

Por tanto, además de su enorme dependencia de las importaciones de combustibles, el sector minero en general y la minería de bauxita, en particular, tienen una participación primordial en este consumo. Volveremos a este aspecto más adelante.

La generación de electricidad en Guyana la realizan, fundamentalmente, las entidades ya mencionadas. La electricidad se genera con turbinas de vapor (30MW en Kingston y 28MW en Guymine)* y con generadores a diésel; hay, también, una central hidroeléctrica relativamente pequeña (0.5MW cuando funcionaba) en Tumatumari y plantas de desperdicios de madera en Mabura Hill y la Isla Koaw, entre otras. Las plantas de desperdicios de madera son de propiedad privada y, con excepción de la planta en la Isla Koaw en el Essequibo, solamente satisfacen las necesidades de los dueños. La única instalación hidroeléctrica es una herencia de la industria aurífera privada y de propiedad extranjera, anterior a 1945.

El elemento central del sistema es la empresa de servicios públicos, la Guyana Electricity Corporation (GEC). La GEC opera la red nacional, un sistema interconectado que solo atiende las zonas de Demerara y Berbice pero que abarca a la mayor parte de los consumidores de la costa. Dentro de la red, la GEC está encargada de la distribución y transmisión, con carácter exclusivo. El núcleo del sistema en Demerara fue adquirido por el anterior gobierno de la Demerara Electric Company, una empresa privada canadiense. La parte correspondiente a Berbice pertenecía y era operada por la centenaria Autoridad Municipal de Nueva Amsterdam. Ambas precursoras tropezaron con problemas, especialmente en cuanto a inversiones y altas tarifas, razón por la cual fueron adquiridas por el Estado. Las demás instalaciones de la GEC consisten en tres sistemas esencialmente autosuficientes o aislados en la costa de Essequibo y en las Islas.

La planta que pertenece a la compañía de bauxita y que es operada por esta es de buen tamaño (37MW) y alimenta el sistema interconectado, cuando dispone de energía (de su planta de vapor de 28MW en Linden).

Cuadro 1: Principales Unidades del Sistema Interconectado

Nombre de la planta	Capacidad Instalada	Tipo
Kingston A & B	82MW	vapor y diésel
Garden of Eden	22.8MW	diésel
Versailles*	6.4-8MW	diésel
Canefield	23MW	diésel
Onverwagt	4MW	diésel
Guymine: Linden	32.5MW	vapor y diésel
Berbice	4.2MW	diésel

* cable cortado para el sistema interconectado al año de 1989

Otras plantas muy pequeñas, como la de Mattarkai en el Distrito Noroccidental, pertenecen a organismos regionales (gobiernos locales) y son operadas por estos, o son de propiedad empresarial privada, por ejemplo aserraderos y empresas forestales, y también por el fabricante de cocinas y refrigeradoras. La mayoría de las instalaciones están situadas fuera de la costa o fuera de las principales zonas pobladas, y sus propietarios utilizan la producción para sus empresas y, a veces, para sus empleados.

Las capacidades instaladas y nominales de muchas de las plantas no guardan una relación correcta con su potencia garantizada, debido a su edad y a su mal estado y mal mantenimiento crónicos. Esta situación caracteriza, especialmente, a la planta GEC. Una buena parte de la capacidad instalada del sistema integrado fue puesta en servicio en 1967, y más de la mitad antes de 1976. La capacidad instalada neta de las unidades de Kingston era de unos 61MW en 1989, por ejemplo. Desde la década de 1970, se han agregado cuatro nuevas unidades grandes a esa capacidad. Estas son las nuevas centrales en Canefield y Garden of Eden, que totalizan unos 28MW; se ha sustituido y mejorado una parte considerable de la central de energía eléctrica en Versailles; se han desechado dos turbinas de gas desde entonces, y una barcaza. Todo ello, da una capacidad confiable del 10% de la instalada, más o menos. Además, todas las plantas más nuevas y más pequeñas son de 60HZ, mientras que la planta más antigua y más grande (30MW) es de 50HZ. Como resultado, tanto de la falta de una interconexión completa como de la diferencia de frecuencias, una capacidad excesiva coexiste conjuntamente con déficit crónicos.

Luego de una expansión del sistema de electricidad rural, a fines de los años de 1960 y principios de los de 1970, en parte mediante la planta mencionada, el gobierno decidió que en vez de seguir ampliando la distribución y renovando este viejo sistema, sería más conveniente asignar los recursos para la construcción de una central en el largo plazo.



4. ALGUNOS PROBLEMAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

El balance fiscal en las cuentas del sector público ha dependido en gran medida, tradicionalmente, de la contribución de las empresas públicas. De estas entidades, las principales eran la compañía de bauxita, Guymine, las entidades distributivas y el Plan Nacional de Seguros. En 1978, no hubo un déficit de recursos y el ahorro nacional financió un 70% de las inversiones internas brutas. Esta situación cambió, primeramente, debido a la elevación de los precios del azúcar a mediados de la década y, posteriormente, a la segunda crisis petrolera.

En 1974/75, el gobierno, pletórico de los recursos obtenidos por el repentino aumento del precio del azúcar, decidió reestructurar la economía rápidamente. Entre sus primeras prioridades figuró el sector de energía eléctrica y el sector hidroeléctrico, en particular. El gobierno trató de obtener financiamiento para una gran central hidroeléctrica que transformaría la estructura económica de la economía. A modo de incentivo, emprendió la construcción de una carretera hacia uno de los principales emplazamientos para la construcción de la central. Dedicó millones de dólares a este propósito, a pesar de lo cual no se obtuvo ninguna ayuda para concluir la carretera ni para iniciar la construcción de la central. Sobrevino el fracaso, a pesar de que todos reconocían la limitada vida útil de las instalaciones de generación térmica existentes y su falta de competitividad. Cuando se produjo la crisis energética global, la economía ya no pudo reaccionar con flexibilidad.

El meollo del problema era la desaceleración y disminución de la producción, particularmente de bauxita. Esta industria, que no había realizado suficientes inversiones ni en su planta ni en el desarrollo del producto, no podía ayudar. La producción de alúmina se había visto obstaculizada por dificultades en el proceso de producción y por la falta de divisas para adquirir repuestos, mientras que la producción calcinada no alcanzó sino el 75% de la capacidad luego de la

primera mitad de la década de 1970. Entre 1975 y 1983, la producción de bauxita de grado metálico y calcinado decreció en 47% y 61%, respectivamente. La producción de alúmina se suspendió totalmente en 1982. En 1983, los ingresos por concepto de bauxita sumaron US\$69.3m y representaron un descenso de 153%, en términos nominales, con respecto a 1975. La participación guayanesa en el mercado de bauxita calcinada decayó de alrededor de 80% a casi 40%, durante ese mismo período.

Las inversiones que se habían efectuado como un preludeo al desarrollo energético no mejoraron la capacidad productiva, ni el auge del mercado azucarero mejoró los ingresos de exportación. Tomando el año de 1977 como base, el poder adquisitivo de las exportaciones decayó de 157.8 en 1975 a 47 en 1984.

Los empeños por incrementar el nivel de inversión, pese al deterioro fiscal, condujeron a una mayor dependencia del ahorro externo y a la disipación de las reservas en divisas. Al presente, más del 70% de las inversiones en el país provienen del ahorro externo. Esto ha creado algunos problemas muy agudos en la administración del programa de inversiones. Por ejemplo, un pequeño déficit en las obligaciones de contrapartida podría significar la pérdida de un múltiplo de esa cantidad en el PSIP. La imposibilidad de efectuar las reducciones necesarias han dado lugar a créditos excesivos del sistema bancario nacional y de fuentes externas. Ya en 1988, la economía no solo estaba padeciendo niveles de inflación extraordinariamente altos sino que se había constituido, probablemente, en el país más endeudado del mundo.

No es sorprendente que la crisis de liquidez empresarial se hubiera traducido en un mantenimiento insuficiente y en la pérdida de personal capacitado. Los padecimientos fiscales del Estado y la política de fijación de precios aprobada para las empresas públicas, incluso para las empresas eléctricas, llevaron a una carencia de inversiones en infraestructura. A mediados de los años de 1980, las consecuencias ya eran manifiestas.

Como si esto no bastara o, más correctamente, como una consecuencia parcial de algunos de estos factores, el sistema de generación eléctrica se vino abajo en 1977/78 y nuevamente en 1987. En 1977/78, se efectuó una adquisición de turbinas de gas para apuntalar el sistema, pero resultaron sumamente caras y nada confiables. En 1980, la red eléctrica, cuya capacidad instalada era de 100MW (excluyendo la bauxita), solo generaba 40MW. Por ello, finalmente se desecharon las turbinas de gas. En 1987, se estaban generando 228MWH, una década después de que el sistema suministraba 431MWH. El colapso de 1987 hizo estragos entre los pequeños y medianos fabricantes, causando grandes perjuicios a la cadena de distribución (fría), sin mencionar el costo de conservar los alimentos y de mantener los artefactos eléctricos y electrónicos en funcionamiento. La adquisición de una instalación de 20MW para salvar el problema resultó un fracaso técnico y una pesadilla financiera, principalmente como consecuencia del apremio. Huelga decir que también causó un mal momento político. La capacidad real en 1989 fue solo de 36.5MW.

5. SOLUCIONES ENSAYADAS Y ORIENTACIONES FUTURAS: FISICAS Y FISCALES:

A la luz de las características indicadas de la energía y electricidad, se ha dado una respuesta de dos aspectos a la crisis energética. Primeramente, se han dedicado proyectos de emergencia a mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema. En segundo lugar, se ha reexaminado el programa de desarrollo de largo plazo para el sector energético. Se lo ha ampliado para incluir la conservación, exploración petrolera y energía hidráulica, con o sin una hacienda de fundición de aluminio y la importación de electricidad.

El intento inicial para poner el sistema nuevamente en funcionamiento en 1978/79, se estrelló contra el obstáculo de una asistencia técnica prestada (mediante un programa de cofinanciamiento del BIRF) por consultores externos que ni tenían

experiencia en, ni estaban realmente dispuestos a esforzarse por resolver, los problemas técnicos que confrontaba la empresa, además de una capacidad adicional sin repuestos.

La crisis subsiguiente ha sido enfrentada de una manera más global, pero ello no obstante, el programa tuvo que modificarse substancialmente debido a ciertos sucesos y cambios imprevistos. El programa tiene por objeto dotar al subsector de un paquete complementario de elementos tanto físicos como institucionales. Estos incluyen consultores en administración de empresas y también sistemas administrativos. El BID ha prestado la mayor asistencia para ello. Un préstamo de rehabilitación de US\$16.6m fue apoyado por un préstamo complementario de US\$25m. Estos, conjuntamente con plantas (del Japón y, en un futuro próximo, del Brasil), son el núcleo de lo que constituye, esencialmente, un programa de emergencia. El gobierno, con la asistencia del BID, está procurando crear un equipo de administración TNC con responsabilidades en línea para contribuir a estabilizar lo que es una situación eléctrica sumamente precaria y que pone en peligro la reactivación de la economía.

Al mismo tiempo, el contexto macroeconómico también ha sido objeto de una verdadera revolución. Conforme al Programa de Recuperación Económica que incorpora los acuerdos con el FMI, BIRF y CDB, se ha estructurado un cuerpo bien definido de políticas económicas. Esas políticas incluyen la liberalización del comercio, de las divisas y del régimen industrial y del régimen de inversiones. Los inversionistas, tanto nacionales como extranjeros, ya han mostrado un vivo interés.

Tal como se indicó en lo que antecede, el sector privado ya está participando significativamente en la generación de energía eléctrica en Guyana. No existe ninguna barrera legal para que pueda participar todavía más. Pero, dadas las cantidades de dinero que esto requiere, es muy probable que esa participación se limite principalmente a la cogeneración, la compra de acciones emitidas al



público y el desarrollo y la venta de tecnología no convencional, como el biogas.

El gobierno ha sostenido conversaciones con posibles inversionistas extranjeros sobre la venta parcial o total de la GEC. Como resultado de la no viabilidad actual de la entidad, hay una tendencia a que la negociación adquiera visos de un “baratillo de ofertas”. Por ejemplo, las propuestas para la entrega de los activos de las instalaciones por un valor cero o cercano a cero— que viene a dar lo mismo— están sobre el tapete. Evidentemente, incluso si el Tesoro estuviese dispuesto a contemplar una transacción semejante, esta nos plantea algunos problemas con respecto a algunos de los acuerdos suscritos, especialmente al tratarse de fondos donados. Lo que es más, el gobierno deberá asumir todas las obligaciones de la entidad, incluso si los bienes son nuevos o siguen teniendo una vida útil. En tercer lugar, a pesar de lo dicho, el Tesoro deberá otorgar concesiones fiscales excepcionales, por vía de exenciones a las importaciones de repuestos y también tributarias. En cuarto lugar, las compañías tratan de conseguir que el Estado se comprometa a procurar y a traspasarles financiamiento concesionario en las mismas condiciones. Uno de los paquetes incluye el pedido de que haya un monopolio para generar y distribuir tanto energía térmica como hidroeléctrica.

El Gobierno se propone emplear un régimen que: vinculará las concesiones fiscales directamente con las obligaciones crediticias asumidas por la firma; fuera de lo anterior, no concederá ningún tratamiento tributario especial a la nueva empresa; los fondos concesionarios de préstamo serán a la tasa del mercado, en un principio; los créditos de garantía tomados por la nueva compañía serán proporcionales con la tenencia de capital accionario por el Estado solamente. El Gobierno reconoce que cuanto más sólida sea la situación financiera de la entidad en el momento de las negociaciones, menor será la tentación del presunto socio de pretender concesiones excepcionales. Por tanto, el programa de rehabilitación es de suma importancia para el plan de

desapropiación estatal. De acuerdo con el propósito de alejarse de los controles de precios, el gobierno no se propone fijar las tarifas eléctricas. Sin embargo, en vista de que pueden haber monopolios y la posibilidad de abusos, se ha creado ya legislación para instaurar una Comisión de Empresas de Servicios Públicos que estará facultada para velar por el interés público.

6. LA CAMISA DE FUERZA FISCAL

El programa sigue siendo cautivo, hasta cierto punto, de la crisis fiscal. Caben pocas dudas de que en el pasado la política tarifaria de la empresa contribuyó a sus problemas mediante crisis de liquidez, empréstitos excesivos, insuficiencia de repuestos, bajas remuneraciones. Para un Gobierno Central enfrentado ya a dificultades financieras, entre ellas la ausencia de reservas en divisas, el derrumbamiento físico e inviabilidad de la tercera industria más grande ha sido muy traumática. El peso del programa de inversión y sus necesidades de divisas ha recaído sobre el Gobierno Central, porque casi todos los años el excedente de explotación y el superávit de caja de la empresa han sido nominales. Por tanto, el programa tuvo que incrementarse de una cantidad nominal de G\$8.8m en 1985 a G\$229m en 1989, G\$399m en 1990 y G\$573m en 1991. Concomitantemente con este incremento y los déficit de caja cada vez mayores, las transferencias del Gobierno Central han subido de G\$6.3m en 1985 a G\$411m en 1989 y G\$810m en 1990. Habida cuenta de las dificultades del sector público en general, esa dependencia ha frenado la capacidad de la GEC para poner su casa en orden.

Los mecanismos adoptados para la rehabilitación han creado una serie de problemas fiscales adicionales. Un punto contencioso es el empeño por lograr autonomía fiscal para la entidad. Pero, dada la magnitud de los déficit de caja de la compañía, se plantea la cuestión de saber dónde se ubicará la Tesorería, si en la Gerencia General de la GEC o en el Ministerio de Finanzas. La autonomía administrativa, e incluso la libertad para gastar,

están bien, siempre que se las ejerza dentro de los niveles previstos en la presupuestación. En la práctica, una preocupación primordial es el margen existente para presentar al Tesoro hechos consumados. En 1990, la transferencia corriente a la GEC sumaba el doble del monto recaudado por concepto de todos los impuestos sobre la renta individual. A pesar de eso, los pasivos se trasladaron a 1991. La transferencia presupuestada para 1991 asciende a G\$800m, y ya parece ser insuficiente.

Por otra parte, en vista del compromiso asumido de poner fin a las transferencias a todas las empresas públicas, resulta difícil encontrar alguna manera de evitar los cortes de corriente eléctrica debidos a la falta de presupuesto, cortes que tendrán un efecto adverso en la producción y en las recaudaciones de tarifas. En cierto sentido, la rehabilitación de un sistema tan débil se parece un poco a la renovación de una vieja casa de madera. El constructor le presenta a uno la estimación de los gastos antes de tocar una sola tabla y le presenta otra cada vez que se propone clavar una tabla a un travesaño. Es una verdadera pesadilla. Me apresuro a decir que cualquier comentario superficial sobre las tarifas y los costos marginales a largo plazo no sirve en este contexto. Computar los costos marginales a largo plazo constituye un ejercicio esotérico para los economistas en finanzas públicas, en el mejor de los casos; dadas las actuales circunstancias en las cuales la capacidad excesiva y nada confiable es de tal magnitud, eso notiene sentido.

Las tarifas eléctricas, que aumentaron considerablemente en 1979 y 1980, se han incrementado en más de 524% desde 1989, con lo cual la energía eléctrica está fuera de la capacidad económica de la mayoría de los hogares. La cuenta eléctrica de un trabajador que recibe el salario mínimo y tiene una refrigeradora y unos pocos bombillos absorbe más de la mitad del salario mensual del trabajador. Podría decirse también, que el salario es insuficiente para sufragar los costos del transporte y alimentación. Como resultado de esto, se ha puesto en marcha un ciclo interminable de moras

en el pago, desconexiones seguidas por conexiones ilegales y menores abonados. Las tarifas extremadamente altas se deben, en parte, a las ineficiencias, robos y pérdidas en las líneas. También son atribuibles al intento de hacer que los poquísimos abonados corran con el costo operativo de un sistema sumamente subutilizado. Es inconveniente, para las finanzas públicas, empujar a los consumidores fuera del mercado para tratar de resolver el problema de la viabilidad del sistema. En el caso de Guyana, algunos de los que tuvieron que salir del mercado recurrieron a la leña para satisfacer sus necesidades de cocción e iluminación. La anteproyecto a lo largo de las márgenes del Río Berbice es una prueba elocuente de este nuevo fenómeno. Sus habitantes también tuvieron su recompensa: la primera gran inundación del río en más de treinta años. Desde luego, el Tesoro tuvo que encontrar los dineros para reconstruir el elemento no natural del sistema de defensa ribereño.

Otro grupo de problemas surgidos de la debilidad fiscal del Estado, estriban en que le es imposible al Tesoro encontrar fondos propios suficientes del Presupuesto para satisfacer las obligaciones de contrapartida. Este factor ha demorado y obstaculizado la rehabilitación, siendo su causa básica la alta proporción de los ingresos que debe destinarse al servicio de la deuda, frente a las enormes devaluaciones de la moneda guyanesa no compensadas con mayores ingresos. En 1990, a pesar de la reprogramación de la deuda por el Club de París, el servicio de la deuda ascendía al 110.6% de todos los ingresos de exportación de mercancías. [1990-1992 Policy Framework Paper: Guyana]. El cofinanciamiento por parte de varios donantes parece constituir el único medio factible para reducir este problema a proporciones manejables, en el futuro previsible.

En el frente inversionista, también parece haber una multitud de cuestiones que deberán enfrentarse. Según se ha mencionado ya, algunas de estas no son nuevas ni insuperables dada la buena fe de los presuntos financistas y de las IMF's, en particular. Al respecto, hay los problemas de



estimar la demanda con una demanda reprimida, la no conexión de presuntos abonados y probables inversionistas, incluso aquellos que están esperando hasta ver cuál es el nivel tarifario y la confiabilidad del sistema. Hay otros nuevos problemas que se centran en las perspectivas de desapropiación y el régimen para la desapropiación de la empresa.

7. UN DESVIO HACIA LA ENERGIA HIDRAULICA

Ya en 1964, el gobierno reconoció la necesidad de una mayor generación eléctrica y una reducción del peso oneroso de importar productos petroleros. Volvió sus ojos, lógicamente, a la energía hidráulica porque, si bien reconocía la posibilidad de explotar petróleo, los problemas de una negociación TNC y los problemas tecnológicos desviaron su atención hacia la hidroenergía. Lo que es más, se había avanzado mucho en las discusiones sobre el establecimiento de una planta de pasta de papel y una buena parte del problema pendiente tenía que ver con la disponibilidad de energía y su costo.

El potencial hidroeléctrico bruto de Guyana se ha estimado, teóricamente, en alrededor de 12.000MW (BIRF) de un total de 244.514 para toda América Latina. Otra estimación del potencial en términos de millones de toneladas equivalentes de petróleo asigna un valor de 186 a Guyana en relación con 7.237 para toda América Latina.

La escasa población de Guyana, que es esencialmente costera, en relación con el costo del aprovechamiento de este recurso de tierra adentro, ha vinculado el desarrollo de la energía hidroeléctrica con las necesidades energéticas de un usuario industrial de magnitud. La minería ha constituido el usuario potencial; la minería de bauxita, oro y diamante son determinantes en este aspecto. Desde que se descubrió la bauxita en Guyana, los niveles de decisión política han abrigado sueños de una energía abundante y relativamente barata basada en la hidroenergía.

Las esperanzas iniciales de esa vinculación con la bauxita se frustraron por una combinación de escaso capital británico en la época interbélica y la integración vertical de la minería de bauxita en el complejo global Alcoa/Alcan, que ya había incluido el factor de fuentes de energía canadienses en sus decisiones (Shahabuddeen, 1981; Girvan, 1978). Un malogro similar se dió en relación con el oro cuando la industria no pudo sobrevivir al desarrollo de las industrias de diamantes y oro de Sudáfrica.

Como una economía caracterizada por una gran producción azucarera y una menor producción arrocera, maderera y cocotera, Guyana tiene un potencial considerable en fuentes alternas de energía. Hasta cierto punto, la industria azucarera avanzó mucho en este sentido, a principios del siglo, pero con la caída de los precios de los combustibles fósiles, en términos reales, esa iniciativa se suspendió.

El Gobierno buscó y consiguió asistencia técnica de la ONU en 1964. El informe determinó que el proyecto del Alto Mazaruni (UM) era el adecuado para satisfacer las necesidades de Guyana. Desde entonces, se han realizado muchos otros estudios, entre ellos el que figura a continuación.

Estudio	Nombre del Proyecto	Comentarios
PNUD/GoG Enero projekt Inventario PNUD	Tiboku 306MW Tiboku, UM, Kamaria Emplazamientos de 20MW	Demasiado costoso UM escogido Kaiteur/Amalia
GoG	520/195MW escogidos UM vs Tiboku	Pocas opciones

Se solicitó al BIRF, que estaba coordinando el PSIP de Guyana en 1979, que reexaminara la factibilidad del proyecto UM porque, no obstante el trabajo realizado al respecto hasta ese momento, el Banco parecía preferir otro proyecto. Por entonces, algunos organismos bilaterales comenzaron a interesarse en Tumatumari (20-75MW), el estudio

sobre el cual indicaba que sería insuficiente y caro. Se mencionó, también, un proyecto completamente nuevo, el de Arisaru. El BIRF respondió a la solicitud de una definición final del emplazamiento pidiendo estudios adicionales. Además, se sugería que habría una solución más factible: sería la compra de energía de la red alimentada por el embalse Kabalebo en Surinam. En cierto sentido, se transparentaba el intento de las IMFs por "arreglar" la controversia fronteriza mediante ese ardid económico. Aunque se esperaba que dicha opción permitiría el suministro de energía a una tarifa mil veces inferior a la de las otras opciones, exceptuando la del Alto Mazaruni, nunca se dió respuesta a las preguntas sobre la conveniencia de una inversión tan cuantiosa solo en líneas de transmisión y la prudencia de utilizar esa fuente como una carga base, sin una idea clara de las prioridades de desarrollo y de las futuras necesidades de energía de nuestro vecino.

Me he tomado el tiempo para presentar una cronología de estos intentos para demostrar el alto precio que se ha pagado por el fracaso y para subrayar algunas de las similitudes y diferencias con respecto a nuestra actual iniciativa.

Primero, una inquietud principal de los posibles donantes se centraba en la viabilidad de la estrategia económica de Guyana en consideración a sus bases ideológicas. Era evidente que se necesitaba atraer a un socio industrial solvente. La central UM habría generado 675-750MW de potencia, de los cuales solo 220-290MW serían necesarios para alimentar la red, sustituyendo esta a la planta existente (125MW) y permitiendo la expansión.

La factibilidad económica de una hacienda de fundición de aluminio ya no es un problema. Tendría que reexaminarse a la luz de circunstancias económicas totalmente distintas. Pero, hay otros usuarios. La cuestión de una selección racional del emplazamiento es tan urgente como siempre y también lo es la necesidad de llevar a cabo el trabajo preliminar. Hemos avanzado muchísimo, también, en el frente político.

Hoy en día, hay una necesidad urgente de atraer nuevas industrias, a fin de impedir el deterioro dramático y precipitado del ingreso per cápita. La estrategia económica se centra en la iniciativa privada; pero, en todas las negociaciones, especialmente sobre minerales, se menciona la falta de energía suficiente y confiable. Algunos inversionistas han manifestado su disposición para contribuir a un paquete financiero destinado a expandir, considerablemente, la capacidad instalada. Otros están explorando, independientemente, la factibilidad económica de montar instalaciones aisladas, específicamente para satisfacer sus propias necesidades. Cabe observar que, aparte de las ineficiencias que podrían estar implícitas en la realización de esas iniciativas, el precio exigido por los inversionistas a cambio de verse abocados, sea a la incertidumbre del suministro de energía o a la adquisición de su propia energía, muy probablemente tendrá un alto costo en términos de divisas y de determinadas condiciones fiscales (concesionarias).

Comencé señalando la realidad de la deficiencia energética de Guyana frente a sus abundantes recursos. América Latina, en su totalidad, obtiene entre 65-70% de su demanda energética de la hidroenergía porque está muy bien dotada de dichos recursos. Se prevé que este porcentaje aumentará hacia fines del siglo. Guyana es el único país en Sudamérica continental que no cuenta con una central hidroeléctrica. El precio de la deficiencia de energía eléctrica radica en los bajos ingresos del pueblo guyanés. Cada dólar de incremento en los precios del combustible empeora esa situación.

8. ALGUNOS COMENTARIOS SOBRE LAS NECESIDADES A MAS LARGO PLAZO

El programa de inversiones que se está llevando a cabo, principalmente con el apoyo del BID y del Japón, incluye los elementos contenidos en el Plan Maestro y el Estudio IIP, en la medida en que son congruentes. Muy probablemente comprenderá la instalación por etapas, o en cascada, de una nueva



capacidad instalada que incluirá una central hidroléctrica para tratar de satisfacer la mayor demanda prevista y dar de baja a la planta actual; la terminación de un plan de unificación de frecuencias; y la integración de la red nacional. Un elemento intermedio incluye la posibilidad de un enlace de transmisión con la Represa Guri en Venezuela. La inclusión de este elemento giraría en torno de su factibilidad y eficiencia de costos en comparación con las demás opciones identificadas en el Plan Maestro y el IIP.

Se ha estimado que el programa contemplado (83MW) costaría alrededor de US\$98m hasta 1998, sin tratar de expandir la capacidad. Una expansión razonable podría costar cinco veces esa cantidad, por lo menos. Esto nos lleva nuevamente al problema fiscal y a la necesidad de encontrar un modelo que pueda solventar las necesidades de corto y mediano plazo. Hay una solución factible, pero esta exige no solamente sacrificios de Guyana mediante un mayor esfuerzo de ahorro (el cual sería mucho más fácil de manejar y más rápido si aumentarían los ingresos y no permanecieran en niveles tan extremadamente bajos) y un criterio constructivo e innovador de todas las partes, incluidos los acreedores y las IMPs.

El Gobierno seguirá llevando adelante el programa de promoción de tecnologías energéticas no convencionales. La IAST ya ha efectuado trabajo considerable al respecto, en materia de digestores de biogas. No ha sido muy positiva la experiencia de persuadir a las empresas privadas que adopten el sistema. Sin embargo, las perspectivas podrían mejorar con una reactivación de la economía porque la inversión en el digestor no es barata y la percepción de la situación del mercado podría disuadir de esta inversión por el momento.

Se ha obtenido un mayor éxito en el uso de desperdicios de madera y arroz. Esto podría explicarse por el hecho de que no existen barreras culturales como sucede con el biogas y de que ambas industrias tienen antecedentes de haber usado algunas técnicas, aunque poco perfeccionadas, para el mismo fin. Lo mejor sería convencer

a las empresas que deben explotar sus plantas para que puedan suministrar energía a la red nacional. Aparte de la industria azucarera que ya participa con el BID en un programa de asistencia técnica en cogeneración, también ofrecen un buen potencial el arroz y los complejos de producción de coco/copra/aceite vegetal. En el caso de este último, el gobierno prestará ayuda para encontrar las tecnologías más apropiadas. El concepto mismo no será novedoso para los industriales. En el sector arrocero, la adquisición de las principales piladoras de arroz por empresarios del sector privado hará necesario que se promueva la idea de la cogeneración con cáscaras de arroz.

9. RECAPITULACION Y CONCLUSIONES

El efecto combinado de las políticas económicas estatales y de las políticas de tarificación de las empresas eléctricas a fines de la década de 1970 y en la década de 1980, han llevado a que el deterioro económico se refleje, en gran medida, en la empresa eléctrica (GEC). La magnitud del daño causado, tanto a la economía como a la empresa, ha sido tal que el remedio exige la disponibilidad de mayores recursos de los que sería factible extraer de la economía en el corto plazo.

El marco básico para resucitar la economía en su conjunto ya está vigente y está arrojando resultados positivos e, incluso, está suscitando un nuevo y alto nivel de interés por parte de los inversionistas.

En cuanto a las empresas, el programa de rehabilitación se propone aumentar el nivel de eficiencia empresarial y mantener una estructura tarifaria adecuada, o más correctamente, permitir movimientos oportunos de las tarifas. Hay dos consideraciones que arrojan sombras sobre estos esfuerzos: la capacidad fiscal del Tesoro en relación con las necesidades de las empresas y los recursos financieros necesarios para reactivar la desapropiación de las empresas por el Estado.

Con el objeto de establecer un entorno apropiado para la privatización de la empresa (GEC) y facilitar

una actividad privada más amplia en el subsector, se han promulgado/introducido leyes y regulaciones para garantizar un marco regulador no discriminatorio y, además, una Comisión de Empresas de Servicios Públicos para proteger el interés público. Su mandato se inspira en el sistema norteamericano y británico.

Cabe agregar que la revisión de la legislación y la introducción de un nuevo marco de políticas se aplica también al sector minero. Debería mencionarse, a este respecto, los esfuerzos para promover la exploración petrolera costa adentro y costa afuera de Guayana. Un resultado positivo de estos esfuerzos tendrá importantes repercusiones en las perspectivas de financiamiento y la estructura de costos de la industria eléctrica. Se ha obtenido alguna asistencia del BIRF en este sentido.

El Gobierno también está procurando fomentar el interés del sector privado en la cogeneración para contribuir a la satisfacción de las necesidades de inversión del sector. Se espera que la capacidad que se incorpore de esta manera pueda conectarse con la red nacional.

En lo que se refiere a las necesidades de inversión a largo plazo del subsector, los US\$94m hasta 1998, más las cantidades adicionales para obtener una nueva capacidad tendrían que contar con una actitud más abierta por parte de las IMFs. Guyana está explorando el modelo de financiamiento de 'enclaves' como un medio para superar este problema en otra área. Sin embargo, para que el sector energético tenga un rendimiento razonable, habrá que idear un proceso más ágil.

Hay, además, la cuestión de la modalidad mediante la cual se efectuará la expansión del sistema; una central hidroeléctrica, una conexión internacional o un conjunto de instalaciones hidroeléctricas más pequeñas escalonadas que estén articuladas con la red; o, quizás, una combinación de estas posibilidades.

Podría decirse que, en cada una de los aspectos que han sido considerados por nuestra iniciativa, hay problemas por resolverse. Hay soluciones fáciles para unos pocos, si es que las hay. La comunidad internacional tiene un papel que desempeñar y una parte de la asistencia que Guayana necesita con respecto a esto puede no enmarcarse en lo que parecería estar, a primera vista, directamente relacionado con la energía.

Jamaica: Orientaciones de Política Energética para los Años Noventa

Horace Clarke
Ministro de Minas y Energía de
Jamaica



Jamaica: Orientaciones de Política Energética para los Años Noventa

1. Jamaica es la mayor isla de habla inglesa en El Caribe

Area: 11.000 km²

Población: 2,42 millones

Agricultura: 45%

Actividades económicas: bauxita alúmina, turismo, agricultura

2. La economía es muy vulnerable a desarrollos externos, tales como la demanda externa para sus exportaciones, los precios energéticos, las tasas internacionales de interés, las preferencias turísticas, etc. Cualquier cambio imprevisto en estos factores puede producir grandes diferencias en la situación económica del país y sus perspectivas. Actualmente, el derrumbe de la Unión Soviética tiene un impacto negativo sobre nuestro contrato de bauxita.

ENERGIA Y LA ECONOMIA

3. El plan quinquenal de desarrollo (1990-1995) proyecta un aumento anual de 2,6% en ingresos reales y un crecimiento de 5% en demanda energética.

El sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 510 MW. Para el año 2000, Jamaica necesitará 400 MW de nueva capacidad de generación, lo que requerirá una inversión de US\$600 millones.

4. Es muy conocido que el crecimiento económico está estrechamente vinculado a los incrementos en el uso de la energía. Sin embargo, para suministrar una demanda energética aumentada, se necesitan grandes inversiones de capital. Por ejemplo, el Banco Mundial ha estimado que, únicamente por los programas de expansión eléctrica, los países en desarrollo necesitarían gastar aproximadamente US\$1 millón de millones en los años noventa, es decir aproximadamente US\$100 mil millones por año. Los gastos de capital requeridos para el desarrollo del sector eléctrico en los países en desarrollo de América Latina y El Caribe se estiman a alrededor de US\$155 mil millones. Eso sería la madre de todas las inversiones.



5. Debido a que la economía de Jamaica es altamente intensiva en energía, el desarrollo del sector energético afecta considerablemente al desempeño económico global.

POLITICA Y PROGRAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

6. Nosotros en Jamaica hemos emprendido un programa de:
 - a. diversificación en la composición de la energía importada hacia fuentes no petroleras y más económicas (principalmente carbón mineral y, a largo plazo, la emulsión de petróleo, si se comprueba que es factible);
 - b. disminución de la intensidad energética del país mediante el uso mejorado y eficiente de la energía (manejo de la demanda, conservación energética y eficiencia energética en el consumo) y producción (programas para eficiencia mejorada y reducción de pérdidas); y
 - c. desregulación y liberalización del sector energético (suministros, producción, distribución y establecimiento de precios, etc.).
7. Como primer paso hacia un enfoque comprensivo e integrado a la energía, decidimos reunir los subsectores de petróleo y energía eléctrica bajo una sola cartera ministerial. A continuación describiré brevemente nuestra experiencia con la desregulación y nuestro programa de privatización.

DESREGULACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA

8. El sector petrolero ha sido un prioridad entre las iniciativas del gobierno para desregular el sector energético. Antes de la desregulación, había controles gubernamentales sobre casi todos los aspectos del comercio petrolero.

Como primer paso, decidimos eliminar los controles sobre la distribución y comercialización del petróleo y productos petroleros. Eso se realizó en septiembre del año pasado.

9. A pesar del hecho de que la desregulación de la industria petrolera se llevó a cabo cuando los precios estaban aumentando internacionalmente debido a la crisis del Golfo Pérsico, su aplicación tuvo éxito y se logró la mayoría de sus objetivos.
10. La siguiente fase de la desregulación del sector petrolero involucraría una desregulación más allá de la comercialización. Las decisiones y programación en este proceso están estrechamente vinculadas al futuro de la refinería en sí.
11. El Gobierno todavía no ha tomado ninguna decisión final con respecto al proceso de privatización, ya que está esperando las conclusiones del Estudio del Subsector Petrolero de la Estrategia del Sector Energético y de la Inversión que se está realizando con la asistencia del Programa ESMAP del Banco Mundial. Este Estudio ESMAP proporcionará la información y el análisis sobre las cuales se podrán fundamentar las decisiones sobre el tamaño óptimo de la refinería, los requerimientos y posibilidades de inversión, las estructuras de propiedad, las opciones y procedimientos de privatización y temas relacionados.

PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

12. El Gobierno no puede proporcionar las grandes inversiones de capital que se requieren para la expansión y modernización del sector energético a través de asignaciones presupuestarias o garantías de préstamo. La participación del sector privado, tanto local como privado, por lo tanto es esencial para el desarrollo de este sector.

13. El Ministerio de Minas y Energía organizó un seminario sobre la participación del sector privado en el sector eléctrico en Kingston en septiembre del año pasado, bajo los auspicios de la Unidad de Cofinanciamiento y Privatización del Banco Mundial y de la USAID. Los inversionistas potenciales tanto de Jamaica como del extranjero asistieron a este seminario. Analizaron los requerimientos para instalar plantas eléctricas de propiedad privada, los riesgos y soluciones para financiar proyectos privados de energía y electricidad y oportunidades específicas para la inversión del sector privado en el sector energético de Jamaica.
14. Como seguimiento inmediato al seminario, un Comité de Dirección presidido por el Ministro de Minas y Energía fue establecido para preparar los acuerdos y obtener las aprobaciones necesarias para la participación del sector privado. El Comité ha casi terminado su trabajo sobre la preparación de los Acuerdos de Ejecución y Compra de Electricidad y el Paquete de Seguridad.
15. El Comité también ha preparado la documentación preliminar para establecer y administrar un multimillonario Fondo de Desarrollo Energético del Sector Privado con la asistencia técnica de la Unidad de Cofinanciamiento y Privatización del Banco Mundial, que también desempeñará en papel principal en ayudarnos a obtener financiación para ese Fondo.
16. El Fondo proporcionará capital de préstamo a desarrolladores privados de energía eléctrica que desean invertir en proyectos de capital en el sector energético, incluyendo el sector eléctrico. Los auspiciadores prospectivos podrán prestar hasta 70% del capital que se requiere para desarrollar proyectos de expansión de generación desde ese Fondo y el 30% restante de los costos de proyecto serán financiados por contribuciones de patrimonio de sus propias fuentes. Se proyecta que este Fondo será la fuente principal de deuda subordinada para la financiación de futuros proyectos energéticos. Hemos recibido una donación de US\$3 millones de los japoneses para ayudarnos en la preparación del Proyecto Energético del Sector Privado.
17. Bajo el Proyecto Energético del Sector Privado, los productores privados de electricidad serán invitados a producir electricidad para vender a la Empresa Eléctrica, que a su vez distribuirá esa electricidad a los consumidores.
18. Con este Programa, el sector privado proporcionará el próximo incremento de las plantas de generación requerido por la Empresa Eléctrica, es decir, la central de generación de diesel de baja velocidad 3 x 20, como parte del Programa de Expansión de Menor Costo. Se espera que las dos primeras unidades estarán operando para diciembre de 1993.
19. Nuestro programa, que implica la participación del sector privado en el futuro desarrollo del sector energético, tiene el apoyo completo de las instituciones financieras internacionales y ha recibido una respuesta entusiasta y positiva de los intereses del sector privado tanto local como extranjero. Estamos firmemente convencidos de la necesidad y las ventajas de esta orientación de política y estaremos contentos de compartir nuestras experiencias con cualquier país que tenga interés.

Colombia: Hacia un Sector Eléctrico Eficiente y Abierto a la Participación Privada

**Luis Fernando Vergara
Munarriz**
Ministro de Minas y Energía de
Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003776
BIBLIOTECA



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA