

REFORMA DEL MERCADO ENERGÉTICO

Enseñanzas aprendidas y próximos
pasos con especial énfasis en los
problemas de acceso a la energía de los
países en desarrollo

Informe del Consejo Mundial de la Energía

Agosto 2004

Traducción al español de
Energy Market Reform
COMITÉ ARGENTINO
CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGÍA

Directivos del Consejo Mundial de la Energía

Antonio del Rosario <i>Presidente del Consejo Mundial de la Energía</i>	Norberto de Franco Medeiros <i>Presidente del Comité de Programa</i>
Philip Aiken <i>Vicepresidente Sydney 2004</i>	Shige-etsu Miyahara <i>Vicepresidente Asia</i>
François Ailleret <i>Presidente del Comité de Estudios</i>	Kieran O'Brien <i>Vicepresidente Europa</i>
Asger Bundgaard-Jensen <i>Vicepresidente de Finanzas</i>	Fred Phaswana <i>Vicepresidente África</i>
John Derrick <i>Vicepresidente América del Norte</i>	Carlos Pierro <i>Vicepresidente América Latina y Caribe</i>
Alioune Fall <i>Vicepresidente Iniciativa GEIS</i>	Gerald Doucet <i>Secretario General</i>

Comités Miembros del Consejo Mundial de la Energía

Alemania	Filipinas	Níger
Angola	Finlandia	Nigeria
Arabia Saudita	Francia	Noruega
Argelia	Gabón	Nueva Zelanda
Argentina	Georgia	Países Bajos
Australia	Ghana	Pakistán
Austria	Grecia	Paraguay
Bangladesh	Hong Kong, China	Perú
Bélgica	Hungría	Polonia
Bielorrusia	India	Portugal
Bolivia	Indonesia	Reino Unido
Botswana	Irán (Rep. Islámica)	República Checa
Brasil	Irlanda	Rumania
Bulgaria	Islandia	Senegal
Camerún	Israel	Serbia & Montenegro
Canadá	Italia	Singapur
China (RP)	Japón	Siria (Rep. Árabe.)
Congo (Rep. Dem.)	Jordania	Sri Lanka
Corea (Rep.)	Kenya	Sudáfrica
Costa de Marfil	Latvia	Suecia
Croacia	Libano	Suiza
Dinamarca	Libia/GSPLAJ	Swazilandia
Ecuador	Lituania	Tailandia
Egipto (Rep. Árabe)	Luxemburgo	Taiwán, China
El Salvador	Macedonia (Rep)	Tanzania
Eslovaquia	Malí	Trinidad & Tobago
Eslovenia	Marruecos	Túnez
España	México	Turquía
Estados Unidos	Mónaco	Ucrania
Estonia	Mongolia	Uruguay
Etiopía	Namibia	Venezuela
Federación Rusa	Nepal	Yemen

CONTENIDOS	página
GLOSARIO ABREVIATURAS	5
PREFACIO	6
PREÁMBULO	8
INTRODUCCIÓN	13
1. Dinámica de la electricidad y el gas natural	13
2. El rol del sector energético como fijador de precios del gas natural	15
3. Rol clave de los clientes interrumpibles	18
4. Naturaleza de la demanda de electricidad	19
5. Naturaleza estacional de la demanda de gas natural y necesidad de flexibilidad	21
6. Futura evolución de América del Norte y Europa Occidental (OCDE)	23
7. ¿Qué es lo que está en juego para las reformas del mercado de gas europeo?	26
8. Reformas del mercado energético y evolución del GNL	27
9. Convergencia de la electricidad y el gas natural	29
PARTE I: PROMOCIÓN DE LA AUTONOMÍA DE LOS USUARIOS FINALES	31
1. Paso del antiguo enfoque descendente a un Nuevo enfoque ascendente	31
2. Importancia económica de las redes de distribución	32
3. Principales características de la distribución	37
4. ¿Qué está sucediendo en los EE.UU. y la Unión Europea?	38
5. Agenda para los países en desarrollo: sustentabilidad económica de las tarifas	40
6. Privatización y fuente de financiamiento	42
7. ¿Por qué es necesario pasar de compañías de distribución estatales a empresas que sean propiedad de los inversores?	45
8. Reducción de los costos: regulación según normas y franquicias competitivas	47
9. Tamaño óptimo de las compañías locales de distribución	50
10. Tamaño óptimo de las compañías de suministro minorista	51
11. Satisfacción de objetivos contradictorios: pequeñas localmente y grandes regionalmente	52
12. Segmentación vertical	53
13. Resumen de la Parte I: Promoción de la autonomía de los usuarios finales	57
PARTE II: SEGURIDAD DE SUMINISTRO, EL MAYOR DESAFÍO	59
1. ¿El Mercado puede proveer servicios energéticos oportunos, seguros, confiables y económicamente accesibles?	59
2. El rol del operador del sistema de transmisión (TSO)	61
3. Elasticidad de precios a corto plazo y manejo de la demanda	62
4. El enfoque noruego de la confiabilidad a corto plazo	63
5. Seguridad a largo plazo – suficiencia, diversificación y flexibilidad	65
6. ¿Cómo abordar el concepto de seguridad a largo plazo?	67
7. Energía distribuida y seguridad de suministro	75
8. El rol de la transmisión de alto voltaje y del transporte de alta presión	78
9. Resumen de la Parte II: Seguridad de suministro, el mayor desafío	88
PARTE III: DISEÑO DEL MERCADO MAYORISTA	90
1. Soluciones transaccionales nacionales/regionales	90
2. Upstream/midstream: ¿Propiedad y segmentación vertical?	91
3. ¿Generación de energía pública o privada?	96
4. ¿Competencia leal o poder de mercado en los mercados eléctricos?	99

5. El ímpetu hacia los mercados mayoristas competitivos	108
6. ¿Los mercados competitivos pueden adaptarse a otras políticas públicas sin demasiada distorsión?	112
7. Resumen de la Parte III: Diseño del mercado mayorista	117
PARTE IV: FIJACIÓN DE TARIFAS Y POBREZA ENERGÉTICA	119
1. Acceso a la energía y desarrollo económico	119
2. Estructura tarifarias, cómo rastrear la carga e impacto de la demanda	121
3. Subsidios o subsidios cruzados en el interés nacional	129
4. Asegurar el acceso de los pobres a la energía en forma económicamente accesible y sostenible	135
5. Resumen de la Parte IV: Fijación de tarifas y pobreza energética	142
ANEXOS	144
A. Bibliografía	144
B. Miembros del Grupo de Estudios y Expertos Invitados	153
C. Definiciones y Convenciones	155
D. Finalización del mercado energético europeo interno: los pasos faltantes	167

GLOSARIO ABREVIATURAS

AIE	Agencia Internacional de Energía
AVR	Regulación automática de voltaje
BANANA	No construyas absolutamente nada cerca de nadie (del inglés "Build Absolutely Nothing At any cost Near Anybody")
CCGT	centrales de ciclo combinado de gas natural
CEE	Europa Central y del Este
CEER	Consejo Europeo de Reguladores de Energía
CEGB	Oficina Central de Producción de Electricidad (Central Electricity Generating Board – Reino Unido)
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CME	Consejo Mundial de la Energía
CRW	Renovables y residuos combustibles
DSM	Manejo de la demanda
DSO	Operador del sistema de distribución
ERCOT	Consejo de confiabilidad eléctrica de Texas (EE.UU.)
ETWAN	Energía para el Mundo del Mañana: Actuemos Ahora
FCC	Convertidor catalítico en lecho fluido
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía Federal
FSOS	Operadores del Sistema de Transmisión
GLP	Gas licuado de petróleo
HFO	Fuel oil pesado
IOU	Empresa de servicios públicos propiedad de los inversores
IPC	Índice de precios al consumidor
IPP	Productor independiente de energía
ISO	Operador independiente del sistema
ITC	Compañía integrada de transmisión
LDC	Compañía local de distribución
LMP	Fijación de precio marginal según localización
LOLP	Probabilidad de pérdida de carga
LRMC	Costo marginal a largo plazo
MTPE	Millones de toneladas de petróleo equivalente
NETA	Nuevos acuerdos de comercio
NERC	Consejo de confiabilidad eléctrica de Norteamérica
NIMBY	No en mi patio trasero (del inglés "not in my back yard")
PCCE	Producción combinada de calor y electricidad
PUC	Comisión de servicios públicos
QSE	Entidad de programación calificada
RPM	Mercado de regulación de energía
RTO	Operador regional de transmisión
SMD	Diseño de Mercado Estándar
SRMC	Costos marginales a corto plazo
TGC	Certificados verdes negociables
Tpe	Toneladas de petróleo equivalente
TSO	Operador del sistema de transmisión
UFR	Relé de mínima frecuencia
VOLL	Valor de la carga perdida

PREFACIO

Los términos de referencia para este informe, uno de los principales productos del programa mundial de estudios del Consejo Mundial de la Energía 2002-2004, establecen:

“...Es hora de obtener enseñanzas prácticas de estos estudios [anteriores del CME] y de las actuales experiencias sobre la arquitectura deseable de las reformas del mercado en electricidad y gas natural...el enfoque no será profundizar aún más el análisis o proveer recomendaciones técnicas sino construir un debate guiado por el hilo común de la seguridad de la energía y la promoción de la autonomía de los usuarios finales, resaltando las posibles áreas de conflicto de intereses y cuáles son las soluciones amplias que pueden elegirse dependiendo de las circunstancias locales para las diferentes partes de las cadenas energéticas ...la ambición es identificar cuáles deberían ser las preocupaciones claves e iniciar un debate sobre las posibles respuestas...el objetivo es tener un informe final que refleje este debate y continuarlo y desarrollarlo durante el Congreso de Sydney como uno de sus temas principales...”

Las intenciones expresadas en estas líneas han sido confirmadas durante los tres años de trabajo sobre el estudio por parte del presidente del estudio, Dr. Pablo Mulás, y el Grupo de Estudio que lo apoyó. Los cuatro temas previstos en los términos de referencia y que ahora constituyen la esencia del informe son *Promoción de la autonomía de los usuarios finales* (Parte I), *Seguridad del Suministro, el mayor desafío* (Parte II), *Diseño del Mercado Mayorista* (Parte III), y *Fijación de Tarifas y Pobreza Energética* (Parte IV). El Grupo de Estudio ha identificado los asuntos claves para cada uno de estos temas y los ha resumido al final de cada sección. En cuanto a recomendaciones globales, no hay conclusiones primordiales excepto que las circunstancias locales son críticas, y no hay ninguna “panacea” para las reformas de los mercados energéticos que pueda ser aplicada a todos los mercados. Por esta razón, el Comité de Estudios ha elegido no publicar un Resumen Ejecutivo para este informe.

Algunos mensajes ampliamente aplicables fluyen del análisis y se los debe tener en cuenta:

- Las reformas de mercado en los sistemas energéticos son necesarias porque las organizaciones y los métodos de trabajo necesitan evolucionar a medida que cambian la sociedad y el entorno de negocios;
- Las reformas de mercado energético exitosas son solo un subconjunto de una agenda de reformas más amplia, en particular, para la dependencia de los mercados de capitales nacionales;
- La integración regional es uno de los medios más seguros para reducir las incertidumbres de la regulación y proveer un mercado mayor con economías de escala;
- El diseño de mercado es una cuestión relacionada con las circunstancias locales y regionales; en el último caso, existe la necesidad de llegar a un acuerdo entre los países interesados para proceder en común;
- Por último, no hay un modelo perfecto para abordar todas las circunstancias del mercado, pero tal como ya lo ha dicho el CME en publicaciones anteriores, los gobiernos y los reguladores necesitan comprometerse en favor de diseños simples, fuertes, tendientes a la evolución.

Creo que, como tal, este estudio provee una contribución muy útil al debate actual sobre las reformas de los mercados energéticos. En nombre del Comité de Estudios deseo agradecer al Dr. Pablo Mulás de México, presidente de este estudio, a los miembros del

Grupo de Estudio (ver Anexo B), y al coordinador del estudio, Jean-Marie Bourdairé, cuya participación ha sido decisiva para equilibrar cuidadosamente el texto final entre el análisis del pasado y la apertura de nuevos caminos hacia el futuro.

François Ailleret
Presidente del Comité de Estudios
Agosto 2004

PREÁMBULO

Mensajes anteriores del CME

En la Declaración Anual del 2000 del CME *Energía para el mundo del mañana - ¡actuemos ahora!* (ETWAN), la primera de las acciones recomendadas era “Cosechar los beneficios de la reforma del mercado y la regulación adecuada”. Se la resumía del siguiente modo:

“Como regla general, es necesario que los gobiernos se retiren de la gestión directa de los mercados energéticos y deberían restringir su rol a establecer reglas firmes administradas por reguladores imparciales. Las palabras claves son liberalización, comercio, privatización y en forma más general elección del consumidor. Las reformas del mercado deberían tomar en cuenta la creciente relación entre gas, líquidos y electricidad. Es necesario que la agenda para las reformas sea clara y que se la implemente dentro de un marco temporal razonable a fin de disminuir los costos de transición, en particular debido a la mayor incertidumbre que implican las reformas del mercado. Es esencial contar con regulaciones adecuadas y equilibradas que sean establecidas e implementadas por organismos imparciales independientes de la interferencia política a corto plazo.”

Las reformas de mercado también se mencionaban en otras cinco acciones de las diez propuestas por ETWAN:

- Número 2: Mantener abiertas todas las opciones energéticas;
- Número 3: Reducir el riesgo político de inversiones en proyectos energéticos claves;
- Número 4: Fijar los precios de la energía para cubrir los costos y asegurar el pago;
- Número 5: Promover una mayor eficiencia energética;
- Número 7: Asegurar energía económicamente accesible para los pobres.

El CME ha publicado una serie de importantes informes que tratan sobre la reforma de los mercados energéticos:

- *Beneficios y Deficiencias de la Liberalización del Sector Energético*, publicado en 1998 para el 17° Congreso Mundial de la Energía en Houston. Es un resumen exhaustivo de los beneficios y riesgos de la liberalización del sector energético en 33 países y regiones, a ser actualizado para abarcar más de 100 países, cuya información está disponible electrónicamente en el Sistema de Información Energética Mundial del CME (GEIS).
- *Legislación de Energía de Emergencia en Europa Central: Orientación del mercado, compatibilidad internacional, implicancias comerciales*, publicado en 1998 sobre legislación del sector energético en Europa Central y del Este.
- *Diseño y Creación del Mercado Eléctrico en Asia Pacífico*, publicado en el 2001, enfoque desafiante e innovador de las cuestiones de privatización y funcionamiento de los mercados mayoristas.
- *Mercados Energéticos en Transición: La Experiencia de América Latina y el Caribe*, que fue publicado en el 18° Congreso Mundial de la Energía en Buenos Aires en el 2001 y que extiende la discusión a los impactos sociales, sobre el empleo y otros impactos.

Estos estudios han sido tomados en cuenta en la preparación de este informe. Uno de los resultados principales del Congreso Mundial de la Energía de Buenos Aires del 2001 fue la decisión del CME de centrarse en cómo debería ser la regulación adecuada de los mercados energéticos, particularmente en cuanto se relaciona con políticas y regulaciones amigables para los inversores que pueden ayudar a financiar nueva infraestructura para proveer capacidad o acceso seguro a los servicios energéticos tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. El trabajo de seguimiento de 2003 para el Sur de Asia (Bangladesh, India, Nepal, Pakistán y Sri Lanka), incluyendo un taller regional realizado en febrero de 2003 en Colombo sobre reformas del mercado eléctrico, también ha ayudado a dar forma al análisis. Todos estos estudios proveen un útil pensamiento de soporte sobre el diseño de la reforma del mercado energético, especialmente en los países en desarrollo. Todos llegan a conclusiones similares que se resumen en el siguiente recuadro:

Es necesario que las reformas del mercado energético:

- Examinen el potencial de competencia de cada etapa de la cadena energética, no solo las actividades upstream tales como la generación de electricidad o la producción e importaciones de gas natural;
- Aseguren que los beneficios sean conmensurables con los costos para cada etapa de las reformas propuestas del sistema de electricidad y/o gas natural; y,
- Respeten las limitaciones de competencia y los costos (económicos o sociales) que genera y, dado los riesgos y costos potenciales, se centren en opciones simples.

Situación actual

Muchos países, principalmente desarrollados, han comenzado el proceso de reformas con resultados contradictorios. Han surgido preocupaciones debido a la evidencia de fallas o casi fallas del mercado y al costo de incertidumbre subrayado a menudo. La inestabilidad política y/o regulatoria tiene costos directos e indirectos significativos, por ejemplo, tasas de retorno más elevadas y reducción del apalancamiento de la deuda, lo cual da como resultado opciones no óptimas.

La necesidad de contar con un marco institucional estable fue mencionada recientemente por la Comisión de Energía de la Cámara Internacional de Comercio:

“A fin de organizar importantes fondos de inversión privados (e institucionales), debe estar en funcionamiento un marco básico que asegure la seguridad y la predictibilidad de la inversión:

- *Estabilidad política y económica para proveer una predictibilidad razonable para tomar decisiones de negocios y mitigar los niveles de riesgo inaceptables;*
- *Gobiernos que básicamente faciliten la realización de los negocios, y eviten el hostigamiento y la intervención arbitraria;*
- *Presencia de un marco y proceso legal en funcionamiento, seguridad de la propiedad y de las personas, fuerza ejecutiva de los contratos, y marcos confiables de resolución de conflictos;*
- *Marcos económicos y financieros sólidos, incluyendo convertibilidad de la moneda, libertad de remitir dividendos y otros ingresos provenientes de las inversiones;*
- *Políticas de precios, impuestos y subsidios racionales, y régimen regulatorio independiente del proceso político;*
- *Ética comercial fundamental, incluyendo evitar las prácticas corruptas;*

- *Capacidad para proveer habilidades técnicas, bienes y servicios, mediante el movimiento de bienes y personas y una mano de obra posible de ser capacitada.”*

Además, es necesario que haya más conciencia de que las regulaciones del mercado energético son solo un subconjunto del entorno institucional más general: los derechos de propiedad, el estado de derecho, los impuestos y su recaudación, la dependencia de los ciudadanos de las instituciones financieras nacionales y una sociedad equitativa sin la cual el desarrollo económico no puede ser abordado en forma colectiva son también parte de la agenda de reformas. Aquí también se necesita la estabilidad dado que se debe crear confianza a lo largo de un período de tiempo más prolongado y estable durante el cual todos aquellos involucrados en el mercado o en la economía en general vean sus beneficios reales y potenciales. A su vez, dicha estabilidad también será lograda si hay un consenso sobre una visión común y simple en el país o la región que sirva de base a la reforma del mercado energético. La “visión” cubre el mínimo a realizar y, si se tiene que llegar a algún arreglo, cuáles, por qué y cómo se deben abordar los asuntos correspondientes. A menudo estos arreglos se llaman soluciones transaccionales.

Dichas soluciones transacciones cubren varios asuntos que van más allá del contexto energético. Por ejemplo, la cuestión de si la inversión es nacional o extranjera es de fundamental importancia para los países en desarrollo si el objetivo de las reformas es, *inter alia*, depender de capital privado. Algunas soluciones transaccionales son específicas de la energía porque la provisión de electricidad y gas natural tiene características muy precisas:

- Por un lado, dadas las características peculiares de las redes energéticas, los monopolios públicos parecen ser la solución teórica de menos costo para proveer, en principio, máximos beneficios incluyendo una cartera de oferta variada, resistente, segura y adecuada (en cuando a margen de capacidad);
- Por otro lado, los monopolios carecen de incentivos de competencia y “son para los mercados competitivos lo que las dictaduras para los procesos políticos democráticos”¹ Ciertamente, la competencia es el actuador más poderoso para reducir los costos al mínimo y mejorar la eficiencia.

Conciliar fácilmente los beneficios teóricos - pero raramente cumplidos - del monopolio del estado con los de la competencia es un objetivo ambicioso. La mayoría de los países industrializados ya han elegido su modelo y han entablado reformas con un mapa de carreteras para el futuro. Aún no están preparados para considerar otros enfoques, aunque su experiencia no ha sido un éxito indiscutido. En cambio, los países en desarrollo están deseando evitar experimentos costosos pero necesitan cumplir con sus requisitos de energía rápidamente crecientes a pesar de los marcos institucionales inmaduros o inexistentes. Saben que las reformas son indispensables debido a los beneficios indiscutibles de la competencia pero siguen siendo cautelosos en cuanto a ir demasiado lejos en un territorio desconocido; no quieren experimentar los altos costos y los considerables fracasos que tuvieron lugar o quizá siguen teniendo lugar en algunos países desarrollados. Sus palabras claves son simpleza, solidez y bajo costo.

¿Por qué un nuevo estudio?

Para los países que han emprendido la reforma del mercado energético pero ahora dudan de su conveniencia o de la dirección que han tomado, al igual que para muchos países en desarrollo deseosos de comenzar la reforma de sus mercados energéticos porque las

¹ CME 2001 Congreso en Buenos Aires, Ministro de Energía del Uruguay

consideran uno de los medios claves para lograr el acceso a los servicios energéticos para su gente, hay un debate alimentado por los informes del CME arriba descritos y por la variedad de opiniones expresadas por los miembros del CME y otros expertos, ya sea que se trate de las industrias de energía privadas en los países desarrollados o sus contrapartidas a menudo propiedad del estado en los países en desarrollo. Este debate es la piedra angular de este informe. Está guiado por el hilo común de la mejor eficiencia, los costos más bajos, la seguridad energética garantizada y la promoción de la autonomía de los usuarios finales, incluyendo el acceso a la energía para los pobres. Se basa en las experiencias actualmente disponibles y destaca el rol de las circunstancias nacionales, los posibles conflictos de interés y la necesidad de llegar a soluciones transaccionales en momentos críticos y en áreas críticas.

En este informe se presta especial atención a tres aspectos particulares de la reforma del mercado energético:

- Primero, continúan algunos territorios desconocidos: la evolución de la interfaz entre las reformas del gas natural y la electricidad dado el creciente atractivo de las turbinas de gas, sus beneficios para generación de carga media o pico y por lo tanto la noción de “convergencia” entre gas natural y electricidad;
- Segundo, algunos otros territorios son parcialmente nuevos para el CME: las reformas downstream para reducir costos y obtener los beneficios de la competencia en distribución, las economías de escala y de alcance (otro ámbito para la “convergencia” con el concepto de “multi-empresas de servicios públicos”), la necesidad de abordar explícitamente la seguridad y la diversidad de oferta y la “espada de Damocles” de la fuerza del mercado;
- Tercero, es necesario reconsiderar algunos experimentos tempranos con reforma de mercado: al privatizar, ¿un país debería depender del capital privado extranjero o nacional? ¿Cómo debería abordar un país los costos hundidos o las rentas naturales de algunas inversiones? ¿Cómo pueden los precios reflejar los costos para sostener el suministro a largo plazo y continuar proveyendo servicios energéticos económicamente accesibles para los pobres?

El informe abarca estos diferentes aspectos al igual que las soluciones transaccionales que requieren las energías de red dado que reúnen elementos de monopolio (la red) y consumidores cautivos junto con elementos competitivos. Después de una introducción dedicada al funcionamiento del gas y la electricidad y su rápida convergencia, se abordan las reformas de los mercados energéticos bajo cuatro títulos, correspondientes a las cuatro partes del estudio:

- La Parte I está dedicada a la promoción de la autonomía de los usuarios finales, subrayando así la importancia crítica aunque a menudo olvidada de la distribución (y de la oferta minorista);
- La Parte II examina la cuestión de la seguridad y cómo un mercado competitivo puede proveer a tiempo suficiente capacidad con una diversificación sostenible;
- La Parte III trata acerca del diseño del mercado. Tal como lo han confirmado estudios anteriores del CME, ningún sistema es perfecto, y es necesario adoptar soluciones transaccionales dependiendo de las circunstancias nacionales;
- La Parte IV aborda la cuestión de la fijación de precios y las tarifas sostenibles con especial atención al desafío del acceso a los servicios energéticos para los pobres en forma económicamente accesible.

El tratamiento de estos cuatro temas claves es largo y complejo porque muchos aspectos de las reformas de mercado están estrechamente entrelazados. El hecho de que no existe un sistema teórico ideal y que, en ciertos ámbitos, tales como la organización del sector de distribución, haya muy pocos datos empíricos, se suma a la complejidad del análisis. Por último, pero no por eso menos importante, lo que ha funcionado en un cierto contexto y en circunstancias específicas no tiene valor universal porque diferentes soluciones transaccionales pueden haber producido una eficiencia similar o porque, si se aplicara a ciegas a otro país, podría no funcionar bien.

Dados los muchos aspectos de la reforma del mercado energético y la complejidad de los problemas encontrados, este informe a veces se aventura en áreas inexploradas o controvertidas. Tal como están las cosas, refleja los muchos debates dentro del CME y con expertos externos sin necesariamente llegar a conclusiones y recomendaciones. No es una publicación unánime del CME, sino más bien provee la base para un futuro trabajo, ya sea para mejorar el proceso de las reformas en países que ya han avanzado o para discutir cuál debería ser la agenda para las nuevas reformas, especialmente a nivel regional y en los países en desarrollo que aún no han comenzado el proceso de modo serio. El esfuerzo para regionalizar el análisis de este informe podría, por lo tanto, ser parte del Programa de Estudios del CME para el 2005-2007.

INTRODUCCIÓN

1. Dinámica de la electricidad y el gas natural

La energía es un insumo clave para el bienestar económico, con un rol posiblemente diez a veinte veces más grande que lo que sugiere su participación sectorial en el producto bruto interno (PBI). Su contribución al PBI a lo largo del tiempo ha seguido una doble tendencia: aumentos de la productividad (decreciente cantidad de energía primaria total – incluyendo la participación de los combustibles no comerciales – por unidad de PBI) y evolución de la cartera de combustible (de biomasa a carbón, petróleo y ahora a gas natural y electricidad).

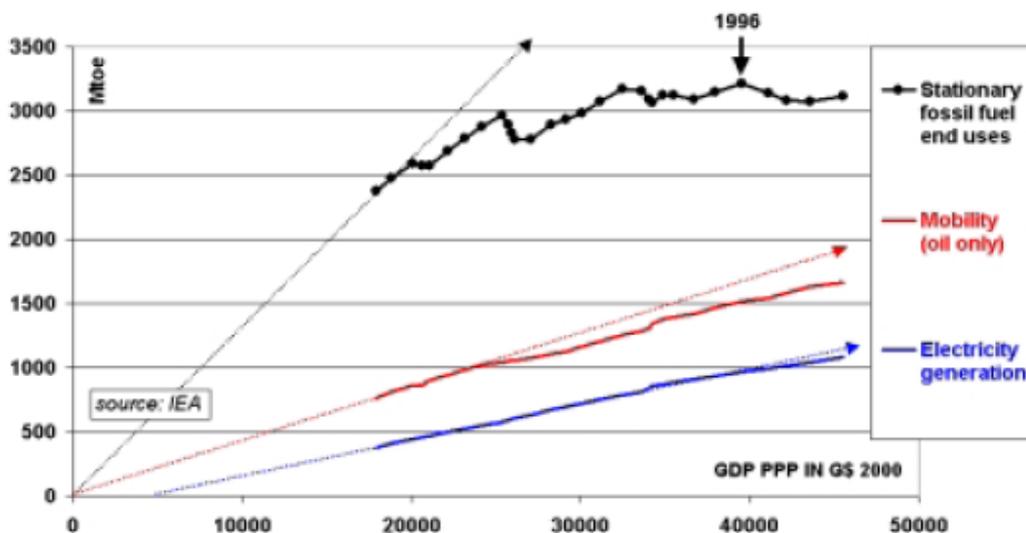
Dentro de la matriz de fuentes de energía primaria a nivel mundial, la participación del gas natural ha ido creciendo a expensas del petróleo y del carbón, pero la participación de los combustibles no comerciales ahora se ha estabilizado luego de un largo declive secular hasta aproximadamente la década de 1970. En cuanto a demanda de energía final, los usos finales estacionarios del combustible fósil han perdido terreno a favor de los servicios de movilidad y electricidad. Una parte de estas tendencias es estructural y refleja el proceso de desarrollo económico, mientras que otra parte es desencadenada por los cambios en los precios y permanece trabada en la reserva de capital. El crecimiento del gas natural en el sector eléctrico es de particular importancia para las reformas de mercado.

La evolución de la oferta y la demanda de electricidad fue identificada y analizada por Chauncey Starr, primer presidente del EPRI (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica) en los EE.UU., y su colega Milton Searl en *Revue de l'Energie*. Fue ampliada a la totalidad del sector energético en el reciente estudio del CME, *Actuadores en la escena energética*, publicado en diciembre de 2003, que muestra, en particular, el rol clave que juega la energía en la dinámica del desarrollo económico (aspecto también muy destacado por el Banco Mundial).

En un mercado en equilibrio, todos los insumos económicos (mano de obra, capital, energía, materia prima, etc.) tienen las mismas productividades económicas marginales. Cuando crece la economía, si las productividades de los insumos no crecieran al mismo ritmo, el que tuviera el valor más bajo (por ejemplo, la energía, si aumenta su precio relativo) se convertiría en el factor limitante del crecimiento del PBI. Para evitar eso, los bajos precios de la energía han tenido una importancia esencial. A su vez, esto significa que la seguridad de suministro (la suma de nuevas capacidades programadas para avanzar al mismo ritmo que la demanda de energía sin aumentar los precios de la energía) es fundamental para un progreso económico estable.

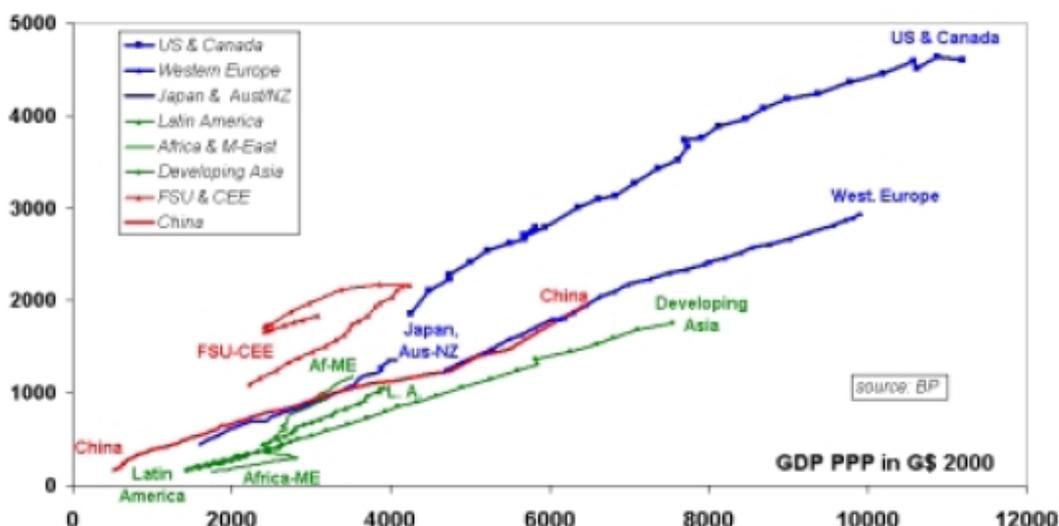
La **electricidad** juega un rol fundamental en esta dinámica. Su evolución está estrechamente ligada al PBI, lo que prueba que la “electrificación” es un actuador del desarrollo y que la falta de acceso a la misma es una de las características del subdesarrollo. La regularidad de las tendencias de demanda de electricidad nacional o regional comparada con la tendencia en PBI cuando el precio promedio al usuario final permanece sin cambios a lo largo del tiempo, al igual que la relación inversa entre demanda de electricidad por unidad de PBI y el precio promedio al usuario final, resaltan el rol esencial de los precios finales de la energía. Esto se demuestra en el Gráfico 1.

INT 1- SERVICIOS ENERGÉTICOS MUNDIALES 1971-2000



En las economías en transición y en el Medio Oriente, la macroeconomía ha cambiado significativamente (después de 1989 en la Ex-Unión Soviética y en Europa Central y del Este, después del fin de la revolución cultural en China alrededor de 1978 y después de las crisis de los precios del petróleo en la década de 1970 en Medio Oriente). Tal como se señala en el Gráfico 2, las correspondientes tendencias eléctricas en estas regiones siguen siendo confusas. En las otras regiones, los precios de la electricidad casi sin cambios (en dólares constantes), incluso en tiempos de crisis petroleras, explican por qué las tendencias eléctricas son regulares, casi lineales, en relación al PBI. La tasa de incremento de la demanda de electricidad varía de una región a la otra, pero está inversamente relacionada a los precios finales promedio y con el tiempo se acerca a una elasticidad de precio final a largo plazo cercana a 1.

TWH INT-2 : TENDENCIAS REGIONALES DE ELECTRICIDAD 1971-2003



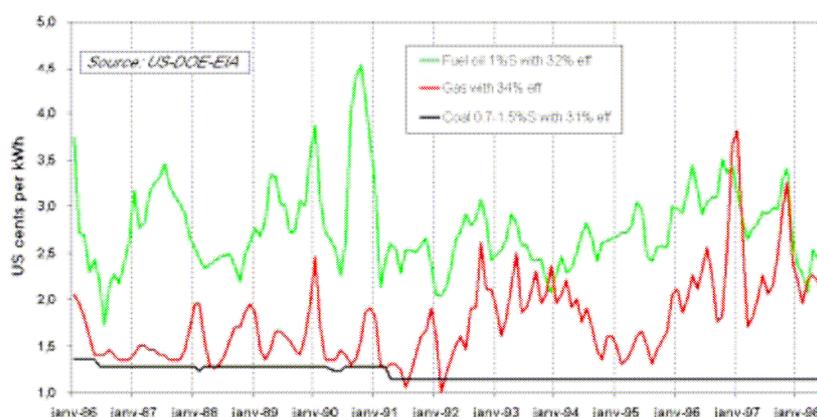
El **gas natural** es importante debido a su participación significativa y creciente en la generación de electricidad. Los bajos costos y la alta eficiencia de las nuevas centrales de ciclo combinado de calor y electricidad al igual que las limitaciones que enfrentan el carbón, las grandes represas hidroeléctricas, la energía nuclear y las nuevas renovables hacen que el gas natural y las CCGT (centrales de ciclo combinado de gas natural) sean la opción más frecuente para las nuevas centrales energéticas. Dado el creciente rol de la oferta de gas natural en la generación de electricidad, las reformas de la regulación tienen que garantizar que la seguridad de suministro tanto del gas natural como de la electricidad no estén en riesgo. Los beneficios a corto plazo de los precios más bajos no deberían perjudicar la confiabilidad, diversidad y crecimiento de los suministros a largo plazo. Es sumamente importante, en términos de electricidad, que los gobiernos y los reguladores comprendan los mecanismos de fijación de precios en los mercados de gas natural competitivos.

2. El rol del sector energético como fijador de precios del gas natural

El gas natural no tiene un mercado cautivo porque sus usuarios pueden pasarse, tarde o temprano, a un combustible alternativo. Este combustible alternativo "marginal" en las calderas o turbinas convertibles para dos combustibles será el fijador del precio del gas. Dado que la demanda industrial de combustible es fija (carga base), mientras que la demanda de electricidad es variable (debido a patrones día/noche y estacionarios), las centrales energéticas juegan un rol clave en la fijación de precios competitivos del gas natural, aún más dado que el gas o los combustibles de petróleo tienen altos costos variables y se los utiliza para carga media o pico (es decir, para usos variables, a diferencia del carbón, la energía hidroeléctrica, o nuclear, que tienen bajos costos de combustible y se utilizan para generación de electricidad de carga base). Por lo tanto, el sector eléctrico está en el centro de la competencia entre combustibles y de la fijación de los precios del gas natural.

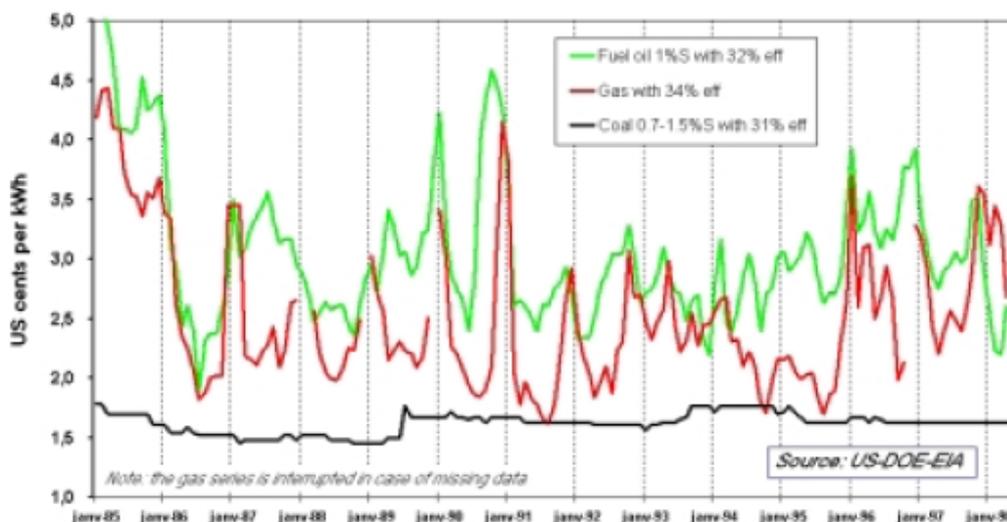
El Gráfico 3 muestra el gas norteamericano con precios fijados en comparación al carbón en los períodos de "abundancia" donde el gas era tan abundante que sustituía a todos los productos del petróleo con capacidad de ser reemplazados y tenía que competir con el carbón sobre una base de kWh. Dada la eficiencia levemente mejor del gas, a US\$1,2/1,3/Mbtu, su precio era equivalente a un precio spot para el carbón del norte enviado a Texas a US\$35/tce en la boquilla del quemador. Esto sucedió en el sur durante la mayor parte de los veranos en el período 1986-1992.

INT-3: PRECIOS SPOT DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA, COSTA DEL GOLFO



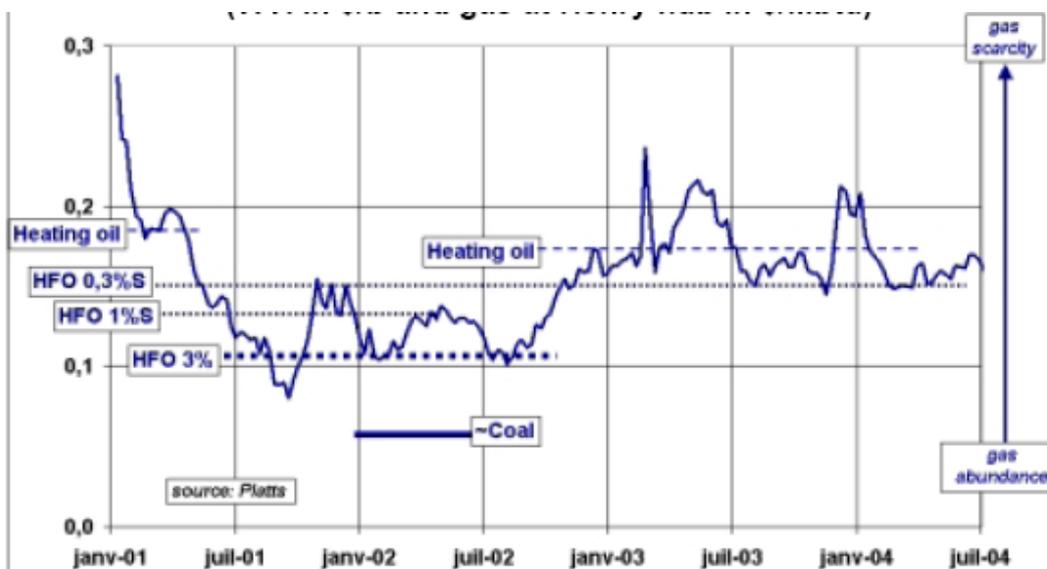
El Gráfico 4 muestra el precio del gas norteamericano en comparación al fuel oil pesado (HFO) cuando el gas es menos abundante, es decir, cuando todos los quemadores multicomcombustible alternativo carbón-gas pasan a carbón. El precio del gas se fija entonces en la boquilla del quemador de las calderas mixtas en comparación con el costo del HFO sobre una base de kWh (evaluando así el 5% de mejor eficiencia y menores costos variables del gas). Esto sucedió en la región noreste durante la mayor parte de los inviernos.

INT-4: PRECIOS SPOT DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA, ATLÁNTICO CENTRAL

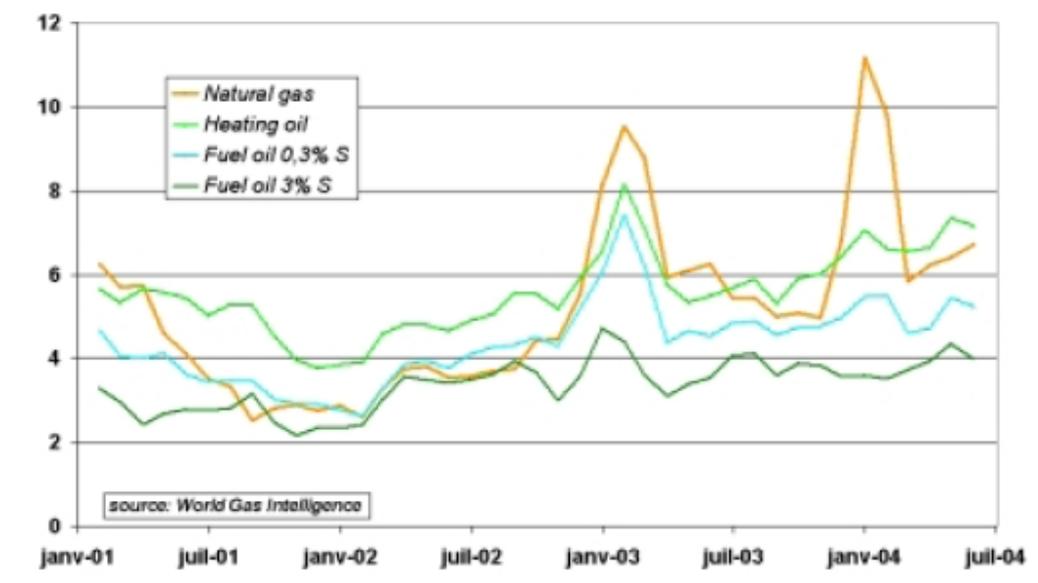


Si todas las centrales mixtas alimentadas a gas/fuel oil pesado (HFO) pasaran a HFO por la escasez del gas (debido a las decrecientes ofertas nacionales y/o a una fuerte demanda invernal de gas por parte de los consumidores cautivos), el precio del gas aumentaría hasta el siguiente combustible marginal, que son los destilados de petróleo utilizados para calderas o en turbinas. Esto ocurrió en los EE.UU. entre febrero y abril de 2001 y durante la mayor parte del 2003. Con una escasez de gas aún mayor, y las capacidades mixtas pasadas a otros combustibles, el precio del gas podría dispararse hasta el nivel de castigos que se imponen a las compañías de distribución cuando no pueden proveer servicio a sus clientes cautivos, digamos, US\$ 50-70/MBtu en el caso de los EE.UU. Esto sucedió muchas veces en el 2003 y 2004 tal como se destaca en los Gráficos 5 y 6.

**INT-5: RELACIÓN GAS/PETRÓLEO EN LOS EE.UU.
(WTI en US\$/b y gas en Henry hub en US\$/Mbtu)**

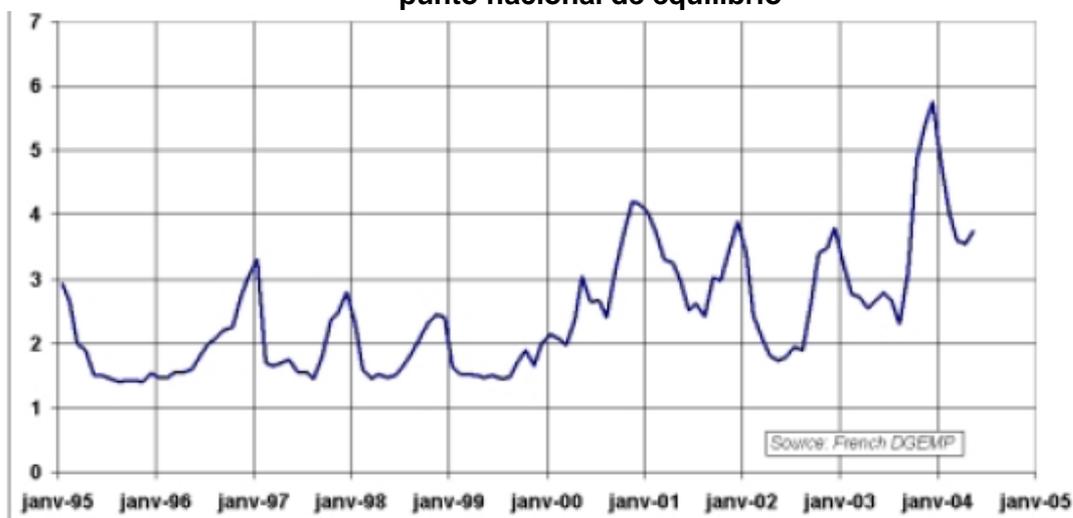


INT-6 COMPETENCIA ENTRE COMBUSTIBLES EN NUEVA YORK



Otro ejemplo de un mercado de gas natural completamente competitivo es el del Reino Unido desde el surgimiento y la supremacía del mercado spot a comienzos de 1995. El Gráfico 7 muestra sucesiva competencia gas/carbón a US\$1,5/MBtu durante el verano, cuando el gas es abundante, y competencia gas/HFO en invierno, cuando el gas se hace más escaso debido a la alta demanda estacional. También demuestra que los precios spot tenían un patrón estacional regular cuando el gasoducto de interconexión aún no estaba abierto, después de lo cual la posibilidad de arbitrajes entre el Reino Unido y Europa continental tuvieron como resultado un patrón más aleatorio a partir de 1999.

INT-7 PRECIO SPOT NBP* EN EL REINO UNIDO (US\$/MBTU)
 * punto nacional de equilibrio



De este modo el precio del gas se fija sobre la base del costo variable del combustible (por producción de kWh) en el sector energético. Puede ser igual a su competidor marginal o puede oscilar entre los precios de diferentes combustibles competitivos tales como:

- Un piso establecido por el carbón y un techo fijado por el fuel oil pesado en períodos de abundancia;
- Un piso establecido por el fuel oil pesado y un techo fijado por el petróleo para calefacción en circunstancias normales de suministro; o
- Superior al piso del petróleo para calefacción en períodos de escasez.

3. Rol clave de los clientes interrumpibles

Más recientemente, desde el invierno del 2003, ha surgido un nuevo fenómeno debido a la disminución de la producción nacional de gas del Reino Unido y la necesidad de importar al margen cuando aumenta la demanda invernal más allá de las capacidades de suministro nacional. Este nuevo precio alto tiene dos causas diferentes pero sin embargo muy ligadas entre sí:

- El “agotamiento” de las capacidades interrumpibles, que empuja a los precios del gas al siguiente nivel de competencia más allá del fuel oil pesado, el de los destilados del petróleo (petróleo para calefacción); y,
- El comienzo de los arbitrajes interregionales de GNL entre la terminal de regasificación norteamericana de Lake Charles y la terminal de regasificación de Zeebrugge en Europa, donde termina el gasoducto de interconexión mencionado anteriormente. Con estos arbitrajes, el alto precio del gas norteamericano y su volatilidad son “exportados” a Europa.

Lo que crea la conexión entre estas dos causas es el hecho de que el elevado precio del gas y la volatilidad en los EE.UU. (ver Gráfico 8) también surgen del “agotamiento” de las capacidades interrumpibles en ese mercado. Lamentablemente, las estadísticas relacionadas con el nivel de interruptibilidad son muy pobres y poco confiables porque la

última investigación del DOE-EIA tiene diez años de antigüedad. En esa década, desaparecieron muchos clientes interrumpibles a causa de las limitaciones ambientales que impiden el uso de fuel oil pesado.

Además, dado que la mayor parte de las CCGT de 200GW recientemente construidas no pueden pasar a destilados, el precio del gas no tiene tope (como sucedió en el mercado de Nueva York, tal como se señala en el Gráfico 6).

INT-8 PRECIOS MENSUALES DEL GAS EN EE.UU. EN HENRY HUB



Nótese la fuerte volatilidad y el progresivo aumento de los precios del gas, partiendo de una competencia carbón/gas a fuel oil/gas y ahora petróleo para calefacción/gas.

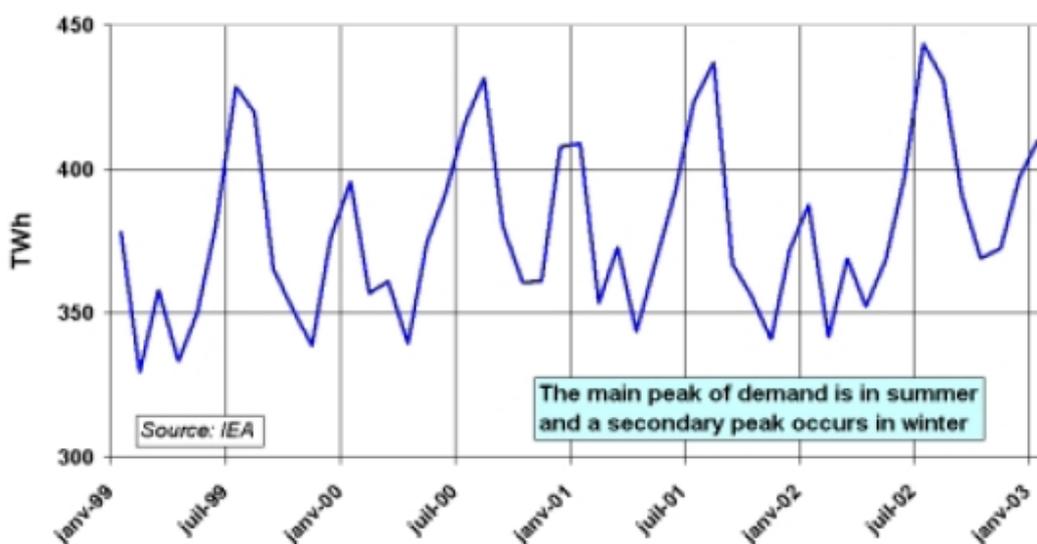
El único modo de mantener los precios del gas natural estables o previsibles, evitar la enorme volatilidad actualmente presente en los EE.UU. y garantizar una ininterrumpida seguridad a largo plazo del suministro de gas natural es asegurarse de que exista suficiente capacidad interrumpible contra el fuel oil pesado en uso industrial y contra destilados (con turbinas para dos combustibles) en el sector energético donde las CCGT están teniendo una participación considerable del mercado eléctrico. Esta es responsabilidad de la política energética del gobierno y las regulaciones que surgen de ella y como tal, tanto la política como la regulación necesitan abordar al mismo tiempo los mercados de gas natural y de electricidad.

4. Naturaleza de la demanda de electricidad

La demanda de electricidad varía durante el día (patrones día/noche), la semana (más elevada durante los días hábiles) y el año (fluctuaciones estacionales) y se describe en los Gráficos 9 y 10 resaltando las diferencias entre América del Norte y OCDE Europa. Esta demanda variable se describe en la curva de carga, que se satisface por el suministro de energía según el orden de méritos. Para el funcionamiento a corto plazo del sistema eléctrico, los costos de capital no tienen importancia, y las centrales energéticas funcionan sobre la base de su costo variable, es decir, el costo del combustible por kWh producido, siendo normalmente las centrales alimentadas a gas natural (excepto durante los períodos de “abundancia”) y a petróleo las de combustibles más caros y por lo tanto las últimas en ser llamadas “en el margen”.

América del Norte y OCDE Europa muestran fluctuaciones estacionarias diferentes y, hasta cierto punto, complementarias. La demanda de América del Norte llega a su punto máximo en verano, como lo hace Japón (que representa 60% de la demanda de OCDE Asia). En Europa Occidental, la demanda llega a su punto máximo en invierno. Por lo tanto, si el gas natural crece en los usos de carga media/pico tal como sugieren las economías y tendencias arriba mencionadas, la correspondiente demanda incremental del gas tendrá lugar en invierno en Europa y en verano en América del Norte y Japón. Dependería entonces de los productores de GNL de Medio Oriente (y aquellos en África hasta un menor grado) arbitrar el destino de sus exportaciones de GNL sobre una base estacional (siempre que exista suficiente flexibilidad para la logística, tales como las capacidades de transporte y de regasificación).

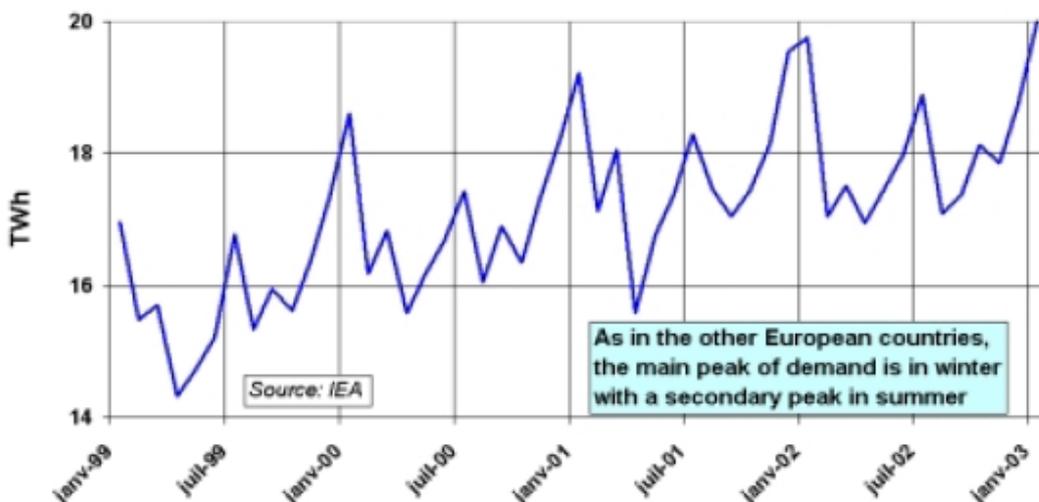
INT-9 ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN LOS EE.UU.



El principal pico de demanda es en el verano y en el invierno tiene lugar un pico secundario.

Sin embargo, es necesario analizar los arbitrajes estacionales en el marco amplio del cambio de la demanda de gas, incluyendo los usuarios cautivos del sector residencial/comercial en invierno y la necesidad de depender del GNL adicional para complementar la oferta nacional y las importaciones de gasoducto. Esto se trata más adelante.

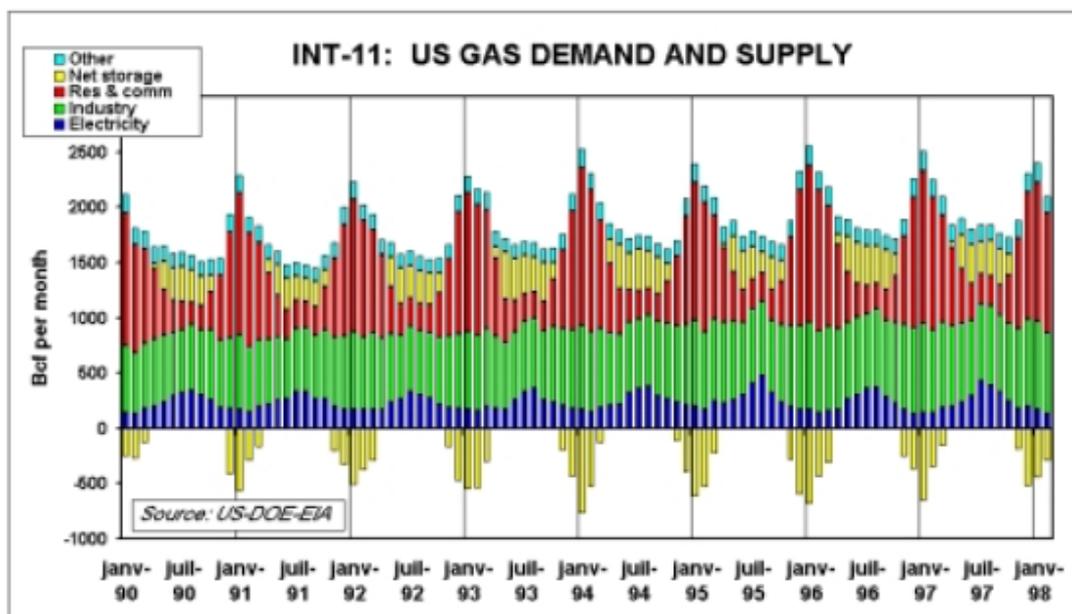
INT-10 ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA



Al igual que en los otros países europeos, el principal pico de demanda es en invierno, con un pico secundario en verano.

5. Naturaleza estacional de la demanda de gas natural y necesidad de flexibilidad

INT-11. OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN LOS EE.UU



Los tres países de América del Norte (Canadá, EE.UU. y México) enfrentan patrones similares de oferta y demanda. Para los EE.UU., que representa el 85% del total del mercado de América del Norte, la serie histórica muestra que la demanda final residencial-comercial (rojo) es fuertemente estacional-invernal, la demanda final industrial (verde), que incluye los productores independientes de energía (generalmente proyectos de PCCE de carga base), es más o menos fija a lo largo del año y la demanda del sector de empresas de servicios públicos es fuertemente estacional-estival. Este último

componente de la demanda está listo para crecer rápidamente dado que el gas natural es el combustible de elección para todas las nuevas centrales energéticas.

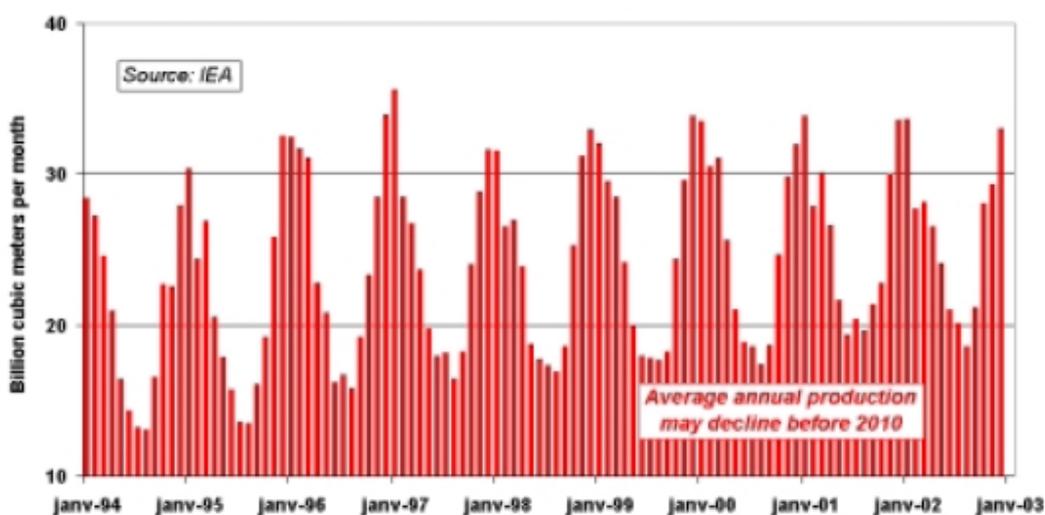
Manejo de la flexibilidad (datos de la AIE 1999)	América del Norte	Europa
Cambio en el consumo *	137%	152%
Cambio en la oferta*, del cual:	107%	125%
- cambio en la producción *	105%	134%
- cambio en la importación *	No significativo	118%
Almacenamiento geológico (% de consumo anual)	17%	13%
Almacenamiento de GNL	0%	0%
Cambio de combustible (% de consumo diario promedio)	9%	12%

* El cambio es el valor estacionario pico expresado como porcentaje del valor anual promedio

Como queda claro a partir del Gráfico 11 y tal como lo confirma la tabla precedente, las variaciones en la demanda de los EE.UU. se adaptan según el almacenamiento (refuerzo en verano, disminución en invierno) sin reducir la producción (básicamente hay un perfil de producción fijo con alrededor de 105% de flexibilidad a lo largo del año). Dado la contra-estacionalidad de la demanda del sector energético, el crecimiento del gas natural en la generación de energía reducirá el cambio total de la demanda y liberará parte del almacenamiento estacional utilizado para proveer la flexibilidad necesaria hasta ahora. A su vez esto reducirá el costo del almacenamiento del gas.

En Europa Occidental, la situación es bastante diferente. Dado que el cambio de la demanda es mayor que en los EE.UU. (152% contra 137%), uno esperaría un almacenamiento mayor al 17% de los EE.UU. El CME ha calculado que una cifra indicativa sería 24% si se supone que la capacidad del almacenamiento debería ser proporcional a la estacionalidad. Tal como señala la tabla precedente, Europa Occidental está lejos de este nivel de almacenamiento, posiblemente debido a la falta de señales de precio adecuadas. Por lo tanto los cambios en la producción e importación de gas natural nacional en Europa tendrán que ser abordados de manera diferente, posiblemente mediante arbitrajes de GNL que unan los mercados norteamericano y europeo de un lado y otro del Atlántico.

INT-12: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL NACIONAL EN EUROPA



La producción promedio anual puede descender antes del 2010.

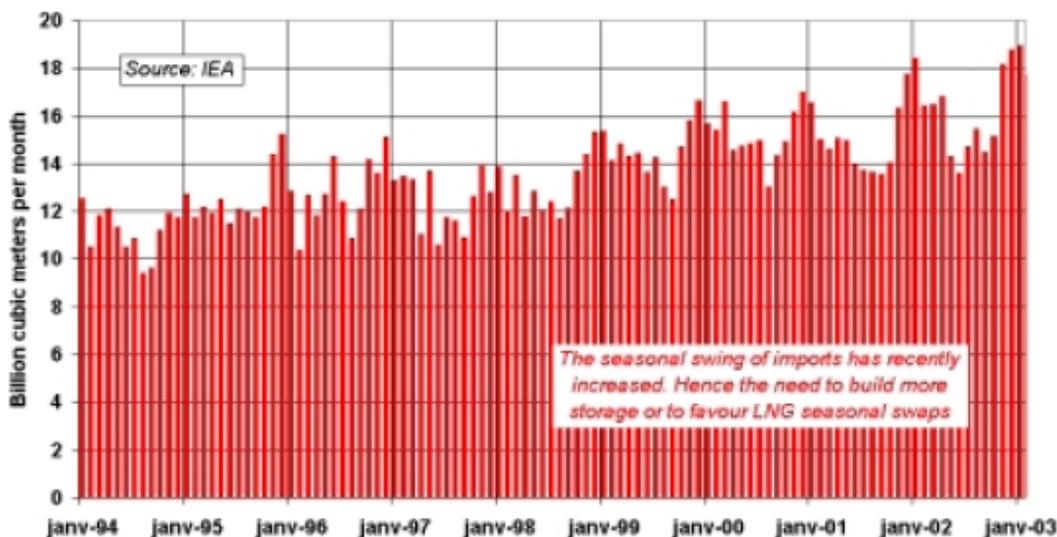
La situación europea se ha empeorado recientemente porque el cambio de la demanda ha crecido debido a una mayor demanda de electricidad, pero la capacidad de variar la oferta ha disminuido con la mayor madurez de la producción del gas natural nacional. En Europa, a diferencia de América del Norte, donde la demanda de electricidad es contra-estacional y por lo tanto reduce la demanda de flexibilidad, la demanda de electricidad alcanza su punto máximo en invierno, y una mayor demanda de gas natural para electricidad significa una mayor necesidad de flexibilidad. Al mismo tiempo, dado que la mayor parte de los yacimientos británicos y holandeses ahora están maduros, su presión y productividad están decreciendo, lo cual reduce las oportunidades de mantener el mismo cambio de producción que se tenía anteriormente. La producción máxima del invierno no está creciendo, como lo muestra el Gráfico 12, mientras que la producción estival sigue creciendo.

Por lo tanto el costo para proveer flexibilidad está creciendo en Europa, probablemente más allá del de los EE.UU. El bajo costo de agregar unos pocos pozos con alta producción a los grandes yacimientos gasíferos jóvenes fue barato y justificó el cambio de la producción en los últimos años, en particular, en comparación con los altos costos europeos de almacenamiento, pero este ya no es el caso actualmente.

Los grandes gasoductos de importación no son la respuesta por motivos económicos o de seguridad para abordar este problema. El gas que no se produce y no se transporta durante el verano no sólo tiene un valor descontado aún menor que la producción nacional aplazada porque la relación reservas/producción es mayor, sino que también parte de la costosa infraestructura que mueve el gas, ya se trate de gasoductos o centrales y barcos de GNL, permanece inutilizada. Además, la seguridad no mejora porque no se puede transportar más gas; en invierno, estos gasoductos están llenos, y en verano, un almacenamiento inadecuado impide el transporte de más gas.

6. Futura evolución de América del Norte y Europa Occidental (OCDE)

Tanto América del Norte como Europa OCDE (que incluye Noruega, pero no Rusia) enfrentan una decreciente oferta nacional de gas natural y un incremento en la demanda para su uso en el sector energético. Ambas regiones requerirán importaciones adicionales de GNL, con certeza en América del Norte debido a que las perspectivas del Ártico son remotas y con altas probabilidades en Europa si su mayor fuente de importaciones extranjeras, Rusia, no puede aumentar significativamente su capacidad de producción y exportación. Sin embargo, las dos regiones están enfrentando situaciones opuestas en cuanto a flexibilidad estacional. El cambio de la demanda disminuirá en América del Norte, requiriendo por lo tanto menos flexibilidad, mientras que aumentará en Europa Occidental, donde se necesitará mayor flexibilidad estacional.

INT-13: IMPORTACIONES DE GAS NATURAL A EUROPA

El cambio estacional de las importaciones ha aumentado recientemente. De ahí la necesidad de construir mayor almacenamiento o favorecer intercambios estacionales de GNL.

La creciente falta de flexibilidad estacional en Europa OCDE queda confirmada por la tendencia en el patrón de importaciones que se expone en el Gráfico 13. Las variaciones estacionales en las importaciones están creciendo a pesar de sus pobres economías. ¿Cómo responderá Europa a la aún creciente necesidad de estacionalidad?

Es poco probable que los exportadores por gasoducto, Rusia y Argelia, acepten un fuerte cambio estacional, pero la duplicación requerida en la capacidad de almacenamiento es en el mejor de los casos una posibilidad remota dado su costo. El único otro medio fácil de aumentar la flexibilidad estacional es utilizar GNL para arbitrajes estacionales con América del Norte.

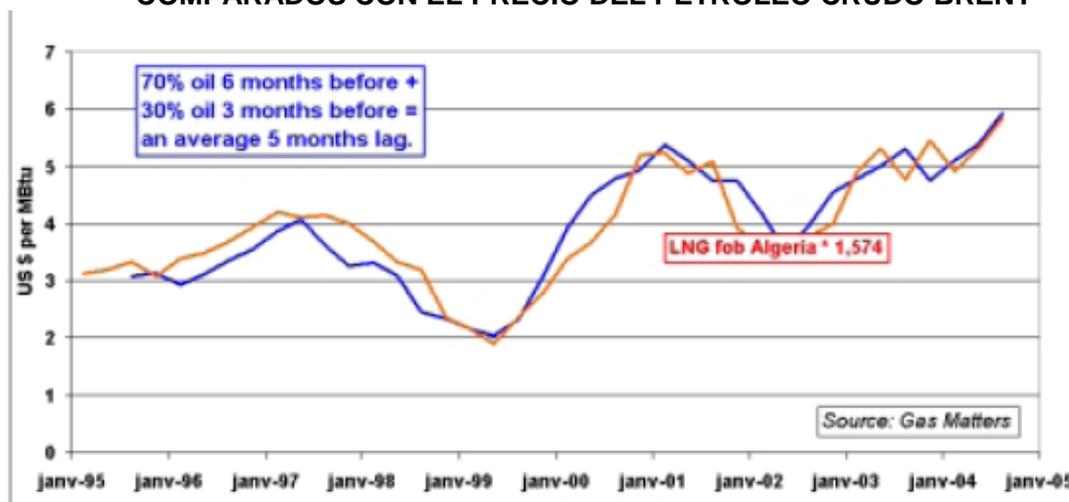
Los arbitrajes estacionales de GNL entre las dos orillas del Océano Atlántico o, accesoriamente, con los países asiáticos, pueden ser desencadenados por escasez física de gas, aún sin señales de precio perfectas. Este fue el caso en el 2002-2003 para Corea y Japón, cuando los mayores costos de la oferta fueron absorbidos por los consumidores que no tenían opción, ya que eran totalmente dependientes de la oferta y de los precios de sus monopolios. Sin embargo, sin una fijación de precios spot, la escala y el alcance de los cambios de GNL serán menores que en un entorno de fijación de precios spot transparente. Este desarrollo será reforzado aún más por el creciente rol que jugarán los EE.UU. en el mercado de gas, gracias a su profundidad, transparencia y liquidez.

Hasta el año 2000, el GNL estaba casi totalmente ausente en América del Norte porque los precios del gas eran poco atractivos para el GNL. La oferta nacional estaba creciendo regularmente y no se esperaba que se convirtiera en una limitación. Además, era poco frecuente desviar de la ruta los cargamentos de GNL entre Europa y Asia dado que estas dos regiones tenían sus propias fuentes de suministro con contratos a largo plazo. Con la oferta de gas nacional actualmente más restringida en América del Norte, uno podría preguntarse si Europa no tendrá que proponer precios atractivos y transparentes a los proveedores de gas a fin de ser competitivos por derecho propio. Esta tendencia general coincide con las reformas de mercado lanzadas por la Comisión Europea y la necesidad de flexibilidad de las "islas" europeas de GNL (Península Ibérica, Turquía, posiblemente Grecia).

Más generalmente, puede esperarse que la presión de la competencia, ya sea entre diferentes mercados regionales o dentro de un mercado regional dado, introduzca una fijación de precios más flexible. Esto es lo que está sucediendo en Asia, que ha pasado de ser un mercado comprador a un mercado vendedor debido al crecimiento regional, si no internacional, de la demanda de su gas relativamente abundante. Los recientes acuerdos firmados por China con Australia e Indonesia son una clara reducción del “antiguo” sistema de precios dominado por Japón basado en la paridad entre GNL CIF y una canasta de crudos parafínicos dulces regionales.

Esta canasta, llamada el Japanese Crude Cocktail (JCC) (Cóctel de crudo japonés), fue elegida por razones de calidad debidas a las limitaciones ambientales y porque la protección de la industria japonesa de refinado mediante derechos de aduana la hacía más barata que importar fuel oil pesado. Dado que estas dos limitaciones jugaban un rol menos importante en Europa, los monopolios de gas eligieron fijación de precios “netback” (precios determinados a partir de asegurar cierto margen de refinación negociado con sus clientes) basados principalmente en un promedio ponderado del precio de los productos de petróleo substituidos (generalmente alrededor del 50% del petróleo de calefacción correspondiente a los usos residenciales/comerciales y alrededor del 50% del fuel oil pesado correspondiente a los usos industriales).

INT-14: CONTRATOS DE GNL A LARGO PLAZO (FOB ARGELIA) COMPARADOS CON EL PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO BRENT



Estas fórmulas fueron utilizadas en contratos de veinte años con severas cláusulas de cantidad mínima a pagar, es decir, suministro de carga base sin dimensión estacional. Esto se muestra en el Gráfico 14, basado en los precios registrados reales. Muestra que el precio del GNL de Argelia está bien modelado por una indexación del petróleo con un lapso de cinco meses.

Sin embargo, este tipo de fijación de precios tiene varias desventajas:

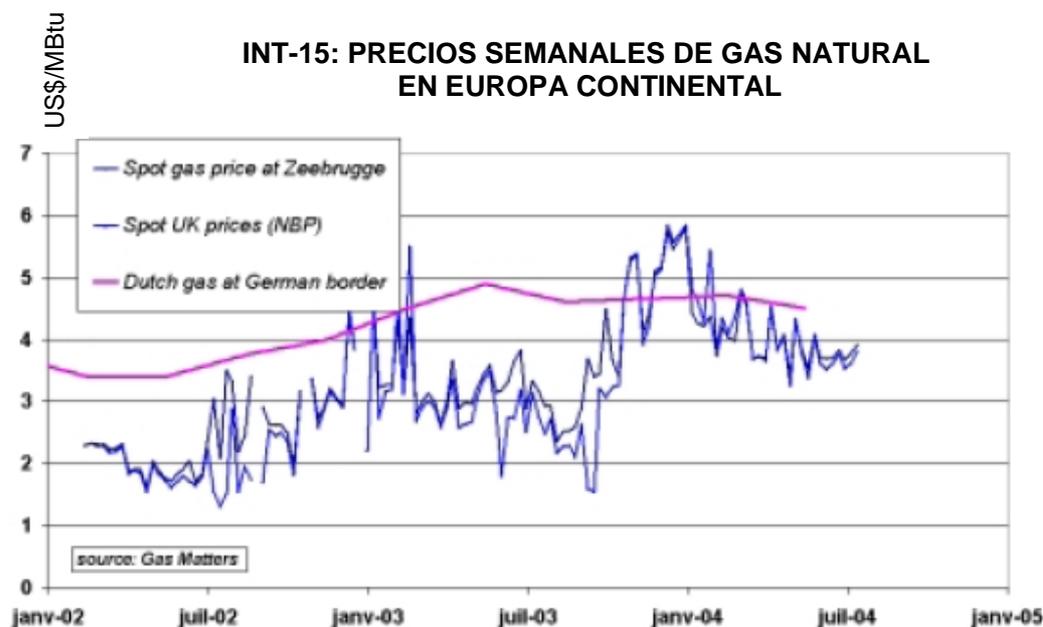
- Refleja un promedio y no una competencia marginal, mientras que la señal de precio competitivo correcta es la que refleja el equilibrio instantáneo de la oferta y la demanda en el margen;
- Dependiendo únicamente del precio del petróleo o de los productos de petróleo, no refleja el valor spot del gas, alto en invierno y deprimido en verano debido al cambio en la demanda en los mercados claves;

- Dado que estaba combinado con “cláusulas de destino”, hace difícil (si no imposible) el cambio de ruta de los cargamentos de GNL donde existe escasez de gas.

7. ¿Qué es lo que está en juego para las reformas del mercado de gas europeo?

No hay duda de que se necesitan reformas del mercado, porque un mercado competitivo traerá señales pertinentes y permitirá la flexibilidad de los intercambios geográficos, pero la transición del contexto de fijación de precios anterior es difícil porque las reformas raramente son una situación de ganar-ganar para todos los actores. A este respecto, es interesante comparar qué sucedió en los EE.UU. durante la década de 1980 y qué podría suceder en Europa.

En los EE.UU., la situación quedó congelada debido a que las compañías de gasoductos (que eran tanto transportadoras como empresas mercantiles) habían asignado nuevos suministros a altos precios y se enfrentaban con una caída en la demanda. El acuerdo que les ofreció la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) era liberarse de estos compromisos de compra pero simultáneamente permitir el acceso de terceros y eliminar su función mercantil. Los precios más bajos tuvieron un impacto positivo sobre la demanda y progresivamente permitieron a los productores y transportistas recuperar participación en el mercado. Al mismo tiempo, el desarrollo de competencia gasoducto a gasoducto redujo los costos de transporte, compensando parcialmente la caída de los precios finales de gas natural.



Actualmente en Europa la situación es diferente que en los EE.UU. de la década de 1980 porque no hay una crisis de la demanda y tampoco hay gas inmovilizado. Sin embargo, tal como se señala en el Gráfico 15, hay una clara diferencia en términos de precios anuales promedio del gas entre los precios spot más bajos pero más estacionales en el Reino Unido y Zeebrugge (Bélgica) y los precios suavizados asociados a los contratos firmes de compra a largo plazo, por ejemplo, el gas holandés entregado a la frontera alemana.

Entonces, ¿quién va a perder?

- Generalmente hablando, NO serán las empresas de gas si pueden renegociar sus antiguos contratos sobre la base de los nuevos precios spot actuales (en la mayoría de los contratos hay posibilidades de reapertura del contrato que anticipan dichos cambios) o si se les paga la diferencia entre los precios reales y negociados como costos hundidos;
- Posiblemente las empresas de transporte (que ahora están confundidas con los monopolios de gas) PODRÍAN estar en condiciones de perder si se redujeran el costo de acceso y/o las ganancias permitidas de las redes segmentadas;
- Ciertamente, sin embargo, los productores nacionales y los exportadores ² a Europa PERDERÍAN si la competencia redujera los precios mayoristas más que los costos de transporte dentro de Europa.

8. Reformas del mercado energético y evolución del GNL

En este informe se trata acerca de la conveniencia y el modo en que las empresas de distribución y suministro minorista deberían tener acceso al mercado mayorista o a los contratos directos a largo plazo, pero la cuestión de los intercambios de GNL es pertinente para los fundamentos de la fijación de precios de la electricidad y el gas natural. Con respecto a esto, se debe recordar la importancia de la infraestructura (centrales de licuefacción, barcos de GNL y terminales receptoras de GNL) y de los plazos de producción para localizarlas y construir las, con un mínimo de cinco años dada la duración del proceso de regulación y toma de decisiones. En otras palabras, gran parte del nuevo mercado no puede existir y no existirá antes del 2007.

² Para los productores y exportadores, la estrategia de buscar rentas downstream probablemente no se materialice. Los consumidores industriales que no son verdaderamente interrumpibles contra HFO serán reacios a aceptar precios más elevados y perder los subsidios que disfrutaban en la época de los monopolios. La electricidad es un mercado de alto valor pero no generará rentas debido a la creciente convergencia electricidad-gas. Por último, el hecho de que las compañías locales de distribución no se hayan convertido en clientes "elegibles" significa que no pueden contratar directamente de los nuevos proveedores (mucho más cuando han firmado contratos a largo plazo con sus sociedades controlantes). El único camino que queda es largo y costoso: seleccionar clientes uno a uno gracias a la competencia minorista.

Órdenes de magnitud en las tres regiones de la OCDE para fines del año 2000 (cifras redondeadas)			
	América del Norte	Europa	Asia-Pacífico
Electricidad			
Capacidad total de empresas de servicios públicos e independientes (GW)	944	682	365
Producción anual de electricidad (TWh/año)	4800	3400	1840
Crecimiento anual esperado (TWh/año)	120	70	50
Crecimiento anual correspondiente en Mtpe/año ³	18	11	7
Gas natural			
Consumo anual (Mtpe/año)	715	415	120
Cambios no satisfechos para usos finales (Mtpe/año) ⁴	-	18-27	???
Crecimiento anual esperado para la electricidad (Mtpe/año)	15-18	4-8	5-7
Crecimiento anual esperado de GNL para electricidad (Mt/año)	12-15	3-5	4-6

Queda claro a partir de la tabla precedente que el potencial para los intercambios es importante con, por ejemplo, la venta del excedente de gas europeo estival a América del Norte y Japón. Sin embargo, se deben cumplir tres condiciones:

- Un comercio suficientemente grande de GNL. Ese será el caso en alrededor de cinco años, dado que entrarán en funcionamiento las muchas centrales de licuefacción y los enormes potenciales de Qatar e Irán;
- Capacidades excedentes de las terminales de importación y transporte (esto es posible para el transporte, con un 50% de crecimiento de la capacidad, pero incierto para las terminales debido a las actitudes de oposición a los destrozos urbanístico o medioambientales en su zona de residencia⁵);
- Mercados spot mayoristas completos, y precios que permiten arbitrajes y cobertura de riesgos (existen mercados mayoristas en los EE.UU., Canadá y el Reino Unido, pero su surgimiento es incierto en Europa e improbable en Japón).

Los intercambios tienen un costo de alrededor de US\$1/Mbtu, lo cual refleja la disponibilidad de la siguiente terminal de regasificación (20-30 centavos por MBtu) y de capacidad extra de transporte para cruzar el océano (60-80 centavos por MBtu). Es

³ Si se supusiera que toda la demanda adicional de electricidad estuviera alimentada a gas con una eficiencia promedio del 50% (consumo específico de calor de 6800 Btu/kWh). La demanda de gas para electricidad de América del Norte habría aumentado en sólo 15 Mtpe por año entre 1999 y 2001, pero esto puede atribuirse al menor crecimiento económico de ese período. La demanda de gas europeo habría crecido en alrededor de 5 Mtpe/año más que la cifra indicada porque aún hay posibilidades de aumentar el factor de capacidad de las centrales a carbón y nucleares.

⁴ Esta cifra es incierta pero se espera que aumente rápidamente con la creciente madurez de los yacimientos gasíferos británicos y holandeses. En comparación con la producción invernal europea fija, la producción estival de gas ha aumentado en más de 20 mil millones de metros cúbicos desde 1996. El crecimiento de la demanda podría empujar esta cifra hasta el 50% para el año 2007.

⁵ En inglés: Not in my back yard (NIMBY)

necesario comparar dicho costo con el valor del intercambio, es decir, la diferencia estacional entre los precios en invierno y en verano en Europa. Dichos valores estacionales no están disponibles, pero se los puede calcular. Por ejemplo, el diferencial marginal reflejado en las cláusulas de flexibilidad de los antiguos contratos de British Gas cuando era el único comprador de todos los yacimientos británicos era un descuento mayor al 50% para el gas estival en comparación con el gas invernal, o alrededor de US\$2/MBtu actualmente, valor consecuente con la economía de la producción aplazada. Dado que es mucho mayor que el costo indicativo de US \$1/MBtu, no hay duda de que grandes cantidades de gas serán intercambiados estacionalmente entre los dos mercados a ambos lados del Océano Atlántico.

En el mundo del GNL anterior a 1999-2000, los arbitrajes spot eran poco frecuentes (los cargamentos spot eran el resultado de una producción de las cadenas de GNL mejor que el planificado). El “mercado” de GNL estaba dominado por la integración vertical, similar a la que existía en el mercado petrolero con anterioridad a la primera crisis del petróleo. El período de 1999-2000 fue un período de importancia comparable al de 1973-74 en el mercado petrolero. No sólo el aumento del precio del petróleo a US\$22-28/barril hizo económico el GNL (si se le fija el precio en comparación con el fuel oil pesado) en todas las regiones del mundo, sino también la caída de la oferta de los EE.UU. exigió nuevas importaciones de GNL, abriendo por lo tanto el profundo, transparente y flexible mercado de gas norteamericano al resto del mundo. En cuanto al petróleo, donde el impacto total del fin de los lazos verticales se sintió completamente recién a comienzos de la década de 1980 debido a los prolongados plazos de producción para las nuevas inversiones, el GNL está listo para perder al menos parte de sus contratos a largo plazo integrados verticalmente y quedar dominado por la fijación de precios spot. Las reformas del mercado energético están fuertemente ligadas a este trastorno. Al mismo tiempo que el gas está atravesando este cambio fundamental, su rápido crecimiento en el sector energético es el disparador para una nueva convergencia que requiere que se acelere el ritmo de las reformas del mercado.

9. Convergencia de la electricidad y el gas natural

El concepto de convergencia resume el potencial teórico de un proveedor de electricidad y gas de elegir el que sea más económico en cualquier momento, ya sea para vender su gas directamente o para venderlo como electricidad después de utilizarlo en una central energética.⁶ El instrumento para hacer la elección es la “spark-spread”, palabra inspirada en el “crack-spread” del refinado de crudo (arbitraje refinado), cuando la opción es utilizar materias primas energéticas directamente o transformarlas en productos de petróleo más sofisticados en un conversor catalítico en lecho fluido. (FCC).

Básicamente, este concepto implica que se puede hacer una elección para maximizar las recompensas económicas. De hecho, basándose en los anteriores análisis, uno podría preguntarse si la “convergencia” no está sucediendo espontáneamente y muy rápidamente en el mercado, acabando así con las oportunidades de arbitraje entre los mercados de gas y electricidad. Para responder a esta pregunta, se deben recordar tres hechos:

⁶ Esto se refleja en el concepto popular de “spark spread”. Las spark spreads reflejan la diferencia del valor marginal del gas para diferentes eficiencias de conversión a 7.000 Btu/kWh (48,7% eficiencia), 8.000 Btu/kWh (42,6% eficiencia), 9.000 Btu/kWh (37,9% eficiencia) y 10.000 Btu/kWh (34,1% eficiencia). Las eficiencias más elevadas corresponden a las CCGT, mientras que los valores inferiores se asocian a las calderas o a las turbinas de ciclo simple.

- Existe una demanda de gas en el sector eléctrico porque la CCGT es la opción de costo total más bajo⁷ para el uso de carga base si se utilizan altas tasas de descuento (justificadas por las incertidumbres creadas por las reformas) que “acaban con” todos los proyectos que requieren grandes inversiones de capital (tales como los hidroeléctricos, nucleares y de carbón);
- En el margen, el precio del gas está establecido por su competidor del petróleo en el sector eléctrico y no tanto en la industria que funciona en carga base. Este proceso dice, con referencia al precio, que no hace diferencia si se utiliza gas o su competidor el petróleo, ya que tienen el mismo valor;
- Excepto durante los períodos de “abundancia” de gas, el gas natural está en paridad con los productos de petróleo. Dado que son los combustibles más caros, los productos del petróleo se utilizan “en el margen”, es decir, para carga media/pico, en la parte superior de la clasificación de orden de méritos, y por lo tanto establecen el precio de la electricidad.

La conclusión es triple:

- Primero, la convergencia probablemente se convierta en un hecho de la vida cotidiana y no tanto en una oportunidad estratégica a largo plazo. Si este fuera el caso, tal como lo sugiere el razonamiento, la construcción de CCGTs es una estrategia que cubrirá sus costos pero no creará rentas;
- Segundo, los inversores en el sector eléctrico deseosos de crear rentas a largo plazo necesitan trabar un precio bajo para el gas mediante un contrato a largo plazo (en cuyo caso ya no son parte de la competencia spot) o diversificar en tecnologías de carga base (carbón, nuclear, hidroeléctrica); y,
- Tercero, uno puede prever que las reformas “maduras” darán como resultado actores “maduros” deseosos de crear rentas a largo plazo; a su vez esto creará la diversificación de las tecnologías de generación y de los combustibles que la “carrera hacia el gas” ha dejado de lado.

Para abordar el tema de las reformas de mercado que siguen a continuación, es necesario tener en cuenta dos mensajes:

1) Las reformas de los mercados de electricidad y gas natural se están convirtiendo cada vez más en dos caras del mismo problema. Esto es cierto para todos los países que utilizan el gas en forma extensiva; esto es principalmente los países industrializados, porque sólo unos pocos países en desarrollo tienen un mercado de gas; y,

2) El desafío no es la “convergencia” que realmente tiene lugar tan pronto como surge la competencia, cualquiera sea la disposición de los operadores, sino el manejo de las flexibilidades estacionales dadas las tendencias en los dos usos principales del gas, el de carga media/pico para electricidad y el de uso final directo residencial y comercial.

⁷ Se puede hallar información exacta acerca de los costos de la electricidad en las series publicadas conjuntamente por la AIE (Agencia Internacional de Energía) y la NEA (Agencia de Energía Nuclear), ambas organizaciones hermanas de la OCDE, en “Costos de referencia de la electricidad”. Sobre el fundamento de la carga base, y con un costo de capital del 10%, una central alimentada a carbón tiene el mismo costo total de electricidad que una CCGT con gas a US\$4/MBtu. Para los precios del gas de hasta US\$6/MBtu y menores tasas de utilización, la CCGT siempre es la tecnología más barata, incluso cuando su eficiencia es menor para usos discontinuos

PARTE I: PROMOCIÓN DE LA AUTONOMÍA DE LOS USUARIOS FINALES

A pesar de las diferencias en sus agendas (por ejemplo, el problema de la solvencia en los países en desarrollo o el deseo de pasar a la competencia minorista en los países desarrollados), la mayoría de los países ven los beneficios de la reforma del mercado energético. Dichas reformas no son un fin en sí mismas, y es necesario que el electorado comprenda y acepte sus beneficios a largo plazo en cuanto a seguridad de suministro, calidad del servicio y sistemas eficientes (para no mencionar los precios más bajos, que no siempre son el resultado de las reformas).

El deseo de un país de lanzar reformas es una oportunidad de descubrir lo que ha sido probado en otra parte y aprender de las opciones a menudo muy diferentes que hacen los diferentes países al igual que de las recompensas/sanciones que encuentran en el camino elegido. Dicha identificación de las mejores prácticas es útil no sólo porque provee nuevas percepciones nacionales – una forma bastante útil de transferir habilidades técnicas y gerenciales – sino también debido a la evidencia de que la integración regional (estandarización e interconexiones) reduce los costos y aumenta la confiabilidad de los sistemas energéticos.

1. Paso del antiguo enfoque descendente a un nuevo enfoque ascendente

La facultad de tomar decisiones durante décadas estuvo en manos de monopolios estatales únicos (como en la mayoría de los países europeos) o de monopolios propiedad de los inversores y controlados por el estado (como en los EE.UU.). Para la electricidad, la matriz de centrales y combustibles, el grado de confiabilidad/seguridad, el tipo y nivel de tarifas e incluso la elección de los medidores fue impuesta a la mayoría de los consumidores sin que ellos tuvieran voz ni voto. Para el gas natural, la responsabilidad de los gasoductos y los contratos de suministro a largo plazo era monopólica porque se consideraba que era el mejor modo de expandir la infraestructura. La distribución del gas estaba controlada en un modo similar al de la electricidad.

Después de la Segunda Guerra Mundial se crearon grandes monopolios supervisados por agencias del gobierno. Ellos fueron el diseño preferido en la mayoría de los países debido a las ventajas observadas, a saber:

- Menores costos financieros (podían soportar un nivel de deuda más elevado con mejores condiciones de préstamos y menores primas por riesgo porque sus tarifas garantizadas los convertían en una actividad de bajo riesgo);
- Economías de escala y despidos limitados que estaban asociados a las firmas de pre-guerra pequeñas y dispersas, que aumentaban la seguridad de suministro a un costo más bajo; y,
- Decisiones centralizadas más fáciles sobre inversión y financiamiento hechas para encontrar un equilibrio entre las ganancias proporcionadas a la industria, los impuestos para el gobierno⁸ y las bajas tarifas para los usuarios finales.

Sin embargo, con el tiempo hubo una creciente percepción de los problemas de gobernabilidad, reflejados en un manejo pobre de la generación (el exceso de construcción de capacidades), transmisión (“inversiones doradas”) y distribución (exceso de personal, altos costos de mano de obra y subsidios cruzados entre las diferentes categorías de clientes). Desde hace alrededor de veinte años, los monopolios energéticos en una serie de países fueron sometidos a una estrecha vigilancia debido a estas ineficiencias, el deseo de favorecer la generación descentralizada (por ejemplo, calor y

⁸ En la época del monopolio de CEGB en el Reino Unido, estos ingresos eran de alrededor de £500 millones por año.

electricidad combinada industrial o PCCE), el avance en las tecnologías de gas natural y su potencial para centrales de menor escala y nuevos aires de liberalismo soplando desde los Estados Unidos y el Reino Unido.

Para la electricidad de los EE.UU., las reformas fueron impulsadas por los altos costos de generación y los márgenes de capacidad excedente⁹ que estaban contribuyendo a los altos precios de la electricidad. Las reformas en los EE.UU. comenzaron con la apertura de la generación a nuevos actores, pero el principal actuador fue la incapacidad del sistema de gas natural fuertemente controlado de proveer suficiente gas durante la década de 1970, con el resultado de que las reformas comenzaron en la boca del pozo con la eliminación de los controles de precio. En el Reino Unido, el actuador fue el deseo de reducir la influencia de los sindicatos de mineros de carbón sobre los precios de la electricidad, pero pronto apareció un segundo actuador: la necesidad de que el gas barato del Mar del Norte estuviera disponible para alimentar el crecimiento en las PCCE industriales resultantes de las reformas eléctricas.

Entonces tanto en los EE.UU. como en el Reino Unido, las reformas del mercado comenzaron en el sector upstream con la posibilidad de que nuevos actores construyan sus propias centrales (respectivamente, para perforar nuevos pozos de gas) y que provean electricidad más barata a la red (mediante gas más barato). En este contexto, tenía que abrirse la transmisión de alto voltaje (HV) para electricidad o transporte a alta presión (HP) para gas natural, con el corolario de la creación de mercados mayoristas competitivos. Sin embargo, la distribución y el comercio minorista permanecieron en gran parte intactos. Solo entraron bajo presión como una “extrapolación” de la apertura de los mercados mayoristas competitivos.

2. Importancia económica de las redes de distribución

Los extractos de la prensa que aparecen en el recuadro de la página 34 se relacionan con unos pocos ejemplos específicos acerca de la reforma del mercado eléctrico en los EE.UU. Son bastante negativos y explican por qué la liberalización downstream en los EE.UU. está paralizada. En Europa, por el contrario, el impulso continúa. Más del 80% de los consumidores de electricidad ya tienen la libertad de elegir su proveedor, y para el año 2007, lo podrá realizar el 100%. Tal contraste en la experiencia entre América del Norte y Europa sugiere que el paso final en la reforma del mercado, el que llega a los consumidores finales pequeños, es problemático y merece más consideración de la que generalmente se le ha brindado desde que comenzaron las reformas del mercado. En algunos países, el ir demasiado lejos demasiado rápido ha sumado costos significativos y complejidad en beneficio de terceros y de los accionistas privados, pero a expensas de los usuarios finales.

En algunos casos, en particular para muchos países en desarrollo, las reformas totales del mercado que se extienden hasta la competencia minorista serían inapropiadas porque su diseño y aplicación son demasiado caros y son demasiado complejas para fomentar resultados competitivos. Ha habido mala experiencia con la privatización con nuevos

⁹ Las nuevas instalaciones se construyeron después de la primera crisis petrolera para diversificarse saliendo del petróleo y entrando en el carbón y la energía nuclear. Fue una decisión prudente dado que el petróleo se había tornado y seguía siendo no competitivo para generación de energía de carga base en comparación con el carbón y la energía nuclear. Se construyó demasiada capacidad nueva porque se suponía que continuaría el rápido crecimiento de la demanda de electricidad experimentado en la década de 1960. Retrospectivamente, el único error dramático de los antiguos monopolios de electricidad era su fracaso en la década de 1980 para reconocer el exceso de construcción y dejar de invertir.

dueños y en las tendencias de precios para los usuarios finales, lo que explica por qué el péndulo está volviendo a favor de más supervisión y menos “libertad” para los actores privados. Los recientes movimientos políticos sobre este asunto han incluido la introducción de regulación más estricta y facultades de intervención.

Este paso hacia atrás no es una negación de los beneficios de la reforma de mercado y de la competencia, pero plantea una serie de preguntas que abordan, entre otras cosas, el sector downstream. ¿Por qué a menudo se descuidó este sector en las etapas tempranas de las reformas por razones que no tenían nada que ver con sus posibles ineficiencias (del mismo modo en que las reformas han sido equivocadas cuando suponían que el poder de mercado y la sobreinversión eran únicamente el resultado de “monopolios”)? ¿Se debe a que la oposición al cambio de aquellos que desean retener sus beneficios arraigados, a saber los sindicatos, ha tenido más éxito en la distribución que en la generación?

La mayoría de los países han concentrado las reformas en la generación y el comercio mayorista. Sin embargo, algunos han mejorado su eficiencia de distribución, y algunos, por cierto no siempre los mismos países, ya han introducido competencia minorista, mostrando así que el sector downstream también puede ser abordado en cuando a las reformas. Tal como lo muestra el Gráfico I-1, los costos de distribución representan en promedio 30-40% de los costos totales del suministro de electricidad, pero para los clientes domésticos y comerciales pequeños, esto puede superar el 50%. La pregunta de si es preferible comenzar las reformas de mercado upstream (generación para electricidad, con o sin un mercado mayorista y una competencia mayorista para el gas natural), o downstream (al nivel de distribución) debería ser contestada en el contexto de los mayores y más tempranos beneficios que pueden lograrse, y no porque el upstream representa una mayor participación en los costos totales de la oferta de electricidad.

En el pasado, las reformas a menudo comenzaban upstream a causa de los significativos costos de generación, porque era factible y económico introducir la competencia en este sector y porque se creía que dichas reformas eran más simples, más fáciles y por lo tanto de un logro más rápido. En los EE.UU., la distribución no era un problema debido a la fuerte tradición de regulación por parte de las PUC (comisiones de servicios públicos), mientras que la sobreinversión en capacidad de generación, la imposibilidad de pasar a CCGT y energía distribuida en el sector eléctrico y la escasez de gas en la década de 1970 fueron buenas razones para impulsar las reformas upstream. En el Reino Unido, las reformas inicialmente mantuvieron la distribución tal como estaba – CEGB y British Gas (BG) privatizados- e introdujeron la competencia en el sector upstream para corregir sus ineficiencias. En otros países, notablemente en Australia, algunas reformas comenzaron por la privatización de la distribución.

Desregulación downstream: Algunas notas recientes en la prensa norteamericana

Diciembre 2001: El CAEM (Centro para el avance de los mercados energéticos) de los EE.UU., un grupo de expertos que defiende la desregulación de los mercados energéticos, predijo que

- -“el movimiento hacia la competencia de la energía minorista continuaría, aunque mucho más lentamente,
- - hasta la fecha Texas era el mejor modelo y establecería el estándar para otros estados en el 2002 y más adelante porque este modelo ligaba los cambios del mercado mayorista al mercado minorista sin topes de precios, limitado poder de mercado para los actores preexistentes, y liderazgo progresista.
- - Realmente, más allá de Texas, la mejor esperanza para un significativo avance hacia la competencia en América del Norte yacía en provincias canadienses, particularmente Alberta y Ontario. Esto se abriría camino lentamente aquí dada la creciente interconexión entre los EE.UU y Canadá.”

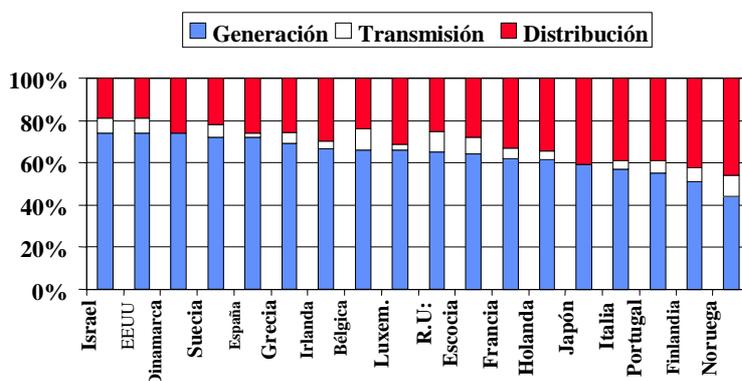
10 de junio, 2002: “Casi medio año después de su muy aclamado lanzamiento, la desregulación eléctrica en Texas sigue siendo una promesa sin cumplir. Los precios, que cayeron el 1° de enero cuando entró en vigencia la desregulación, están subiendo nuevamente [lo que demuestra que el CAEM está equivocado: hay poder de mercado]. La mayoría de los consumidores han sido lentos en su paso del monopolio de largo tiempo hacia un nuevo proveedor de electricidad, mientras que otros miles han enfrentado problemas de facturación. El comercio de electricidad ha sido castigado por la revelación de “comercios simulados” y apenas 4 por ciento de los 5,5 millones de medidores de Texas que cumplen los requisitos necesarios han pasado una empresa de servicios públicos propiedad de los inversores a uno de los varios operadores del mercado. A pesar de esas pequeñas cifras, la tarea de justificar los cambios de los clientes ha resultado ser demasiado grande para los sistemas de computación de las empresas de servicios públicos, los proveedores y el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT).”

2 de julio, 2002: “En 1997, Georgia estuvo en la cúspide de la tendencia de desregulación de los mercados energéticos. Sin embargo, al avanzar demasiado rápido, trastornó un mercado estable. Los precios han fluctuado. Los clientes están confundidos. Y muchos de los operadores del mercado de gas natural que proveen la fuente de combustible han salido de la escena. Los mercados han reflejado eso. Hace cinco años había 19 operadores de mercado y en la actualidad hay solo 8, de los cuales 4 controlan el 94% del mercado. Por supuesto, la consolidación es parte del proceso de libre mercado y podría ser considerada saludable. Pero, el temor es que el poder de mercado finalmente se concentre en demasiado pocas manos, lo que conduciría a un aumento de precios. Si tuviera lugar ese resultado, el concepto de desregulación podría llegar a su fin. Para algunos, esto significa que los mercados allí están maduros para el crecimiento y la competencia sigue siendo válida. Para otros, es una señal más funesta de que la desregulación del gas natural está en las últimas en Georgia. Gran cantidad de clientes solo desean regresar a la normalidad, y comprarle a una compañía en la que confían. Según dijo el presidente y Director General de AGL Resources, el experimento de Georgia es “inherentemente inestable” y se lo debe revisar “una y otra vez “ si es que debe funcionar.”

15 de agosto, 2002: “El interés en el nuevo mercado eléctrico competitivo de Texas alcanzó un nuevo hito recientemente cuando el sitio Web de Texas Electric Choice, www.powertochoose.org registró su visitante número un millón después de su creación el

1° de febrero de 2001. El sitio Web fue creado por Texas Electric Choice, una campaña de educación pública lanzada por la Comisión de Servicios Públicos de Texas para informar a los tejanos acerca de su derecho a elegir la empresa que provee la electricidad a su hogar o a su empresa. El 1° de enero de 2002, una nueva ley estatal les dio a la mayoría de los tejanos el derecho de elegir su proveedor minorista de electricidad según lo que les importa más, ya sea que se trate del precio, el servicio al cliente, o la energía renovable. Más de 330.000 [6%] usuarios han cambiado de proveedor de electricidad desde que se abrió el mercado.”

5 de marzo de 2003: “Uno se vería muy presionado si tuviera que decir que los consumidores hoy en día están mejor después de la reestructuración de los mercados eléctricos. Hemos cometido muchos errores,” dijo Ken Malloy, Director General del CAEM “Fue intelectualmente deshonesto suponer que la desregulación reduciría los precios de la energía, pero así fue como se lo vendió al público. Muy pocas compañías de servicios energéticos están compitiendo para ofrecer electricidad a los propietarios de los hogares porque no pueden competir con las bajas tarifas, aún reguladas, ofrecidas por las empresas de servicios públicos. Aún queda por verse si (la desregulación) llegará a tener algún valor para los propietarios de los hogares. Aún faltan muchos años para que lleguemos a tener empresas de servicios energéticos que satisfagan todas las necesidades de energía de los hogares – luz, calor y aire acondicionado – a un precio fijo, tal como lo están haciendo ahora algunas compañías de suministro de energía (ESCO) con sus clientes corporativos.”

I-1 % DEL COSTO DE LA OFERTA DE ELECTRICIDAD

Fuente: AIE (según John Paffenbarger)

Actualmente, hay buenas razones para considerar que la distribución debería ser una prioridad para a reforma del mercado:

- Las exitosas reducciones del costo en la distribución, por ejemplo, en Australia, Portugal o el Reino Unido;
- Las arraigadas ineficiencias que pueden existir cuando sindicatos fuertes controlan las redes de distribución pública (exceso de personal y sistemas de estatus privilegiados);
- La excesiva cantidad de empresas de distribución en algunos países (por ejemplo, 900 en Alemania, 700 en Italia) que pueden impedir las economías de escala; y,
- El potencial de lograr economías de alcance.

Esto es aún más cierto en los países en desarrollo, donde tanto la distribución como la oferta minorista a menudo están distorsionadas (por ejemplo tarifas que no reflejan los costos, subsidios cruzados, pérdidas no técnicas). Aunque la competencia minorista a menudo es considerada compleja y riesgosa, es necesario que las reformas aborden tanto las tarifas de distribución como de suministro.¹⁰ Considerar solo la oferta puede ser una receta para el fracaso, tal como lo demuestra la experiencia de la reforma eléctrica en Brasil.

3. Principales características de la distribución

¹⁰ Por lo tanto, una agenda abarcadora de reforma para el sector downstream de los países en desarrollo incluiría la disminución de los costos de distribución y la reducción de pérdidas no técnicas que compensarían parcialmente los mayores costos de la energía debido a la introducción de tarifas que reflejan los costos (sin subsidios cruzados).

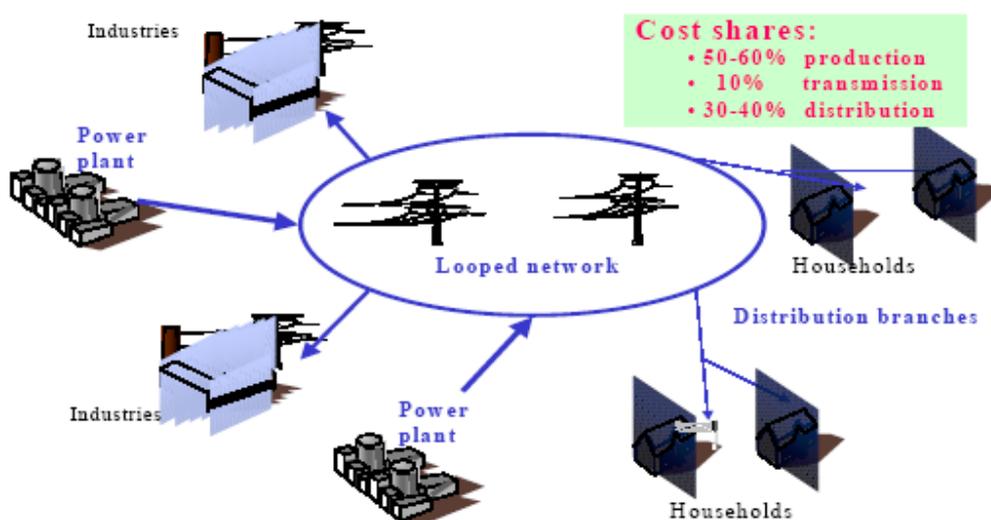
La presentación esquemática del Gráfico I-2 muestra una red en bucle estándar con los tres vínculos de la electricidad (respectivamente gas), upstream (centrales energéticas para electricidad, yacimientos o importaciones remotas para gas), midstream (transmisión de alto voltaje o alta presión) y downstream (grandes usuarios que compran directamente de la red de transmisión y compañías locales de distribución). La distribución incluye todos los clientes no directamente alimentados por la red principal (pequeños clientes residenciales y medianos clientes, tales como grandes usuarios comerciales o pequeñas industrias), cualquiera sea su arreglo para el suministro (servicio prestado como cliente cautivo o mediante otros proveedores si existe competencia minorista).

Una regla empírica es que cada categoría de consumidores (pequeño, mediano, grande) representa más o menos el mismo orden de magnitud en términos de consumo energético total, pero las cantidades de consumidores en cada categoría se diferencian por un factor de 100: la cantidad de grandes consumidores es ~0,01% del total, la de medianos consumidores ~1%, y la de hogares casi 100% de la cantidad total de consumidores. La siguiente tabla muestra cifras reales para dos países (uno desarrollado, los Países Bajos, y otro en desarrollo, Argelia), ambos con redes de gas y electricidad maduras; utiliza la situación de la electricidad en el Reino Unido como una especie de punto de referencia. Los consumidores “medianos” son importantes porque la experiencia ha demostrado que ellos son quienes tienen más para ganar de la competencia minorista; esto se debe a que los grandes consumidores siempre tienen fuerte poder de negociación mientras que los pequeños consumidores a menudo tienen poca influencia en las cláusulas contractuales.

ENERGÍA/ PAÍS	Cantidad de clientes por categoría		
	Grandes	Medianos	pequeños
Electricidad / Argelia	64	33000	4,9 millones
Electricidad / Países Bajos	650	59000	7,0 millones
Electricidad / Reino Unido	6000	60000	26 millones
Gas natural / Argelia	24	180	3,0 millones
Gas natural / Países Bajos	200	1900	5,7 millones

Estas cifras no son estrictamente comparables debido a cambios de definición: se define como gran consumidor al que consume más de 1 MW en el Reino Unido mientras que es más de 2 MW en los Países Bajos. Sin embargo, ambos tienen el umbral de 0,1 MW para pequeños consumidores. Lo que es necesario tener en cuenta es que el consumo total de energía en cada una de estas tres categorías es de un orden de magnitud similar (es decir, alrededor de un tercio del consumo total para cada categoría).

I-2 ESLABONES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO



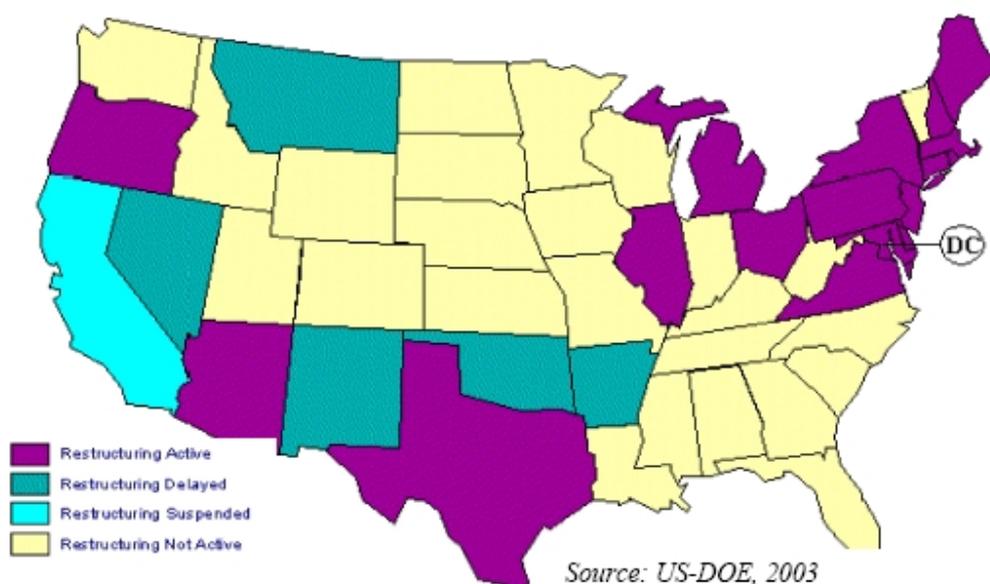
Fuente: EDF, Jean-Paul Bouttes

4. ¿Qué está sucediendo en los EE.UU. y la Unión Europea?

Dado que la cantidad de pequeños consumidores en un mercado energético es tan elevada (generalmente son millones), la competencia minorista es compleja, y los sofisticados requisitos de datos para que los proveedores les brinden el servicio son significativos. Esto explica por qué la reforma de mercado en la distribución a menudo ha sido problemática y sujeta a errores que han llevado a aumentos en los costos. Los países que han avanzado más en la reforma de mercado en la distribución han sido los países desarrollados con crecimiento estable y bajo, mayormente América del Norte, algunas partes de Europa Occidental y Este de Australia. Con algunas pocas excepciones (por ejemplo, el mercado nórdico), ha habido una falta de interés de parte de los consumidores hogareños en cambiar de proveedor ante reducciones de precio relativamente pequeñas. La misma falta de interés se aplica a cambiar de seguro o hipotecas, aunque esto normalmente lograría mayores ahorros que cambiar de proveedor de gas o electricidad.

En los EE.UU., tal como se ve en el siguiente mapa, algunos estados han llegado a la conclusión de que los ahorros provenientes de la competencia minorista son insuficientes para cubrir los costos de implementación. Solo unos pocos estados han lanzado una competencia minorista (también conocida como “transporte minorista”). Los estados con una activa reestructuración son aquellos que tienen las tarifas estatales promedio más elevadas. Las tarifas elevadas pueden no tener relación con las reformas y tener causas regionales específicas, por ejemplo, los obstáculos para la inversión energética en California o el Noreste, o dichas tarifas pueden haber sido un actuador de la opción de pasar a una competencia minorista. Cualquiera sean las razones por las cuales estos estados han entablado la competencia minorista, uno debería notar que en varios casos, por ejemplo Arizona, Illinois, Michigan y Pennsylvania, sus tarifas de electricidad ahora son más elevadas que aquellas de sus vecinos que no entablaron una activa reestructuración. Oregón es una excepción porque, gracias a la energía hidroeléctrica, sus precios de electricidad se encuentran entre los más bajos de los EE.UU.

I-3 COMPETENCIA MINORISTA EN LOS EE.UU.



En la Unión Europea, la opinión es que la legislación relacionada con la desagregación de la transmisión, distribución y suministro es esencial para impedir los subsidios cruzados que serían perjudiciales para la competencia en el futuro entorno liberalizado. De ahí que se requiera que los operadores del sistema de transmisión/distribución de gas y electricidad (TSO/DSO) sean independientes, en cuanto a su forma legal, organización y toma de decisiones, de actividades no relacionadas con la transmisión y la distribución. Un compromiso permite a los estados miembros postergar la implementación de las disposiciones de la desagregación de las DSO hasta el 1º de julio de 2007. Sin embargo, las DSO con 100.000 consumidores o menos están exentas de las disposiciones de desagregación.

En la mayoría de los países desarrollados, las reformas del mercado energético han sido abordadas en diferentes etapas. A menudo, una primera etapa ha sido introducir la competencia en la generación y la oferta mayorista. La competencia minorista se introduce/planifica en una segunda etapa (el caso de todos los países de la Unión Europea y algunos estados de América del Norte) o se la deja de lado en otros estados de América del Norte. Pero no existe un enfoque común para las reformas de la distribución. En América del Norte, donde existe una fuerte tradición de regulación, es un esfuerzo en curso. En la Unión Europea, fue parte del proceso de reforma inicial en algunos países (Portugal y Reino Unido), o tiene lugar ahora con la apertura de la competencia minorista en países como España (a ser implementada en el 2005) con un nuevo esquema de “tope de ingresos” (basado en la información contable provista por las compañías), o ni siquiera parece ser previsto, por ejemplo, en Francia.

En conjunto, en cuanto a la distribución y oferta minorista, existe experiencia e información parcial aquí y allá y se la puede utilizar para discutir los muchos asuntos pertinentes que podría enfrentar un país o un mercado:

- ¿Cómo se puede mejorar la eficiencia de las compañías de distribución (reducción de los costos salariales, mejor equilibrio de costos entre mano de obra e

informática)? ¿Mediante regulación normativa, mediante privatización o mediante franquicias?

- ¿Qué clase de nuevas estructuras para las compañías de distribución son deseables: mediante privatización, tamaño y alcance, creando compañías independientes o subsidiarias de compañías regionales más grandes?
- ¿Debería introducirse un sustituto de la competencia en el sector de distribución mediante una oferta de franquicias?
- ¿Se debería introducir competencia en la oferta minorista mediante la segmentación vertical y la elección del consumidor?
- ¿Qué clase de “comités consultivos” de consumidores de energía deberían crearse para tener voto y participación en el proceso de toma de decisiones regulatorias o en la administración de sus compañías locales de distribución?

La siguiente tabla resume algunas de estas preguntas en la tercera comparación de la CE para los 15/25 mercados nacionales.

	Apertura del mercado declarada (%)	Desagregación: operador/propietario del sistema de transmisión	Desagregación: operador del sistema de distribución	Regulador	Condiciones de equilibrio favorables para el ingreso	Participación en la capacidad de los mayores generadores (%)	Participación en la capacidad de los tres mayores generadores (%)
Austria	100	Legal	Contable	Ex ante	Favorable	6	33
Bélgica	80	Legal	Legal	Ex ante	Desfavorable	59	66
Dinamarca	100	Legal	Legal	Ex ante	Favorable	0	25
Finlandia	100	Propiedad	Contable	Ex post	Favorable	11	29
Francia	37	Gestión	Contable	Ex ante	Moderada	78	86
Alemania	100	Legal	Contable	Planificado	Desfavorable	23	61
Grecia	34	Legal/gerenciam.	Contable	Ex ante	Desfavorable	85	87
Irlanda	56	Legal/gerenciam.	Gestión	Ex ante	Moderada	80	90
Italia	66	Prop./legal	Legal	Ex ante	Moderada	43	72
Luxemb.	57	Contable	Contable	Ex ante	Desfavorable	0	0
Países Bajos	63	Propiedad	Legal	Ex ante	Favorable	Descon.	33
Portugal	45	Propiedad	Gestión	Ex ante	Moderada	59	74
España	100	Propiedad	Legal	Ex ante	Favorable	37	79
Suecia	100	Propiedad	Legal	Ex post	Favorable	16	50
Reino Unido	100	Propiedad	Legal	Ex ante	Favorable	16	37
Noruega	100	Propiedad	Contable	Ex ante	Favorable	12	24
Estonia	10	Contable	Contable	Ex ante	Desfavorable	15	21
Latvia	11	Legal	Legal	Ex ante	Descon	0	0
Lituania	17	Legal	Legal	Ex ante	Moderada	0	29
Polonia	51	Gestión	Contable	Ex ante	Moderada	4	25
Rep. Checa	30	Legal	Contable	Ex ante	Desfavorable	43	53
Eslovaquia	41	Legal	Legal	Ex ante	Moderada	29	40
Hungría	30	Contable	Contable	Descon	Moderada	5	41
Eslovenia	64	Legal	Contable	Ex ante	Desfavorable	16	43
Chipre	0	Gestión	Ninguna	Ex ante	No decidida	100	100
Malta	0	Derogación	Ninguna	Descon.	No decidida	100	100

5. Agenda para los países en desarrollo: sustentabilidad económica de las tarifas

Aún los países en desarrollo que creen que la falta de margen de capacidad y el lanzamiento de nuevas centrales más baratas tienen prioridad sobre el sector downstream están conscientes de que sus problemas de financiamiento están causados por los riesgos percibidos asociados a los sectores de distribución y minorista de los mercados de

gas y electricidad, por ejemplo, tarifas para proveer energía que no reflejan los costos reales, clientes que no pagan sus facturas o la recuperación de la inversión financiada por el extranjero en moneda local. Gran parte de este “factor de riesgo país” está relacionado con el sector downstream y requiere transparencia y responsabilidad dado que no puede existir ningún sistema sostenible de electricidad o gas natural a menos que los precios reflejen completamente los costos (en el sentido de que no hay subsidios permanentes) y que estos costos sean pagados.

India confirma que la distribución es la esencia de las reformas de los mercados energéticos: *“El sector de la distribución es la clave para el proceso de reformas en el sector energético. Plantea el mayor desafío al proceso de reforma ya que tiene una máxima complejidad en cuanto a que se trata del segmento del negocio en contacto directo con los usuarios finales, y porque los fundamentos de otros segmentos, es decir la generación y la transmisión derivan de este segmento. Uno de los objetivos de las reformas de distribución es la promoción de la autonomía de los usuarios finales y que sus quejas sean atendidas rápidamente. En el contexto de la India, la promoción de la autonomía no necesariamente significa que los consumidores elijan el minorista. Lo que los consumidores realmente desean es energía adecuada y confiable a un precio razonable y accesible. Este es uno de los mayores desafíos del sistema de distribución.”*

Para la India, la contrapartida de un servicio de calidad es la sustentabilidad económica del downstream: *“Las reformas en la distribución ganan trascendencia debido a la cuantía de las pérdidas de distribución que requiere mejor eficiencia antes que cualquier otra cosa. En algunas regiones del país, las pérdidas de distribución ascienden casi al 60%. Se necesita un proceso de reforma estructurado para limitar estas pérdidas. En conjunto, los puntos clave del proceso de reforma en la India son: Reducir los subsidios cruzados, fortalecer los sistemas de distribución, incluir medidas para impedir el robo y el hurto, separar la oferta de la distribución en la estructura organizativa”. Al poner estos principios en funcionamiento, la India parece haber resuelto los problemas de pérdidas en algunas áreas. Sus métodos de medición y contabilidad deberían convertirse en un caso de estudio para otros países.*

Una demanda sostenible (en el sentido de una base de clientes adecuada que puede pagar la tarifa y la paga realmente) es una prioridad principal de la agenda de reforma del mercado energético en los países en desarrollo. Esto quedó revelado por el desarrollo de los productores independientes de energía (IPP). Ellos tuvieron mucho éxito al traer nuevas ofertas de electricidad a los mercados “nicho” industriales. La demanda fue solvente, se cumplieron los acuerdos de compra de energía y se adaptaron los acuerdos de suministro de combustible a las necesidades y limitaciones específicas. Sin embargo, cuando el concepto de los IPP se extendió a la provisión de suministros adicionales a la red nacional con anterioridad a la reforma del sector de distribución, el principal riesgo era que no se le pagara al proveedor, y en realidad esto sucedió en algunos países asiáticos, tales como Pakistán e Indonesia, precisamente porque la demanda final de electricidad no era solvente.

En otras palabras, los precios de la electricidad subsidiados para demasiados clientes cautivos no son sostenibles. La falta de dinero del gobierno no puede ser reemplazada por flujos de capital privado¹¹, y los subsidios diseñados para proteger y favorecer a los

¹¹ Tal como lo mencionara Turquía *“Se puede observar por ejemplo que sin controlar las pérdidas y costos agregados en la red de distribución, ningún país puede tener éxito en la creación de un*

pobres a menudo funcionan en contra de ellos porque los subsidios son captados por otras categorías de ingreso. El hecho de que los mercados solventes (usualmente industriales) proveen los bienes, mientras que los mercados insolventes (residencial/comercial en países en desarrollo) no lo hacen es el primer asunto a abordar en las reformas de mercado con tres facetas, tal como se enuncian a continuación.

- Cómo reducir los costos de distribución que representan una gran parte de los costos para los usuarios cautivos;
- Cómo asegurarse que las tarifas reflejen los costos y que se las pague, en particular en los países en desarrollo;
- Cómo asegurarse de que las compañías locales de distribución (LDC) reformadas sean sostenibles en el largo plazo.

Por lo tanto un objetivo inicial de las reformas del mercado debería ser reducir los costos downstream, liberarse de los subsidios cruzados (generalmente tarifas más elevadas para las industrias que para los hogares en los países en desarrollo, lo contrario en los países desarrollados), reducir los subsidios directos hasta un nivel sostenible (por ejemplo para el sector agrícola o para los más pobres de los pobres) y establecer un diseño que sea sostenible en el largo plazo, como lo hizo la Argentina pero no lo hizo el Brasil. Estos aspectos están estrechamente relacionados y sugieren que se debería reformar el servicio de distribución-minorista agregado antes de imaginar la posible separación de la distribución y la competitiva oferta minorista.

Concentrarse en el sector downstream no significa que deberían retrasarse las reformas en el sector upstream. Las tarifas finales también reflejan el costo de suministro, y como se muestra en el ejemplo del Reino Unido, los países en desarrollo tienen posibilidades de reducir los costos de generación para la oferta de electricidad. De hecho, dadas las pobres logísticas y las estrechas preferencias nacionales, los costos de los combustibles a menudo son más elevados que lo que necesitarían serlo. En la agenda de la reforma también deberían considerarse la reforma del sector de gas, la puesta en común de la logística a nivel regional y la presión competitiva sobre la industria carbonífera nacional (donde esta existe).

6. Privatización y fuente de financiamiento

La distribución es un monopolio natural. La “promoción de la autonomía” no significa que es posible librarse de esta limitación, pero sí significa que las reformas deberían permitir a los usuarios finales tener voz y voto en la elección de sus proveedores de modo que puedan lograr reducciones de costo y de precio. A menudo la propiedad privada de la distribución, en oposición a la propiedad pública, se debate como paso esencial para la reducción de costos y para proveer a los clientes capacidad de elección. En trabajos anteriores, tales como *Energía para el mundo del mañana—¡Actuemos ahora!*, el CME sostuvo que la cuestión de la privatización depende de las circunstancias de un mercado, el rendimiento de la compañía como entidad comercial, su verdadero poder de mercado (en un contexto nacional o regional) y la necesidad del país de obtener dinero en efectivo. Para el CME, la privatización no es la prioridad número uno de la reforma del mercado energético, y está abierto al debate si puede esperarse que las empresas privadas de servicios públicos, con o sin poder de mercado real, brinden un servicio público o si el

mercado energético que atraiga al sector privado/inversores para invertir en este sector energético sin requerir garantías extras y de solvencia del Tesoro”.

estado accionista puede permitir que un monopolio público opere en un entorno totalmente comercial.

La privatización de las compañías de distribución en lugares como el Reino Unido o América Latina (ver el estudio del CME del año 2001 *Mercados energéticos en transición: la experiencia de América Latina y el Caribe*) muestra resultados positivos de un esfuerzo tal, ya se trate de países desarrollados o en desarrollo, aunque la experiencia en Argentina y Brasil demuestra que también hay mayores dificultades: el costo social de los empleados suspendidos (que no fue previsto ni tratado por anticipado en estos dos países) y la dependencia de fondos extranjeros y no de ahorros nacionales para financiar nueva infraestructura.

El mercado de agua francés es un caso interesante de mencionar. La distribución del agua fue un monopolio estatal hasta el siglo XIX, cuando se abrió al capital privado como una “delegación del servicio público”, con la posibilidad para las compañías de agua de propiedad municipal a menudo con exceso de personal y de pago de transformarse en franquicias privadas. Esta apertura fue un éxito; la participación de las empresas de agua administradas en forma privada en Francia ha seguido aumentando, incluso recientemente durante los gobiernos socialistas franceses. Dado el hecho de que había solo tres oferentes (grupos VEOLIA, SUEZ y SAUR) para las franquicias de agua temporarias otorgadas, uno podría haber temido el poder de mercado y la influencia política local. Si bien hubo problemas en esta área, no condujeron a una vuelta a los monopolios de propiedad municipal.

Una de las claves para el éxito del sector privado francés en la oferta y manejo del agua fueron los fuertes y confiables mercados de capital franceses. Los inversores franceses en el sector del agua evitaron las incertidumbres relacionadas con los costos y la moneda que acarrearía tomar fuertes préstamos de capital extranjero. Por el contrario, es sorprendente ver que la mayor parte del proceso de privatización de energía en los países en desarrollo ha sido financiada por capital extranjero. No hay duda de que el capital extranjero es caro y que, si el capital nacional hubiera estado disponible a un costo menor, debería habérselo preferido. El asunto del financiamiento o de la provisión de fondos es el que revela que las reformas del mercado energético son solamente un subconjunto de una agenda de reformas mucho más abarcadora.

El principal problema de las economías en desarrollo o en transición en la reforma del mercado energético no es la falta de ahorros o de experiencia financiera, sino la insuficiencia de su marco institucional y sus derechos de propiedad. En general los países en desarrollo gozan de altas tasas de ahorro, suficientes para financiar su infraestructura del mismo modo que lo hicieron los países desarrollados durante el siglo XIX. Pero el capital nacional enfrenta más obstáculos a la inversión en el país que lo que enfrenta el capital extranjero, con el resultado de que estos ahorros no se invierten en infraestructura energética y permanecen como “potencial”. Este es el problema más importante y más difícil de las “reformas”.

Del mismo modo, la disponibilidad de nuevas técnicas y métodos administrativos no es una limitación y nunca ha sido un cuello de botella para el desarrollo sostenible. El problema es integrar la tecnología en el tejido social e industrial del país, desafío relacionado con el marco institucional y su necesaria evolución ligada al desarrollo económico. El marco institucional tiene tres componentes principales:

- Entorno legal: derechos de propiedad, igualdad de sexos, estado de derecho;
- Entorno social: educación, salud, justicia social, infraestructura social equitativa;

- Entorno físico: infraestructuras sustentables de alimentación, energía, agua, telecomunicaciones y transporte.

Las condiciones institucionales son de naturaleza acumulativa con el conjunto de “activos” legales, sociales, físicos y de otro tipo que impulsan la capacidad de un país de incorporar tecnología sofisticada. En los países desarrollados, la acumulación de conocimientos técnicos y apoyo institucional llevó 150 años (de 1800 a la Segunda Guerra Mundial), durante los cuales creció el poder de compra en alrededor de 1-1,5% por año. Esto puede parecer lento, pero a lo largo de 150 años, incrementó los poderes de compra 4-8 veces, llevando a los países desarrollados al lugar que ocupan en la actualidad. Los países en desarrollo tienen el mismo potencial de “ponerse al día”, o un potencial mayor, si establecen las instituciones correctas, en particular, amplios derechos de propiedad y el marco legal que las acompaña. Esto se logró en Asia donde gran parte del financiamiento de la infraestructura era provisto por capital nacional. Las tasas de crecimiento alcanzaron los dos dígitos. Por el contrario, si no se aplican estas reformas institucionales básicas, es muy probable que las reformas del mercado energético se paralicen.

En el caso de la distribución de la energía, la liberación del capital nacional para los objetivos de la privatización tiene dos facetas: por un lado es un monopolio, es decir, una actividad con bajo riesgo de modo que puede atraer fácilmente capital nacional en el largo plazo siempre que sea posible una verdadera propiedad o un verdadero control, como fue el caso en el mercado norteamericano; por otro lado, la fase inicial de reforma puede verse acosada por la incertidumbre percibida y el riesgo que acompañan cualquier cambio, especialmente en los países en desarrollo. En cualquiera de los dos casos, los inversores nacionales pueden ser reacios a hacer inversiones en infraestructura energética a menos que el dinero público proveniente del erario público también esté involucrado. El dinero público, aunque sea escaso, podría aún ser el único capital barato disponible, porque, incluso en condiciones favorables, el capital privado extranjero puede ser muy caro, en particular a causa del riesgo de la moneda.

Sin embargo, desde una perspectiva más amplia, antes de considerar de dónde viene el dinero, hay que examinar cómo se lo utilizará y si sus beneficios son atractivos. Esto lleva a una agenda triple para la privatización:

- Mejor evaluación del análisis de los costos para las compañías de distribución. ¿Cómo se dividen los costos entre costos de utilización (lectura de los medidores, facturación y seguimiento), mantenimiento (líneas y medidores) y nueva inversión? ¿Cuáles son los costos de mano de obra en las diferentes tareas, y pueden ser reducidos o tercerizados?
- Ingresos de las compañías de distribución. ¿Cuáles son las pérdidas técnicas y no técnicas? ¿Las tarifas están fijadas adecuadamente, o los subsidios distorsionan las señales de precio? ¿Cómo reflejan las tarifas el pico y el crecimiento de la demanda? ¿Qué parte del ingreso proviene de otras fuentes (costos hundidos o fondos públicos de “electrificación o gasificación”)?
- Fuentes de financiamiento para la privatización: ¿Cuál es el costo del capital en el país, y cuál es la profundidad de los mercados financieros? ¿Los inversores nacionales pueden invertir, y bajo qué condiciones lo harán? En el caso de que parezca imposible aprovechar los ahorros nacionales, ¿cuáles son las barreras y cuáles el costo alternativo del capital extranjero?

7. ¿Por qué es necesario pasar de compañías de distribución estatales a empresas que sean propiedad de los inversores?¹²

El largo historial de las compañías de distribución de energía de propiedad pública ha sido excelente pero se ha arruinado recientemente en muchos países debido a una inadecuada gobernabilidad. La gobernabilidad tiene cinco aspectos: integridad, calidad del servicio, liderazgo/gestión; costos de capital y costos de mano de obra.

Integridad: La administración pública alemana en la época de Bismarck fue un ejemplo de integridad y eficiencia, posiblemente porque Bismarck conocía personalmente a todos los funcionarios de la administración pública y podía obtener lo mejor de ellos y mantener altos estándares éticos. En muchos ámbitos y países existen historias de éxito similares, por ejemplo la distribución de correspondencia, educación, empresas de servicios públicos, etc., y puede seguir siendo el caso en la actualidad en algunos países o partes de países. Recíprocamente, los funcionarios de la administración pública estaba orgullosos de pertenecer a la misma y estaban convencidos de que su trabajo era altamente “ético”, entrando en el dominio del “interés público”.

Este fuerte lazo entre los funcionarios de la administración pública y “su” público se ha aflojado. Con la urbanización, la gente se torna anónima y la relación cara a cara, que era la base del comportamiento ético del funcionario público ha decaído progresivamente, excepto tal vez en el campo y en los pequeños pueblos donde la gente conoce a su cartero, al maestro de sus hijos, al recaudador de impuestos, etc. Eso puede explicar por qué Noruega, por ejemplo, sigue siendo feliz con sus pequeñas LDC públicas municipales. Sin embargo, incluso en Noruega, el fenómeno de la urbanización y el potencial para las economías de escala obligará a las municipalidades a vender sus servicios de distribución de energía para crear compañías más grandes.

Calidad del servicio: La experiencia demuestra que las empresas de servicios públicos se destacan en el restablecimiento del servicio en las peores condiciones, ya sea que se trate de empresas de propiedad pública o en manos privadas. El argumento de la propiedad no explica la tradición del restablecimiento del servicio, a menudo con la ayuda de operarios de mantenimiento de la línea de reserva (retirados o seleccionados de las filas de otras empresas de servicios públicos), práctica que existe en todas las empresas de servicios públicos en todo el mundo sin importar su propiedad.

Liderazgo / gestión: La gobernabilidad también se relaciona con la interfaz entre la gerencia superior y los líderes políticos. Mientras la administración de las empresas de servicios públicos y las inversiones a largo plazo eran sencillas (basadas en economías de escala) y las decisiones de los gobiernos eran implementadas por funcionarios de la administración pública no políticos y con muchos años de servicio, la propiedad no era una limitación e incluso era una ventaja (o sigue siéndolo, por ejemplo en algunos países en desarrollo). Sin embargo, con la desaparición de las economías de escala y una rotación más rápida de los funcionarios de la administración pública que ocupan cargos más altos y que juegan un rol político a un plazo cada vez más corto, los beneficios de una efectiva propiedad pública en gran parte han desaparecido.

Costos de capital: Este asunto se trató en un trabajo de enero de 2003 de Standard & Poor: “...si las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores son incapaces de persuadir a sus reguladores de que les permitan aumentar las tarifas para adaptarse a

¹² Hay países, tales como México o Turquía, en los cuales la constitución estatal impide la privatización de ciertos sectores esenciales. Esto estaba justificado cuando se promulgaron dichas leyes pero es necesario realizar un examen periódico para adaptarse a las nuevas circunstancias.

los factores externos, entonces son los accionistas los que sufren las consecuencias. En algunos casos, tales como el de PG&E, la falta de recuperación de costos ha llevado a la compañía a la bancarrota. Por el contrario, las empresas de servicios públicos municipales generalmente están financiadas por deuda y por lo tanto, son los obligacionistas los que soportan el riesgo. Sin embargo, aquellos tenedores de bonos normalmente desean emitir deuda a ciudades con tarifas favorables porque las empresas municipales de electricidad tienen autonomía de regulación. Esto significa que una ciudad puede modificar fácilmente su estructura de tarifas para mantener sus costos, reduciendo al mínimo el riesgo de una empresa de servicios públicos municipal de caer en desorden financiero. La consecuencia es que su costo de capital es de alrededor del 25 por ciento menos que sus homólogos corporativos, en gran parte porque pueden emitir deuda libre de impuestos. Debido a eso, la tasa de interés ofrecida sobre esa deuda puede ser 2 a 4 por ciento más baja que los bonos corporativos. La clasificación de sus bonos refleja esas realidades...”

Ciertamente, el costo del capital depende en gran parte de los riesgos percibidos: el capital con una garantía del estado es barato, al menos mientras el estado es solvente y puede pedir préstamos bajo su propia garantía (no necesariamente el caso actual dado que la capacidad de financiación de muchos estados, particularmente en los países en desarrollo, ha alcanzado el límite). Sin embargo, tal como lo demuestran las empresas de servicios públicos de los EE.UU. que son propiedad de los inversores (IOU), una distribución de tipo monopólica también puede encontrar capital privado barato siempre que los inversores confíen en la estabilidad de las regulaciones.

Costos de mano de obra. La propiedad no hacía mucha diferencia en los comienzos, precisamente a causa del control directo asociado con la relación cara a cara descripta anteriormente, pero con el crecimiento de las empresas de servicios públicos, los sindicatos han ganado fuerza. Los contratos de empleo garantizados y el estatus de funcionario de la administración pública otorgan fuerte influencia a los empleados de empresas de servicio público propiedad del estado y a menudo impiden reducciones de costos tan pronto como sería el caso en una empresa privada. Aunque el Reino Unido¹³ es un ejemplo extremo en comparación, digamos, con ESKOM en Sudáfrica, existe una tendencia inevitable hacia mayores costos a medida que los monopolios estatales aumentan su tamaño.

El ejemplo de las empresas de agua francesa o argentina¹⁴ al igual que las recientes opciones relacionadas con la distribución de electricidad o gas natural en los países en

¹³ En la época del monopolio de CEGB en el Reino Unido, había 1.000 empleados por cada unidad alimentada a carbón en comparación con los 200 que hay hoy en día; era imposible hacer entrar en funcionamiento y detener dicha central en menos de medio día (actualmente lleva 30 minutos o menos) o cambiar la calidad del carbón (actualmente, siempre se busca el suministro más barato).

¹⁴ *The Economist* provee el ejemplo de Argentina, donde la privatización trajo aumentos en la productividad y el rendimiento. “La mayor privatización involucró la transferencia de OSN, una entidad de propiedad federal en Buenos Aires, a Aguas Argentinas, consorcio liderado por Lyonnaise des Eaux, compañía francesa. Al final del primer año, los precios tanto para el uso como para la conexión de agua eran más bajos de lo que habían sido al comienzo. La falta de pago de las facturas había sido elevada; al cortar el suministro a los usuarios luego de tres facturas no pagas, la compañía consiguió que pagaran el 90% de sus clientes. La cantidad de empleados se redujo casi a la mitad. En su segundo año, Aguas Argentinas fue altamente rentable. De US\$25 millones por año en la década anterior a la privatización, la inversión de la compañía aumentó a alrededor de US\$200 millones por año en 1993-2000. Las conexiones a la redes de agua y a las cloacas aumentaron, especialmente entre los hogares más pobres. Otras privatizaciones de agua en el país parecen haber logrado resultados bastante similares. En

desarrollo como India y México¹⁵ favorece la distribución privada. En México, la distribución del gas natural y la oferta minorista son llevadas a cabo por el sector privado con concesiones exclusivas otorgadas por doce años. Estos ejemplos también respaldan el argumento de que es más fácil depender del sector privado desde el comienzo porque entonces uno evita que se aferren al puesto los anteriores actores preexistentes públicos cuando se sienten amenazados por la propiedad privada y la disciplina.

8. Reducción de los costos: regulación según normas y franquicias competitivas

Generalmente la competencia mediante la privatización es un impulsor de la eficiencia porque la competencia obligará a los inversores privados a mejorar la administración, introducir nuevas tecnologías y utilizar las posibilidades de economía de escala y de alcance disponibles. Sin embargo, logrará poco si no se la combina con una eficiente regulación¹⁶. La competencia según normas se utiliza a menudo pero no es fácil de implementar. La regulación basada en los incentivos también puede ser difícil de aplicar, por ejemplo, para elegir el factor "X" de una fórmula "IPC – X" (donde IPC mide la inflación de los costos pertinentes y X la ganancia anual de eficiencia agregada, debido a la disimetría de la información¹⁷ entre el regulador y las compañías preexistentes.

conjunto, la mortalidad infantil se redujo un 8% en áreas donde los servicios de agua fueron privatizados, y un 24% en las áreas más pobres..."

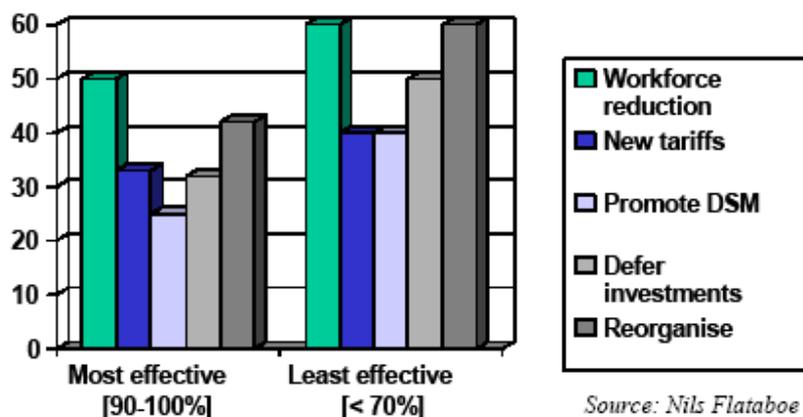
¹⁵ Debería notarse que a comienzos de la década de 1990, básicamente no había redes de distribución de gas (excepto una en la ciudad de Monterrey y otras dos ciudades menores). Actualmente, gracias a la apertura en 1995 a los actores privados, hay 20 ciudades donde ya existe una red o está en construcción; ya hay 25.000 kilómetros de gasoductos de distribución, y la cantidad de contratos que han firmado los distribuidores es cercana al millón, con un volumen de ventas superior a 280 Mcf/d.

¹⁶ El hecho de que la competencia debía incluir también la franquicia de las compañías locales de distribución por duraciones limitadas fue una cuestión bienvenida por algunos miembros del grupo de estudio (en general, los países donde la distribución sigue siendo un monopolio público) pero descartada por otros como un concepto no probado. Los que están a favor sostienen que las franquicias permiten la comparación con los pares, es decir, una suerte de "competencia".

¹⁷ No hay prueba de que las franquicias privadas revelan, mediante el valor de las ofertas hechas para adquirirlas, el rendimiento esperado por los licitantes. Sin embargo, uno no puede decir que un sistema de franquicias es tan opaco como un monopolio único de distribución o una LDC muy grande.

I-4: REDUCCIÓN DE COSTOS EN NORUEGA EN LAS LDC MÁS Y MENOS EFICIENTES

% propietarios de la red



En Noruega, las LDC son propiedad de las municipalidades y son administradas por ellas. El Gráfico I-4 muestra que, cualquiera sea la eficacia inicial de estas LDC, las mayores reducciones de costos fueron el resultado de las reducciones de mano de obra y la reorganización. Estas reducciones fueron impulsadas por una fuerte regulación según normas y la comparación implícita que la acompaña. ¿La privatización habría llevado a una mayor eficiencia, tal como lo ha hecho en Francia? La respuesta sería afirmativa si los mayores costos de capital enfrentados por las compañías privadas jugaran un rol menos importante que la mejor administración que se esperaría de las entidades propiedad de los inversores.

Las reducciones de costos (por ejemplo en Noruega o Portugal) no son fáciles ni rápidas de lograr sin comparaciones. En el caso del Reino Unido, las pequeñas reducciones en el costo¹⁸ se lograron hasta 1996 porque la fórmula de regulación "IPC-X" utilizaba los mismos valores bajos de "X", de alrededor de 2-4% (sumado al 3-4% del IPC de esa época) para las doce compañías regionales de electricidad y para la red de gas.

Otra dificultad de la regulación según normas es la "espada de Damocles" que pende sobre las LDC debido a la incertidumbre y al riesgo de la regulación. Existe una disimetría de la información, y el regulador puede no estar consciente durante un tiempo de los "excesivos" beneficios que goza la LDC. Si el regulador nota que la LDC está teniendo ganancias elevadas, puede cambiar las reglas, el factor "X" en el caso del Reino Unido, y modificar unilateralmente las perspectivas de ingresos de la distribución. Dicha acción de regulación, que podría acarrear tasas de descuento más altas, menos dependencia de la deuda y costos más elevados para los consumidores, es lo suficientemente perjudicial en sí misma pero tendría efectos incluso más serios en los países en desarrollo que dependen del capital extranjero porque podría hacer que todos los inversores se fueran del país.

¹⁸ Nuevamente, algunos miembros del grupo de estudios no están de acuerdo en que haya pruebas de que las franquicias competitivas logren mayores y más rápidas reducciones de costo. A este respecto, la posible división de UK TRANSCO, la red nacional de gas, en entidades más pequeñas, sería interesante en cuanto a saber si tal acción conducirá a reducciones de costo.

La subasta de franquicias puede ayudar a evitar drásticos cambios en la regulación al revelar reducciones de costo que puede lograr el sector downstream. Dichas franquicias de distribución privada pueden ser establecidas por períodos de, digamos 10-15 años (lo suficientemente prolongados como para permitir un rédito justo en ganancias en eficiencia e inversiones y crear un entorno favorable para contratos de suministro a largo plazo). Puede haber un modo efectivo de aprovechar el capital privado y la experiencia administrativa y fundamentalmente, utilizar mejor los recursos humanos, invertir en nuevas tecnologías y depender de la tercerización para tareas específicas.

Sin embargo, las pruebas realmente disponibles hasta ahora sobre las franquicias de distribución privada son diversas. El ejemplo de Brasil es un fracaso debido a un diseño defectuoso. El problema no era una deficiencia en la privatización del sistema de distribución en sí mismo (aunque el tratamiento social de la mano de obra licenciada fue manejado incorrectamente) sino el hecho de que las tarifas de suministro autorizadas no eran coherentes con los precios mayoristas. Los ferrocarriles del Reino Unido son otro ejemplo de fracaso porque las empresas privadas no invirtieron como se suponía que debían hacerlo. En contraste con esta experiencia, el éxito de las franquicias de agua tanto en países desarrollados como en desarrollo, al igual que la experiencia de las concesiones del gas mexicano, indican el potencial de las franquicias.

I-5: DISMINUCIÓN DE MANO DE OBRA



País	Forma de Liberalización	Disminución anual del empleo	Período temporal
Victoria, Australia	privatización, competencia	10%	1989-96
Hungría	privatización	4%	1995-97
Nueva Zelanda	corporatización	10%	1987-92
Reino Unido			
National Power	privatización,	13%	1990-95
PowerGen	competencia	10%	1990-95
British Energy		†8%	1996-98
Estados Unidos	competencia inminente	‡3%	1990-96

Nota: † proyectada por la compañía ‡ compañías propiedad de un inversor principal

Fuente: AIE, John Paffenbarger

Las únicas estadísticas sobre reducciones de costos son valores agregados para la electricidad, pero el Gráfico I-5 demuestra que el potencial de ahorros en mano de obra es significativo y confirma que si las mismas recetas – privatización, competencia y regulación independiente – se utilizaran sistemáticamente para el sector de distribución con mayor intensidad de mano de obra, los beneficios serían considerables.

Ciertamente vale la pena investigar si debería implementarse el modelo de franquicia competitiva y cómo se lo debería hacer. Las dificultades no son desdeñables porque la privatización y la competencia van en contra de los arraigados intereses de los antiguos monopolios públicos y porque algunas malas experiencias del pasado (en Brasil o el

Reino Unido, por ejemplo) demuestran la importancia del diseño. Por ejemplo, si la propiedad de las redes otorgadas en franquicia sigue en manos municipales, el incentivo para invertir puede disminuir progresivamente y desaparecer al final del período de franquicia a menos que se lo haya anticipado en contratos de franquicia para cubrir a aquellos que toman decisiones para la inversión, cómo se recuperan los costos de capital y cuál es el último recurso en el caso de conflicto. Además mientras la distribución y el comercio minorista sigan siendo monopolísticos, la reestructuración de la distribución no puede tener lugar sin una reestructuración de las tarifas de suministro.

9. Tamaño óptimo de las compañías locales de distribución ¹⁹

Tal como se señalara anteriormente en la descripción de una red de gas o electricidad, se identificaron tres categorías diferentes de clientes: grandes, medianos y pequeños. A fin de simplificar, supongamos que el 0,01% de los clientes muy grandes conectados directamente a la red de transmisión de alto voltaje o de alta presión no son parte del sistema de distribución. En este caso, la red de distribución serían las redes de suministro (cables o cañerías) que proveen el suministro a todos los clientes medianos o pequeños.

No existe ese límite en el mercado de gas del Reino Unido, donde TRANSCO maneja la totalidad de la red, pero en el resto de los lugares en general, existe una división entre los grandes clientes conectados a la red principal (digamos >100 kV en el caso de la electricidad) que utilizan su importante poder de negociación para manejar su propia oferta de facto, incluso cuando se enfrentan a un monopolio, y los clientes medianos (industriales pequeños y comerciales grandes) y pequeños (residencial y comerciales pequeños) que reciben el suministro mediante una red de distribución separada.

En el sector de distribución, al tratarse de clientes de mediano o pequeño tamaño, es difícil separar sus requisitos, que están entrelazados y reciben el suministro del mismo conjunto de subestaciones. En otras palabras, si se quisiera identificar y reunir solo a los pequeños clientes, se terminaría con grupos de unos pocos cientos de usuarios, demasiado pequeños para que valiera la pena tener una entidad de distribución separada. Este es precisamente el asunto en cuestión en la oferta minorista; los pequeños usuarios pueden estar menos interesados en comprar por sí mismos, mientras que los medianos usuarios pueden tener ese interés.

Los expertos del Reino Unido sugieren que las economías de escala pueden lograrse hasta los 5-7 millones de clientes. Sin embargo, su opinión puede estar influida por la estructura inicial del sector energético anterior a las reformas²⁰. Además, dado que hay un máximo de unas pocas decenas de millones de clientes en la mayoría de los países o estados, el mercado "ideal" de 5-7 millones de clientes solo permitiría que unas pocas compañías de distribución logaran la rentabilidad, cada una con sus propias características regionales que serían difíciles de comprar y utilizar como punto de referencia. Para contrarrestar el punto de vista del Reino Unido sobre el tamaño óptimo de un mercado de distribución está la experiencia de Portugal, que reestructuró sus cuatro compañías de distribución establecidas fundiéndolas en una compañía única con 5-6 millones de clientes sin evidencias de economías de escala, según los estudios nacionales y los consultores extranjeros.

¹⁹ No hay acuerdo dentro del grupo de estudio acerca de esta sección debido a la falta de fuertes pruebas empíricas. Por lo tanto, el objetivo de esta sección es estimular la continuación del debate.

²⁰ De hecho, la distribución de gas natural ha sido provista siempre por un único monopolio privado. Transco y la distribución de electricidad estaba en manos de doce compañías regionales.

Otros expertos sugieren una LDC de tamaño óptimo con una base de clientes de hasta 100 veces menor, concordando con las 900 LDC alemanas, las 700 LDC italianas o las 305 en Ontario (donde las más pequeñas son las que tienen mejor relación costo-beneficio). Incluso hay ejemplos de compañías de distribución más pequeñas en Noruega, donde cada ciudad tiene su propia compañía municipal. En los Países Bajos, después de las fusiones, la LDC de tamaño promedio tiene unos cientos de miles de cuentas. A menos que un mercado de distribución comience con un monopolista para la totalidad del país, la cuestión del tamaño óptimo de la compañía para maximizar las economías de escala encontrará su solución gracias a las fuerzas del mercado. Lo mismo puede decirse de las economías de alcance, porque la distribución a menudo involucra el mismo tipo de ingeniería civil para las cañerías de gas-agua-cloacas-vapor o los cables de electricidad-teléfono-televisión y puede ser más barato manejarlo como una única entidad municipal.

En la evolución de la estructura del sector, el regulador tiene un rol clave. Él debería estar con el legislador en el centro del diseño inicial de la red de distribución, con el objetivo de encontrar la mejor correlación entre las economías de escala/alcance y la comparación de la contabilidad y el rendimiento de las compañías de distribución que participan. En este proceso, los clientes deberían tener voz y voto, en particular con preferencia a favor de LDC más pequeñas, más sensibles, que conozcan y provean el servicio al vecindario. “Pequeñas localmente y grandes globalmente” podría ser una buena idea, siempre que se respeten las circunstancias regionales específicas.

No hay consenso acerca de qué debería significar “local” en cuanto al tamaño para una LDC. Depende de si la población está dispersa o no, si las LDC en el mercado proveen múltiples servicios o no y si tienen responsabilidad del suministro minorista o no. El mercado ideal podría abarcar entre un mínimo²¹ de unas pocas decenas de miles hasta un máximo²² de algunos millones de clientes, con un promedio de alrededor de unos cientos de miles de cuentas de energía.

10. Tamaño óptimo de las compañías de suministro minorista

En la competencia minorista, la oferta está segmentada verticalmente y obedece a su propia dinámica de economías de escala y de alcance. Un comentarista ha dicho *“No hay duda de que las economías de alcance serán una piedra de toque para todas las compañías involucradas en la competencia minorista. El principio de competencia principal jugará un rol aquí al igual que la convergencia en la industria. Si las compañías se ven a sí mismas como proveedoras de servicio, entonces se convierten en el único punto de contacto para los clientes y se transforman en firmas de provisión de múltiples servicios públicos”*.

²¹ Este es un tamaño que ciertamente permite a los consumidores tener un fuerte control del funcionamiento de su LDC, comparar su LDC con las LDC vecinas, asegurar competencia para las franquicias, y lograr los beneficios de las economías de alcance (con la bendición del regulador y las autoridades de la competencia). La incertidumbre es saber si las economías de escala se perderán debido a su pequeño tamaño.

²² Este es un tamaño que ciertamente permite las economías de escala sin tener que depender de la tercerización o de holdings de mayor tamaño, pero dicho tamaño puede ser demasiado grande para una eficiente franquicia competitiva, supervisión y comparación.

Además, tal como lo demuestra el ejemplo exitoso²³ de CENTRICA, que se ha convertido en una famosa marca comercial en el Reino Unido y en otras partes, la construcción y el posicionamiento de una marca puede jugar un importante rol en las economías de escala y de alcance al nivel minorista. Uno podría generalizar que parte del éxito de la distribución y el comercio minorista en el sector energético en el futuro será el reconocimiento y el valor de las marcas. Eso no necesariamente exige mayores LDC para proveer el suministro, sino al menos grandes holdings.

Si la oferta minorista debe ser competitiva, tiene que cumplir con algunos principios obvios:

- No puede existir competencia sin un número mínimo de competidores, digamos al menos 4-5;
- Las empresas de provisión de servicio con carteras de consumidores grandes y diversificadas gozan de economías de escala; y,
- El suministro es regional por naturaleza y depende de la demografía (densidad de población y estilos de vida) y topografía (islas, montañas o llanuras).

11. Satisfacción de objetivos contradictorios: pequeñas localmente y grandes regionalmente

Para ser pequeña localmente y grande regional o globalmente, una compañía de distribución podría ser parte de un gran holding o depender de la tercerización, o una combinación de ambas. Las grandes compañías nacionales ya existen en Europa o en muchos países en desarrollo. Comenzaron a convertirse en actores regionales y a proveer capacidades financieras y técnicas de las que no pueden gozar los actores menores. El problema que enfrentan los reguladores es mantenerlas como grandes entidades pero expandirlas geográficamente para permitir el surgimiento de la competencia local.

La tercerización también puede ser un componente de una estrategia de múltiples servicios/ empresa de servicios públicos múltiples (ver siguiente recuadro). Por ejemplo, RWE se ha expandido en cuatro áreas claves²⁴ (electricidad, gas, agua y manejo de residuos) ya que busca reunir estos servicios bajo el lema “un grupo, múltiple servicios”. Esta estrategia se ajusta bien al contexto alemán de la LDC municipal (“Stadtwerke”), para el cual RWE provee servicios y experiencia tercerizados.

En la misma línea, si las economías de alcance habían sido un importante actuador de la eficiencia en el Reino Unido (actualmente lo son solamente hasta un cierto punto), uno supondría que las autoridades de la competencia habrían solicitado la reducción del tamaño de las LDC que funcionan en el mercado del Reino Unido.

²³ La historia de éxito de CENTRICA plantea la cuestión de hasta dónde no hay que diversificar. No es fácil fusionar diferentes culturas corporativas, y la mezcla de servicios energéticos con el funcionamiento de la British Automobile Association, ahora en manos de CENTRICA y operada por ella, puede ser demasiado desafiante. Pueden existir sinergias en el manejo de grandes volúmenes de clientes, mano de obra remota, repuestos, datos, ventas y marketing, pero, tal como lo demuestran los recientes problemas de VIVENDI, las telecomunicaciones y los servicios de plomería tienen poco en común.

²⁴ El agua se ha convertido en uno de los principales negocios de RWE desde su adquisición de Thames Water, comprada como parte de un impulso para expandirse al extranjero para diversificar su cartera de negocios después de la liberalización del mercado energético alemán en abril de 1998.

12. Segmentación vertical

El punto de partida para las reformas del mercado energético es la separación de las actividades de transmisión y upstream. El objetivo es poner en un pie de igualdad a la generación de energía para electricidad, la producción y las importaciones a larga distancia para el gas natural mientras que la transmisión continúa siendo un monopolio (público o privado, dependiendo de las circunstancias). Al separar la oferta competitiva de electricidad y gas de la transmisión, se puede crear un mercado mayorista competitivo. Algunos países se detienen allí y mantienen la reforma del mercado energético simple y centrada, mientras que otros han ido más allá separando parcial o totalmente la distribución y la oferta minorista (competencia minorista).

Para determinar si hay que avanzar o no en la desagregación de la distribución y la oferta minorista, hay tres preguntas prácticas que se deben responder:

- *La naturaleza de la separación:* ¿Se limita a las cuentas (las dos actividades permanecen en la misma compañía pero con cuentas separadas), o alcanza un nivel legal (las dos actividades están en estructuras legales diferentes), quizá involucrando propiedad diferente (diferentes estructuras legales y diferente propietario)?
- *El grado de separación:* ¿Esto incluye oferta mayorista que libera a los grandes clientes conectados directamente a la red de transmisión, u oferta minorista que libera algunos clientes (medianos) o todos los clientes (medianos y pequeños) conectados a las redes de distribución?
- *El ritmo en que avanza la separación:* ¿Los clientes se conectan a las redes de distribución desagregadas todos al mismo tiempo o progresivamente, con la posibilidad de detener el proceso de competencia minorista si los costos y riesgos superan los beneficios?

La desafortunada experiencia de los EE.UU. en la desagregación del comercio minorista es en parte un problema de diseño pero posiblemente también una cuestión de ritmo y extensión. La experiencia de la UE es la de una apertura por fases junto con la decisión de pasar a la total competencia minorista para el año 2007. ¿Hasta qué punto esta experiencia es pertinente en otras regiones?

Durante el taller del CME sobre reformas del mercado realizado en el Sur de Asia en febrero de 2003, se sostuvo que, dados los problemas en comparación con el beneficio, los pequeños clientes solo cambiarían su proveedor si se propusiera una reducción del precio del 10%. Se podría comparar este orden de magnitud con dos cifras diferentes:

- *Márgenes minoristas reales:* Son de alrededor de 2,5-5% en Australia, según el análisis de eficiencia de FRC para la electricidad realizado por la Comisión de Servicios de Australia en agosto de 2002, demasiado pequeños para ser reducidos, especialmente si la distribución ya está muy regulada; y,
- *Costos reales pagados por los hogares:* La tabla de la página 55 muestra que el gasto en energía en el Reino Unido se ha reducido a la mitad entre 1968 y 1998. Una reducción del 10% actualmente representaría 0,3% del gasto, demasiado bajo para justificar tanto trastorno, especialmente si el regulador realiza su trabajo de reducir al mínimo los costos de distribución.

Tercerización: Virtudes y limitaciones internas *

Si las empresas de servicios públicos desean servicios superiores a costos competitivos, necesitan tomar en cuenta la tercerización. Es un resultado directo de la desregulación y

la necesidad de ser más competitivos, que obliga a las compañías a invertir sus recursos en sus operaciones principales y delegar otras obligaciones a terceros para mejorar el flujo de caja, la satisfacción de los clientes y las ganancias por acción. Todos los aspectos del funcionamiento de la empresa de servicios públicos están abiertos a la tercerización, incluyendo todo desde la poda de árboles hasta la facturación hasta el cuidado de los clientes. De modo que las empresas de servicios públicos están eliminando sus excesos y centrándose en sus virtudes. Si los terceros pueden hacer un proceso mejor y más barato sin sacrificar el servicio al cliente, entonces es un candidato para la tercerización.

Por ejemplo, las empresas de servicios públicos integradas verticalmente pueden tener varios departamentos involucrados en los permisos, construcción y provisión de toda la infraestructura requerida para nuevo desarrollo residencial con un proceso a menudo dispar y no coordinado, pero existen presiones competitivas que están obligando a las empresas de servicios públicos a modernizar el procedimiento. En lugar de un esfuerzo torpe, algunas empresas de servicios públicos han creado un proceso único donde un gerente puede completar el proyecto de principio a fin. EXELON Infrastructure Services en Filadelfia dice que puede supervisar no solo la gestión de la infraestructura de los sistemas de gas y electricidad sino también los sistemas de telecomunicaciones y cable, y al hacer esto reducir los costos por cliente de US\$4.000 a US\$2.000. Del mismo modo, CONVERGYS, otra empresa que brinda servicios de tercerización con base en Cincinnati especializada en facturación y en soluciones del cuidado del cliente para la industria de las telecomunicaciones, dice que puede mejorar los procesos de las empresas de servicios públicos y reducir sus costos actuales entre 25 y 50 por ciento.

Dada la incertidumbre de la desregulación, la tercerización se ha estancado. Pero las continuas presiones para reducir costos, estimular las eficiencias operativas y mejorar el servicio al cliente significan que un creciente número de empresas de servicios públicos dependerá de la tercerización. Una reciente encuesta de 480 gerentes de informática de todo tipo de compañías dice que el 73% de los entrevistados actualmente dependen de la tercerización mientras que el 36 por ciento dijo que tenía intenciones de tercerizar sus funciones de informatización. Además, un informe de SCIENTECH 2002 halló que los dos grupos más favorables para la tercerización son las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores y las cooperativas. "Las empresas de servicios públicos se están poniendo al nivel de otras industrias y están aprendiendo que uno puede lograr cuidado al cliente y soluciones de facturación de calidad mundial sin una inversión en infraestructura y con un mínimo riesgo," dijo Jamie Biddle, Director General de ORCOM. Montana Power, ahora North-Western, por ejemplo, ha traspasado su sistema de estado de cuenta-facturación a ORCOM porque le habría llevado años y una enorme inversión de capital para desarrollar el software necesario.

Si bien la tercerización puede reducir costos, las empresas de servicios públicos deben permanecer comprometidas con la provisión de servicios de primera clase, o sufrir la ira de los clientes y los reguladores. Además, a lo largo del tiempo los trabajadores a tiempo completo empleados por la empresa de servicios públicos pueden acumular importantes conocimientos técnicos, que a menudo valen el costo extra. Los sindicatos están subrayando el hecho de que una plantilla reducida se correlaciona con una reducción en la calidad de los servicios, y pone en riesgo a las empresas de servicios. "Nuestros contratistas nos están dando trabajo de calidad, pero van a desaparecer si colapsa el sistema," dice Dave Claussen, encargado de mantenimiento de Western Resources.

Sin embargo cuando se las administra correctamente, las funciones no esenciales tercerizadas pueden crear un servicio de mayor calidad a menores costos. Si los

sistemas actuales son inadecuados, las empresas de servicios públicos deben decidir si desean invertir en ellas o tercerizar algunos servicios a otros que tienen probada experiencia. Los ejecutivos estarán menos temerosos de entregar el control una vez que vean el efecto en los resultados finales y en el servicio al cliente. Las empresas de servicios públicos que están luchando por hacer crecer sus ingresos y aumentar sus ventas deben implementar soluciones de tecnología de punta. Si esperan demasiado, corren el riesgo de ser adquiridas por empresas más eficientes. Es por eso que se puede esperar que las empresas de servicios públicos recurran cada vez más a la tercerización de servicios complementarios.

*9 de julio, 2002 – Análisis extraído de un trabajo preparado por Ken Silverstein, Director, Energy Industry Analysis, después del comunicado de prensa de Utility Limited anunciando que Customer-Works, una empresa que brinda servicios profesionales de tercerización para servicios de manejo al cliente, ahora va a entrar en servicio con 500.000 nuevos clientes para British Columbia Gas. La compañía ya provee servicio a 3,5 millones de clientes de gas y electricidad de empresas de servicios públicos tales como ENBRIDGE (Gas y servicios a los consumidores) y CENTRICA.

GASTO SEMANAL PROMEDIO EN LOS HOGARES DEL REINO UNIDO				
	1998		1968	
	£ por semana (precios 1998)	% del gasto total	£ por semana (precios 1998)	% del gasto total
Ocio	59,8	17	21,1	9
Alimentos y bebidas no alcohólicas	58,9	17	63,9	26
Vivienda	57,2	16	30,7	13
Automóvil	51,7	15	25,4	10
Bienes y servicios para el hogar	48,6	14	28,8	12
Ropa y calzado	21,7	6	21,5	9
Bebidas alcohólicas	14,0	4	9,9	4
Bienes y servicios personales	13,3	4	6,2	3
Combustible y energía	11,7	3	15,0	6
Tarifas y otros costos de viáticos	8,3	2	6,3	3
Tabaco	5,8	2	12,6	5
Varios	1,2	0	0,7	0
Gastos totales	352,2		242,3	

Este equilibrio costo/beneficio relativamente poco atractivo no es un argumento convincente en contra de la competencia minorista, especialmente si uno cree que es importante separar claramente las actividades competitivas y reguladas. Tal como se notara anteriormente, si se toma en cuenta la desagregación de la oferta minorista, debería ser acerca de cómo proceder y hasta qué punto, es decir, qué enfoque paso a paso oportuno y prudente permite a los proveedores demostrar si es posible avanzar más, y a los clientes mostrar más interés con el tiempo en la oportunidad de elegir su proveedor de electricidad o gas natural. La suposición de que la libertad de elección será asumida y mantenida por los atareados consumidores minoristas no está respaldada por las evidencias, pero esto no significa que el principio regulatorio de desagregación minorista

no debería ser buscado por razones de poder de mercado, organización industrial u otros motivos.

Algunos países desarrollados han abrazado la competencia minorista debido a un gran consumo individual (por ejemplo en los países nórdicos, que fueron pioneros de dichas reformas) y/o diferentes perfiles de provisión y distribución de carga (justificando así su tratamiento por separado), pero el principal actuador es el temor a los subsidios cruzados entre los sectores competitivos (oferta) y regulados (red).

En los países desarrollados que aún no han entrado en este nivel de desagregación, los grandes clientes ya tienen acceso a la red de transmisión en forma directa y tienen un fuerte poder de negociación. La competencia minorista puede ofrecerse entonces a los más grandes de los clientes cautivos “medianos” (pequeñas industrias o grandes usuarios comerciales que no tenían poder de negociación con los monopolios anteriores aunque su gran consumo creaba posibilidades de mejores contratos comerciales). Una etapa posterior sería mantener el mismo umbral de consumo, por encima del cual es posible la competencia minorista completa, y extenderlo a grupos de menores clientes que ponen en conjunto su demanda para cumplir los requisitos. Luego en etapas posteriores, el umbral podría ser bajado progresivamente para permitir que nuevas categorías de menores usuarios cumplan los requisitos necesarios para elegir su propio proveedor. De este modo, incluso para los menores consumidores que permanecerían cautivos de un proveedor, los costos de distribución serían facturados como tales y no se los confundiría con los costos de suministro.

En las primeras etapas de las reformas de los países en desarrollo, especialmente en los países pobres donde la demanda de electricidad está creciendo rápidamente, el primer objetivo de las reformas es asegurar que la nueva oferta entre en funcionamiento lo suficientemente rápido como para satisfacer la demanda. Mientras la competencia mayorista y la regionalización de los mercados energéticos es una parte esencial de este desafío, la competencia minorista es compleja, costosa y riesgosa. Parecería lógico mantener las reformas simples y centradas en la desagregación del upstream y retrasar la desagregación minorista hasta que el sistema energético haya alcanzado un grado mínimo de madurez. Este nivel de madurez incluye tener suficientes compañías privadas a nivel nacional o regional para asegurar la competencia real, situación que a menudo no es el caso en los países en desarrollo, al menos hasta que logran un nivel de progreso económico ligado a un alto grado de acceso a servicios energéticos comerciales, económicamente accesibles.

Más generalmente, la cuestión es identificar cuál es el riesgo del negocio. Si es el lanzamiento de nuevas centrales, el mejor régimen sería limitar la competencia a la licitación de nuevas centrales. Si el riesgo de negocios está relacionado con el funcionamiento del sector downstream, se debe examinar si la distribución y la oferta minorista deben desagregarse. Si están desagregadas, se convierten en dos negocios separados, cada uno con sus propios riesgos, y su cooperación debe establecerse formalmente. Si permanecen desagregados, no hay división de responsabilidad, y los riesgos permanecen entrelazados.

La Unión Europea cree que mantener agregadas la distribución y la oferta minorista oculta los riesgos. No solo elimina la competencia en la oferta minorista y los beneficios a los clientes que podrían resultar de ella, sino que mantener agregadas la distribución y la oferta minorista también permite los subsidios cruzados entre la distribución y el suministro y entre diferentes categorías de clientes. El riesgo es significativo, al menos para los clientes de mediano tamaño, tal como lo prueba la alta tasa de cambios cuando se ha establecido la desagregación. Sin embargo, sigue siendo poco claro si esto

también es cierto para los pequeños clientes porque depende de si sus perfiles de carga para el uso de distribución y generación/transmisión (que controla la oferta) son similares. Algunos creen que estos perfiles son tan similares que no justifican la competencia minorista, mientras que otros creen lo contrario.

Lo mejor que puede decir el CME, a esta altura, es que cuando los mercados energéticos maduran, es necesario que la competencia se extienda primero a los clientes mayoristas y luego, progresivamente, a los minoristas, inicialmente para los mayores clientes cautivos y posiblemente también para los más pequeños.

13. Resumen de la Parte I: Promoción de la autonomía de los usuarios finales

La esencia de las reformas del mercado es reemplazar el antiguo proceso descendente de toma de decisiones por un enfoque ascendente basado en la promoción de la autonomía de los usuarios finales que desean tener voz y voto en el precio y calidad de sus servicios energéticos, ya sea directamente para los mayores consumidores, o mediante sus LDC para los consumidores más pequeños, siempre que sus LDC permanezcan bajo su estricto control. La distribución debería ser *una*, y a veces *la* prioridad de las reformas. Es una fuente principal de ineficiencia, y en la mayoría de los países en desarrollo, la condición *sine qua non* para el éxito:

Dado que no hay consenso en el CME acerca de todos los elementos de la reforma relacionados con el uso final de la energía, y dado que no hay un modelo que se ajuste a todos los países, es posible resumir cuatro pasos que deberían abordarse para la reforma en el sector downstream, de un modo o de otro, por parte de la política energética del gobierno y regulaciones estables, claras y favorables a los inversores basadas en ella.

Privatización de la gestión y de la mano de obra: En el pasado, el CME no daba demasiada prioridad a la privatización en el contexto de la reforma del mercado energético. Sin embargo, el análisis de la evolución de las empresas estatales de servicios públicos a lo largo del tiempo demuestra que, tarde o temprano, surgen problemas de gobernabilidad y de financiamiento que requieren cambios institucionales. Incluso si la propiedad de las redes de gas o electricidad en un país sigue estando en manos públicas y opera en un contexto comercial, la privatización de las empresas estatales de servicios públicos puede mejorar la gobernabilidad, traer nuevas tecnologías y conocimientos y evitar los costos asociados al estatus de “funcionario de la administración pública” de la mano de obra. Un ingrediente clave para el éxito en la reforma del mercado energético es reducir la incertidumbre política y regulatoria porque la incertidumbre tiene un costo como riesgo aumentado; la privatización puede ayudar a lograr esto.

Tal como dijera un miembro del grupo de estudio del CME, “Un monopolio es la forma más primitiva de generar o distribuir un producto o un servicio. En una primera etapa, y bajo condiciones específicas del entorno, puede ser justificado (por ejemplo, la reconstrucción de la infraestructura energética en Europa después de la Segunda Guerra Mundial o el desarrollo inicial de la infraestructura en los países en desarrollo). Sin embargo si el concepto de sustentabilidad no tiene solamente un sentido físico de recurso natural y conservación del medio ambiente, sino también un sentido social (accesibilidad a las energías comerciales para todos los seres humanos) y económico (eficiencia económica), el desarrollo de la sociedad inevitablemente llevará a su extinción en el largo plazo a medida que evolucionen métodos de producción y distribución más eficientes”.

Por supuesto, la privatización también está impulsada por la necesidad de efectivo para expandir la infraestructura y los servicios energéticos, especialmente en mercados donde la accesibilidad es un problema. En algunos países en desarrollo este es un asunto

urgente pero que debería ser abordado en el contexto más amplio de reformas que podrían liberar ahorros nacionales para equilibrar la necesidad de capital extranjero.

Hacer que las LDC sean eficientes: Esto puede lograrse por una combinación adecuada de eficiente regulación, franquicia, tercerización, economías de escala y de alcance. Si se eligen las franquicias, pueden extenderse de 10 a 15 años, lo suficiente como para que la calidad de la gestión y del servicio sea clara, pero no tanto tiempo como para que pierdan su sentido de rendimiento y su deseo de ser seleccionadas en una próxima subasta. En cuanto a la posibilidad de fusiones y adquisiciones en el sector downstream, ese es un asunto para las autoridades políticas y de regulación, posiblemente con contribución de las asociaciones de consumidores, para elegir entre una combinación de grandes holdings, dependencia de la tercerización o grandes compañías regionales de distribución. Dada la falta de experiencia hasta la fecha, el mercado más deseable es aquel en que hay suficientes LDC competitivas para permitir a los clientes comparar su propia LDC con aquellas, digamos, 4-5 LDC vecinas. En los países en desarrollo, a menos que ya haya establecido un mercado energético regional, puede no ser posible lograr esto hasta que madure el mercado energético.

Introducción de la competencia minorista por etapas: La competencia minorista puede requerir perfiles de carga tipo y/o nuevos sistemas sofisticados de informatización. Cuanto más pequeños son los clientes, más altos son los costos y menos atractivo es el equilibrio costo-beneficio. La libertad de elección ya existe en la Unión Europea para el 80% de la demanda, es decir, todos los grandes consumidores que tienen acceso directo a la transmisión, la mayor parte de los medianos clientes y algunos clientes pequeños que dependen de la oferta minorista. Los expertos europeos creen que esto es beneficioso y debería promoverse, al menos para los países desarrollados, pero esto no parecería ser una gran prioridad en los mercados menos maduros de los países en desarrollo.

Asegurar que las tarifas de distribución reflejen los costos: Las LDC privadas no subsidiarán el consumo a menos que se les pida que lo hagan y se les pague para ello, pero podrían verse tentadas a proveer subsidios cruzados a los clientes que podrían dejar la LDC (por ejemplo los grandes clientes comerciales o los pequeños clientes industriales) a expensas de los clientes cautivos más pequeños que tienen pocas posibilidades de irse. Dependerá del regulador el asegurar que el costo de suministro refleje los precios mayoristas y el perfil de carga tipo, que se compare el costo de seguridad, y que los costos de distribución sean coherentes con el perfil de carga tipo y la clase de consumo a la cual pertenece el consumidor.

PARTE II: SEGURIDAD DE SUMINISTRO, EL MAYOR DESAFÍO

Ya se ha mencionado en la Parte I de este informe que las reformas del mercado energético crean incertidumbres, especialmente si el alcance de las reformas es demasiado ambicioso con modelos excesivamente sofisticados que deben ser modificados en el transcurso del tiempo para reducir o eliminar resultados inesperados o indeseados. La posible falta de seguridad a largo plazo es precisamente el tipo de “indeseados” que resultan de centrarse excesivamente en la competencia spot en los primeros modelos de reforma.

Los cambios de diseño crean incertidumbre, que en sí misma crea riesgo. Esto tiene como resultado mayores costos porque el mayor costo de capital (debido, por ejemplo, a una mayor prima de riesgo sobre la equidad o el menor apalancamiento de la deuda) aumenta los costos de las inversiones. Todos los riesgos tienen impacto sobre los costos, pero el peor es el riesgo de la incertidumbre regulatoria porque puede tener un efecto de bola de nieve. Cuanto más cambia las reglas el regulador, mayor es el riesgo percibido y las compañías se vuelven más reticentes a la inversión, lo cual lleva al regulador a realizar nuevos cambios en el diseño del mercado y así sucesivamente.

Un ejemplo de eso son los topes de precios. Cuando se establecen bajos topes de precios según el argumento de que, si la capacidad se paga en forma separada ya no se necesitan picos de precios para pagar la capacidad de reserva, y de que los consumidores deberían entonces estar protegidos de los altos precios, se envían señales equivocadas a los generadores quienes tratarán de:

- Establecer nuevas centrales fuera de áreas con topes bajos;
- Reducir voluntariamente la disponibilidad de las centrales a fin de maximizar los ingresos;
- Limitar la inversión en capacidad pico (los picos de precio para pagarla no son posibles);
- Interactuar con sistemas que no tienen mecanismos de capacidad;
- Mantener en funcionamiento centrales económica o ambientalmente obsoletas.

A menos que todos los actores estén convencidos de que el diseño de mercado elegido proveerá seguridad de mercado sin mayores necesidades de intervención regulatoria, la incertidumbre hará perder la confianza, aumentará el riesgo y los costos y finalmente impedirá que se logre la seguridad.

1. ¿El mercado puede proveer servicios energéticos oportunos, seguros, confiables y económicamente accesibles?

Informes anteriores del CME, particularmente *Diseño y Creación del Mercado Eléctrico en Asia Pacífico* (2000) y *Mercados Energéticos en Transición: La Experiencia de América Latina y el Caribe* (2001), abordaron la seguridad de suministro pero no fueron tan lejos como para proponer una estructura de mercado que respondiera a la preocupación de la seguridad. En particular,

- El estudio de Asia-Pacífico examinaba la privatización de los activos del estado y los méritos de simples reformas donde la planificación de capacidad a largo plazo quedaba bajo la responsabilidad del gobierno. Advertía acerca de los modelos demasiado sofisticados, costosos y riesgosos basados en competencia colectiva a corto plazo y requería combinaciones baratas de características de mercado y planificación central.

- El estudio de América Latina también examinaba la privatización de los sectores upstream (de exploración a explotación) y midstream y agregaba la del sector downstream (LDC). Fomentaba reglas justas/transparentes para el mercado mayorista, incentivos para invertir en capacidad e integración regional. También se recomendaba la creación de “indicadores” para rastrear el mercado.

El acceso y la seguridad de suministro eran el centro de estas reflexiones, aunque la preocupación no se expresara como tal. Esto no es sorprendente porque, a menos que se satisfagan condiciones específicas, la competencia a corto plazo por sí misma no fomentará la construcción de nuevas centrales energéticas, líneas de transmisión, terminales de GNL u otra infraestructura lo suficientemente temprano como para adaptarse a la creciente demanda de electricidad, especialmente en los países en desarrollo que a menudo enfrentan riesgos agregados. Las señales de precio a corto plazo, poco influidas por lo que es seguro en el futuro (tal como los modelos de estacionalidad), gobiernan los mercados de commodities. Estos precios son fijados sobre el costo marginal a corto plazo, el de la última central en funcionamiento en el orden de méritos cuando hay un margen de capacidad disponible y el de la escasez cuando desaparece el margen. A menos que exista poder de mercado (ver Parte III) y que lleve a precios lo suficientemente elevados como para proveer el incentivo económico de invertir más allá de lo que ocurriría bajo fuerte competencia, los precios se comportarán de forma cíclica, estando a veces por debajo de los costos íntegros (capital, funcionamiento y combustible) de una nueva central, cuando hay capacidad ociosa y no se puede justificar una inversión en una nueva central, y a veces siendo mucho más elevados cuando hay escasez de oferta y se lanzarán nuevas instalaciones. El problema es el período de retraso: los prolongados tiempos requeridos para reducir la producción de las centrales antiguas que no son necesarias o para construir nuevas centrales para satisfacer la mayor demanda.

No es solo una cuestión de la inversión en generación para responder a la mayor demanda de electricidad. Las inversiones en adecuada capacidad de transmisión, incluyendo interconexiones con mercados vecinos, también son necesarias para permitir que los suministros de electricidad o gas natural fluyan con estabilidad operativa garantizada. Estos dos tipos de inversiones, que a menudo involucran diferentes actores y localización u otras consideraciones, deben manejarse cuidadosamente. Las causas de los recientes apagones (¡principalmente en países industrializados!) parecen involucrar una falta de inversión y/o estándares inadecuados, que incluyen tecnología incluyendo tecnología simple de apertura de circuito, o reglas de procedimiento para evitar que un problema esencialmente local tenga un efecto cascada sobre áreas más extensas. Los consabidos problemas operativos se tornan severos porque la competencia ha expandido los sistemas eléctricos hasta sus límites, y la desagregación ha creado brechas en la cadena de responsabilidad.

Por último, la seguridad implica algo más que proveer capacidad adecuada a tiempo, es decir, lanzar nuevas unidades con suficiente antelación como para asegurarse que estarán disponibles cuando se confirmen las nuevas necesidades. La electricidad no puede almacenarse; cuando se la genera, fluye. Cuando se manifiestan nuevas demandas en el sistema, ya sea que haya nueva oferta disponible o no, el operador del sistema debe manejar técnicamente la carga de la red del modo más conveniente. Además de los servicios auxiliares estándar que se describirán más adelante, el operador del sistema debe organizar el despacho de electricidad, incluyendo cortes selectivos si la demanda excede la oferta a fin de evitar el colapso de la totalidad del sistema, tales como los apagones experimentados recientemente en una serie de países.

En resumen, la seguridad del suministro de electricidad tiene tres componentes:

- *Calidad y continuidad del suministro:* Este es el aspecto de “dinámica activa” de la seguridad impulsada por el efectivo manejo de las operaciones, tarea amedrentadora que uno generalmente asocia con la confiabilidad a corto plazo del sistema. Los factores políticos y sociales entran en juego, con el resultado de que las inversiones para abordar este tipo de seguridad de suministro requiere control central porque no se lo puede dejar librado al mercado;
- *Suficiencia de la oferta a largo plazo:* Este es el aspecto “pasivo” de la seguridad impulsado por un grado adecuado de diversificación y margen de capacidad al igual que por redes de transmisión flexibles capaces de hacer frente a interrupciones locales imprevistas. Los mercados siempre proveerán este tipo de seguridad “a un precio”, que puede ser o no políticamente aceptable y quizás no tan oportuno;
- *Interrupciones físicas en el suministro:* Este es el aspecto de “amenaza percibida” de la seguridad, impulsado por el grado de estabilidad política, el estado de derecho y la certeza regulatoria. El primero se relaciona con la vulnerabilidad de la oferta de energía primaria, las rutas de transmisión y la infraestructura, mientras que el último se relaciona con las reglas del juego económicas y ambientales. Los mercados tienden a descontar las inversiones si hay demasiada incertidumbre en cuanto a la seguridad, riesgo o viabilidad del proyecto.

2. El rol del operador del sistema de transmisión (TSO)

La calidad y continuidad activa a corto plazo del suministro de electricidad involucra la provisión de servicios auxiliares y la capacidad de adaptarse a eventos inesperados que modifican la planificación inicial, incluyendo el manejo de los cortes de energía/gas en caso de urgente necesidad. Es una empresa dinámica asociada con operaciones de red, bajo la responsabilidad del operador de transmisión independiente que puede cumplir su tarea utilizando su propio equipo o comprando servicios en el mercado, por ejemplo servicios auxiliares, tales como potencia reactiva o reservas operativas para la electricidad. Esta tarea es poco visible para el consumidor final porque es muy técnica y se realiza en los márgenes del sistema eléctrico. Sin embargo, es un ingrediente fundamental de la confiabilidad de los sistemas de gas y electricidad y no debería darse por sentado.

En las empresas de servicios públicos integradas verticalmente de años pasados, los mecanismos apropiados para proveer calidad y continuidad del servicio estaban en manos del operador central. En los sistemas competitivos desagregados, la continuidad de suministro a corto plazo está manejada por el operador del sistema de transmisión (TSO) y, en el caso de sistemas interconectados, por diferentes TSO (tales como aquellos en América del Norte y la Unión Europea). La coordinación entre diferentes TSO en un mercado eléctrico regionalmente integrado es de gran importancia, tal como lo han demostrado los apagones del 2003 en el este de América del Norte e Italia.

Cuanto mayor es la cantidad de generadores independientes, por ejemplo con centrales de energía distribuida tales como PCCE y renovables, y mayor es la cantidad de clientes, más sofisticados deben ser los procedimientos de equilibrio a corto plazo de las TSO. Pero esta complejidad y los costos no afectan la seguridad de suministro *per se* siempre que la totalidad de la cadena de responsabilidad del sistema eléctrico esté bajo control.

Para la electricidad, las reservas “calientes” y “frías” son los requisitos más básicos, si no los únicos, para asegurar la confiabilidad y la calidad de la oferta energética. Se considera que la situación ideal es disponer de reservas rodantes calientes adecuadas del

orden del 5% y un porcentaje igual de reservas auxiliares. Debería notarse que el porcentaje deseado de reservas también es una función del nivel de confiabilidad de las unidades de generación, preocupación que a menudo está acentuada para las fuentes renovables intermitentes o en los países en desarrollo que están luchando por la cantidad y no tanto por la calidad de la oferta de energía.²⁵

También se necesita capacidad de transmisión adecuada y flexible para manejar la transferencia de energía de regiones con excedente a regiones deficitarias y evitar nichos donde los servicios auxiliares ya no son adecuados. Un desequilibrio de la oferta es muy común en todos los países pero afecta más a los países en desarrollo que a los países desarrollados porque las capacidades de generación de energía están ubicadas a menudo cerca de las cabeceras de las minas de carbón (por ejemplo, en China o India) o dependen de la ubicación hidroeléctrica (por ejemplo, en Argentina, Brasil o Venezuela), que a menudo están alejadas de las áreas de alto consumo.

El manejo de la confiabilidad de la energía, es decir la seguridad de suministro a corto plazo, implica una coordinación transparente y profunda entre el operador del sistema de transmisión (TSO) y los usuarios de la red (generadores, proveedores, comerciantes, etc.). Es necesario publicar los códigos operativos porque si no son adecuadamente revisados y discutidos con los usuarios de la red, pueden ocurrir grandes problemas. Es por eso que el regulador necesita ofrecer incentivos a todos los actores, proveedores y consumidores del mercado para lograr una adquisición eficiente de servicios auxiliares. Una solución podría ser implementar mecanismos basados en el mercado para la provisión de servicios auxiliares, tal como lo ha hecho España.

3. Elasticidad de precios a corto plazo y manejo de la demanda

El manejo de la carga es un componente importante de la confiabilidad del sistema y de la eficiencia de los mercados energéticos. El modelo de California, donde los precios mayoristas aumentaron sin afectar a los usuarios finales porque gozaban de una tarifa minorista fija, debería evitarse. Los usuarios grandes (industria) y medios (comerciales grandes o industriales pequeños) pueden manejar su carga, que es una elección que se ofrece actualmente cada vez más también a los pequeños consumidores.²⁶ Por ejemplo, algunos medidores simples ofrecen dos tarifas de tiempos diferentes que permiten que

²⁵ En el contexto de la India, antes de planificar cualquier agregado de capacidad para satisfacer el incremento de la demanda, es necesario pensar seriamente en el nivel deseado de utilización de los recursos existentes y en el oportuno ingreso de combustible, repuestos, mantenimiento preventivo, etc, en las centrales energéticas existentes. Dicho esto, el concentrarse en la "cantidad" y no tanto en la "calidad" no debería ser una razón para descuidar los servicios auxiliares necesarios (reservas rodantes, redundancia en capacidad de transmisión y capacidad de transformación, AVR, corte de carga base UFR y esquemas de formación de islas, instalaciones de puesta en marcha independiente, etc). El trabajo del CME sobre las mejores prácticas de su Comité de Funcionamiento de las Centrales de Generación es pertinente en este punto.

²⁶ Sobre la base del despliegue a gran escala, los costos de capital para los medidores remotos impuestos sobre una red de comunicaciones fija son de alrededor de US\$ 100 por hogar para el soporte físico (medidor y módulo de comunicaciones). La instalación, la gestión del proyecto y la integración de los sistemas suman otros US\$ 10-30 (sobre la base de un despliegue a gran escala para cientos de miles de medidores). Sin embargo, la respuesta más simple de la demanda proviene de fijar el precio al tiempo de uso y al pico crítico. Ninguno de estos requiere soporte físico adicional, aunque el soporte físico de control ciertamente simplifica la respuesta del consumidor a tal fijación de precios. El tiempo de uso y la fijación de precios del pico crítico también promueven la inversión en controles automáticos, permitiendo así la respuesta de la demanda al crecimiento con el tiempo.

uno desconecte aparatos temporalmente prescindibles, tales como lavavajillas, lavarropas, cuando la red señala picos de precios.

El manejo de la demanda (DSM) funciona bien para el manejo de la carga, es decir, para nivelar la carga, pero no hay pruebas de que su impacto sea sostenible a menos que se aumenten las tarifas en forma significativa. Esto se debe a que:

- La mayoría de los consumidores son indiferentes a los precios mayoristas porque el componente de distribución de ~50% en los precios que ellos pagan es importante y la commodity se paga sobre la base de tarifas predeterminadas;
- A menos que se introduzca nuevo equipo, la mayoría de los usos de la electricidad son cautivos cualquiera sea el precio de la electricidad. En el mejor de los casos, algunos usos (por ejemplo lavado de ropa) pasarán a otro momento del día;
- Los actuales presupuestos de electricidad para los hogares en los países desarrollados son una proporción muy pequeña del gasto personal total (menos del 3% en 1998/9 en el Reino Unido comparado con 6% en 1968).

Con medición y tarifas apropiadas, el DSM ayuda a dichos cambios, llenando los “valles” de la noche cuando la carga y el precio de la electricidad son más bajos al mismo tiempo que se allanan los “picos” del día de la curva de carga. Esto puede ser asociado incluso al uso de suministros descentralizados (energía distribuida) al momento de los picos, que se discute más adelante en este informe.

4. El enfoque noruego de la confiabilidad a corto plazo

El operador del sistema es responsable de la operación total del sistema y de los servicios auxiliares. La supervisión de la operación total del sistema es una función de crucial importancia para la seguridad de suministro de cualquier sistema energético. Para cumplir estas tareas, el operador del sistema controla, ajusta o cambia constantemente la producción activa y reactiva, el flujo de energía, el nivel de voltaje y la topología de red para lograr un equilibrio energético satisfactorio, seguridad operativa (la capacidad de abordar las contingencias) y calidad (frecuencia, desviación temporal, voltaje). El operador del sistema puede manejar sus responsabilidades controlando su propio equipo y comprando servicios de propietarios de centrales conectadas a la red principal.

Categoría	Características	Compensación
Respuesta a la frecuencia	Frecuencia $\pm 0,2\%$ (49,9/50,1 Hz) ²⁷ Característica de estatismo 6%	Compensación económica anual
Respuesta suplementaria a la frecuencia	Arreglos de transición del 2002 con licitaciones dos veces por semana. El objetivo era desarrollar licitaciones diarias en el 2003.	Precio marginal para el último MW/Hz adquirido en el período real, pagado cada cuatro meses para entrega documentada
Potencia reactiva ²⁸	Ajuste de unidades rodantes	25 NOK/MWh en el 2002 cuando se lo solicitaba y documentaba

²⁷ En la India, las regulaciones aplicables al sector eléctrico especifican un límite legal de + 1,5% a -3% sobre la variación de la frecuencia de frecuencia nominal de 50 Hz en contra del límite prescrito de $\pm 1\%$ en la mayoría de los países desarrollados.

²⁸ El manejo de la potencia reactiva juega un rol esencial en el control del voltaje, reducción de las pérdidas del sistema, mejora de la calidad y confiabilidad de la oferta energética.

Corte de carga base activado por frecuencia	Corte de carga instantáneo en etapas si la frecuencia cae por debajo de los 48,7 Hz	Ninguna compensación económica
Corte de carga de generación	Parte del esquema de protección de red a fin de aumentar la capacidad de transferencia disponible	Compensación por desconexión: Cap. < 200 MVA: NOK 50.000 Cap. > 200 MVA: NOK 75.000
Reservas de energía	En el invierno del 2000/1 el TSO introdujo el mercado de "opción". Se les permitió a los productores y a los consumidores licitar en opciones de reservas (implica una obligación de licitar en el RPM en los períodos especificados)	El precio de "opción" es establecido como el precio de la última oferta aceptada (referido al requisito de reservas definido por el TSO, por ejemplo 1600 MW)
Mercado de regulación de energía (RPM)	Mercado para ajustar el equilibrio de producción y consumo con regulación ascendente o descendente utilizado cuando el error de control de área y/o la desviación de frecuencia/tiempo excede límites especificados en la hora de operación. Requisito: Volumen > 25 MW Respuesta > 15 minutos	El precio RPM es determinado como el precio del último paso del ajuste en la regulación "ascendente" o "descendente". (Solo un precio por hora)

Además de estas técnicas, tal como se señala en la tabla superior, Noruega tiene un mercado para reservas secundarias (mercado de equilibrio) que consiste en un "mercado de regulación de energía" (RPM) y un nuevo "mercado de opción de reservas de energía". El equilibrio entre la demanda y el consumo se planifica día a día sobre una base horaria mediante el mercado energético físico ELSPOT. El objetivo del nuevo mercado de reservas energéticas es asegurar un volumen satisfactorio de reservas de energía en el RPM al que se pueda recurrir para compensar posibles errores de pronóstico identificados, limitaciones de la transmisión en la red e interrupciones operativas.

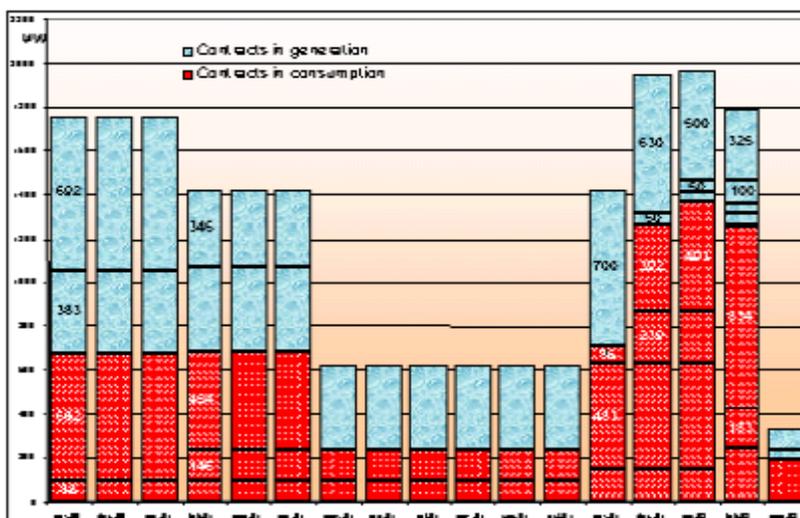
Este nuevo esquema de opción de reserva de energía ha atraído a los consumidores para que se registren en el RPM. Esto tiene particular importancia durante los períodos anuales de pico de carga, cuando la demanda se acerca al límite de capacidad de generación de energía. En las dos rondas de licitación que ha habido hasta ahora, se les solicitó a alrededor de 110 potenciales participantes, generadores y consumidores, que propusieran ofertas de reserva de energía diurna, y se aceptó un total de 1.745 MW de reservas de energía. Los acuerdos entre el TSO (STATNET) y los licitadores son válidos por un período de tres meses o un año.

El Gráfico II-1 indica la cantidad de contratos, la distribución de los contratos entre producción y consumo y la cantidad de reservas de energía ofrecidas en el mercado noruego de reservas de energía durante el período que va de noviembre de 2000 a abril de 2002. Hasta el momento la experiencia con el mercado de reservas de energía es buena, y los clientes en general están satisfechos con la solución.

5. Seguridad a largo plazo – suficiencia, diversificación y flexibilidad

Sistemas de electricidad: En un mercado puramente competitivo (es decir, sin poder de mercado) sin una estipulación específica para la seguridad, los precios spot se fijan sobre los costos marginales a corto plazo (SRMC) y siguen un modelo cíclico determinado principalmente por los prolongados tiempos requeridos para poner en funcionamiento nuevos suministros al obtener las aprobaciones necesarias y construir nuevas centrales y/o las infraestructuras necesarias (para proveer nuevos combustibles primarios a las centrales y transmitir la nueva energía producida a las áreas de consumo). Mientras el tiempo requerido para construir nuevas centrales alimentadas a gas es relativamente corto (alrededor de tres años), lleva mucho más tiempo (5-6 años como mínimo) asegurar una oferta adicional de gas natural a largo plazo (por ejemplo, actualmente en América del Norte no se espera que haya nuevas terminales de GNL antes del 2007/2008) o construir centrales energéticas con altos requisitos de costo de capital (tales como unidades de energía hidroeléctrica, alimentadas a carbón o nucleares).

II-1 ADQUISICIÓN DE MERCADO DE RESERVAS DE ENERGÍA EN NORUEGA (2000-2002)



Fuente: STATNETT

Cuando hay un exceso de capacidad en el sistema, los SRMC serán bajos (los costos de combustible y los costos de utilización variables de la última unidad licitada, digamos, una central nuclear o alimentada a carbón a 1-3 centavos de dólar por kWh). Cuando se contrae el exceso de capacidad, los SRMC reflejan sucesivamente el uso de fuel oil pesado en las calderas, gas natural en CCGT, destilados de petróleo en turbinas simples o diesel en generadores, ascendiendo a 8-10 centavos de dólar por kWh. Cuando hay una insuficiente capacidad, la creciente escasez lleva a un salto en los precios de la electricidad, casi sin límites dada la muy baja elasticidad de precios a corto plazo de la demanda. Los precios pueden aumentar rápidamente hasta US\$1/kWh y más en el caso de insuficiencia de capacidad prolongada.

Dichos ciclos no son aceptables para los consumidores, especialmente en los países en desarrollo donde el costo del servicio energético es una proporción significativa del gasto personal, y tampoco lo son las posibles bajas de voltaje o los apagones que tienen costos económicos directos e indirectos importantes. Sin importar cuán “liberalizados” están los mercados energéticos, dichos impactos rápidamente conducen a preocupación o acción

política. Esto es aún más cierto cuando el ciclo de commodities “naturales” parece amplificarse por el poder de mercado, dando como resultado precios aún más elevados en la cúspide del ciclo y seguidos por precios más prolongados y más deprimidos de los que hubieran tenido lugar de otro modo. Por esta razón el modelo de precios de consorcio puro ahora ha sido abandonado en favor de contratos bilaterales a largo plazo (con incentivos de precio que conducen a la inversión) y un mercado de consorcio residual como el que opera en el mercado nórdico.

Obviamente, es necesario contar con regulaciones y mecanismos que provean al mercado oferta de electricidad oportuna, adecuada, diversificada y flexible:

- Oportuna significa lo suficientemente pronto como para estar disponible cuando se la necesita;
- Adecuada significa suficiente margen de capacidad (digamos 15-20% en momentos pico);
- Diversificada significa utilizando una mezcla de diferentes tecnologías y combustibles; y
- Flexible significa que tanto la generación como la transmisión pueden superar eventos imprevistos.

Sistemas de gas natural: El desafío aquí es diferente. Generalmente existen dos grupos de clientes, usuarios finales cautivos pequeños en los sectores residencial y comercial que no tienen capacidad de cambio, al menos en el corto plazo, y usuarios finales grandes interrumpibles (industria y centrales energéticas con capacidades alimentadas a dos combustibles) que pueden sustituir el gas por combustibles de competencia, generalmente productos de petróleo. Otra diferencia con los sistemas eléctricos es la flexibilidad adicional que resulta del almacenamiento estacional y pico (aunque en algunos mercados claves las condiciones geológicas impiden su desarrollo, como es el caso del Japón).

En los antiguos monopolios de gas natural, la seguridad a menudo era considerada como un asunto estratégico sin componentes económicos claros²⁹, y los costos asociados con la capacidad de almacenamiento no estaban identificados específicamente en los gastos generales cargados a los clientes. Por ejemplo, en Francia, una parte del almacenamiento era considerada “estratégica”, con el objetivo formal de asegurar, junto con la capacidad de cortar el gas a los clientes interrumpibles, un año de suministro para el sector cautivo para balancear cualquier fallo en el suministro proveniente de Rusia o de Argelia.

Sin embargo, en los mercados competitivos no hay un argumento preciso de que la seguridad del suministro de gas natural sea cuestionada por los mecanismos de fijación de precio en el margen. Uno podría incluso afirmar que un progresivo aumento en el precio del gas natural en la escala de combustibles competitivos, desde carbón hasta petróleo para calefacción, provee suficientes señales para atraer nuevos suministros antes de que utilice la totalidad de las existencias de los usuarios interrumpibles. El

²⁹ Los monopolios utilizan contratos “netback” de largo plazo en los cuales el precio es un promedio ponderado de los precios de los productos de petróleo con quienes compiten sustituidos por el gas natural, petróleo para calefacción para los pequeños usuarios “cautivos” y fuel oil pesado para los grandes usuarios “interrumpibles”. Por lo tanto acceder a ser un usuario interrumpible era un modo de obtener gas barato y un componente de seguridad aunque no había garantía de que dichos usuarios tuvieran una capacidad de combustibles múltiples (en realidad, muchos no la tenían).

cambio de combustible en los sistemas de gas natural entra en juego más temprano y con un impacto más inmediato sobre la oferta y los precios que lo que sucede en los sistemas eléctricos, pero esto no significa que no haya necesidad de diversificación y flexibilidad en los sistemas energéticos que dependen del gas natural. En resumen, el gas natural puede ser almacenado y los suministros pueden interrumpirse de modos que den al sistema mayor flexibilidad que lo sistemas eléctricos, pero los eventos imprevistos finalmente pueden tener tanto impacto como el que tendrían sobre el sistema eléctrico.

6. ¿Cómo abordar el concepto de seguridad a largo plazo?

Uno puede no estar de acuerdo con la opinión de los expertos citada en el cuadro que aparece a continuación pero el hecho es que viene de un organismo reconocido en un país que ha entablado reformas de mercado es sintomático de una preocupación e inquietud acerca de la seguridad del suministro. La respuesta a estas preocupaciones ha sido la sugerencia de crear “mercados de capacidad” que funcionan en paralelo con el mercado de commodities. Los principales enfoques pueden reducirse a cuatro categorías amplias:

- *Dependencia de un arbitrador central:* Este es el “comprador único” que determina qué centrales es necesario construir y cuándo hay que hacerlo. La seguridad es entonces un “bien público” con los mismos costos/beneficios para todos los clientes, como era el caso en los antiguas empresas de servicios públicos monopólicas;
- *Tratamiento competitivo puro de la seguridad:* Este es un servicio a medida ofrecido a precios competitivos del mismo modo que un seguro. Los distribuidores luego arreglan la mejor cartera posible de oferta/demanda para ofrecer este servicio a un costo competitivo;
- *Enfoques ad hoc:* Estos son esfuerzos para combinar aspectos externos a internos siempre que ofrezcan una respuesta pragmática al problema identificado; y
- *Dependencia de los instrumentos financieros a largo plazo:* Estos se utilizan para asegurar la oferta futura con estrategias de protección.

“Tendencias del mercado energético en los Países Bajos - 2001” – Estudios de Políticas ECN (2002)

“...En un mercado eléctrico liberalizado no hay un organismo central que determine si hay que mantener antiguas centrales energéticas o invertir en nueva capacidad de producción. La inversión en nueva capacidad por lo tanto queda librada a las partes en el mercado. En teoría un mercado competitivo envía las señales de precio correctas para fomentar las inversiones en nueva capacidad. Sin embargo, hay imperfecciones del mercado que pueden tener como resultado una realidad diferente: la aversión al riesgo y la manipulación del mercado puede llevar a una falta de inversión en nueva capacidad de producción. Las firmas pueden no estar dispuestas a invertir en centrales pico necesarias, porque estas centrales tienen un bajo tiempo promedio de funcionamiento y por lo tanto proveen ingresos inciertos. Además, los productores de electricidad podrían cancelar intencionalmente inversiones en el sector, conduciendo a una escasez de capacidad que obligaría a las centrales energéticas más caras a entrar en funcionamiento, y causando un aumento en el precio de mercado. Finalmente, en momentos de demanda pico extrema o debido a desastres, la oferta de electricidad podría estar en peligro...”

a. Sistema del tipo comprador único

Dicho sistema depende de un operador externo que sigue un plan a largo plazo. Es similar a las operaciones en las antiguas empresas de servicios públicos monopólicas.

Busca reducir al mínimo los costos totales, incluyendo los de la electricidad no entregada, a un precio acordado. En la década de 1990 Francia propuso un enfoque levemente modificado (con un sector comercial funcionando en los márgenes del comprado único), pero no fue aceptado por la Unión Europea, quien prefirió enfoques más competitivos. En la actualidad, es un diseño citado a menudo en los países en desarrollo que necesitan sistemas simples pero a la vez independientes y competitivos en los cuales se garantiza la inversión a largo plazo. En su versión más simple (que excluye las transacciones comerciales):

- Permite la planificación a largo plazo (tamaño, ubicación, tecnología y tipo de combustible) y seguridad;
- Permite la competencia para la construcción de nuevas centrales (mediante subastas); y
- Permite la competencia para el funcionamiento de las centrales existentes (subastas anuales, ver Parte III).

En particular, cuando la seguridad del suministro es abordada externamente por el operador del sistema, no habrá una arremetida en manada hacia una tecnología única alimentada por un único combustible que, en países como el Reino Unido, a menudo es representada como una corrida hacia el gas. Para la generación de energía, la unanimidad sobre una tecnología y un combustible es potencialmente peligrosa porque pueden ocurrir grandes desequilibrios en el transcurso de solo unos pocos años. El incremento del gas natural en el Reino Unido, que se relaciona con la rápida caída en sus yacimientos nacionales, y la apremiante necesidad de depender de importaciones más costosas demuestra la “locura” del mercado al poner todos o casi todos sus huevos en la misma canasta “de gas”. El Reino Unido no es un caso aislado a este respecto porque, desde el año 2000, en los EE.UU. ha habido una corrida similar hacia el gas, donde la corrida para instalar turbinas alimentadas a gas coincide con la baja de la oferta de gas nacional.

b. Mercados de tipo de seguros

Este es un enfoque 100% de mercado, pero aún no está explícitamente reconocido como tal. Requiere reglas prudentes similares a las que se aplican a las compañías de seguros – reglas que habrían impedido al menos parte de la supuesta manipulación en el mercado californiano hace algunos años sobre lo que ahora son casos ante los tribunales en los EE.UU. Depende de acuerdos de suministro bilaterales a largo plazo para construir nuevas centrales y depende del nivel de seguridad que se espera de dichos compromisos. Cada contrato de un distribuidor (sumando varias unidades de generación) para un conjunto de consumidores (un usuario industrial muy grande o un consorcio de pequeños usuarios industriales y grandes usuarios comerciales o una LDC) incluiría entonces el nivel de seguridad elegido por la entidad consumidor y el precio de la electricidad. Al igual que para el seguro, la garantía del seguro de suministro energético puede adaptarse a necesidades específicas o ser estandarizada, por ejemplo, para los pequeños usuarios cautivos. En el último caso, uno compararía los costos de seguridad a largo plazo provistos por diferentes LDC.

En la práctica, dichos contratos bilaterales a largo plazo tendrán precios totales (incluyendo, explícitamente o implícitamente, costos de commodity y de seguridad) más elevados que los SRMC reflejados en el mercado spot (el costo de la commodity) y cercanos al LRMC correspondiente a la curva de carga del cliente. Los distribuidores elegirían su cartera de suministro (unidades de generación con los márgenes de

capacidad deseados y diversificación de combustible) y los clientes interrumpibles a fin de cumplir con sus conjuntos de contratos a un costo total mínimo.

Si bien proveen un sistema competitivo para la seguridad de suministro a largo plazo, los sistemas basados en el seguro son complejos (por ejemplo, ¿cómo se determina el costo de seguridad específico incurrido por una LDC en nombre de un cliente existente?) y riesgosos (las economías de escala evidentemente existen y favorecerían el poder de mercado).

El pensamiento contractual a largo plazo no es nuevo. Por ejemplo, ENRON fue el primer agregador de gas en los EE.UU. en la década de 1980. Una evidencia aún anterior es la práctica de algunos compradores de GNL en Japón para crear un consorcio de compradores para comprometerse en contratos de GNL a largo plazo que habrían sido demasiado grandes para un participante individual. En electricidad, el modo en que la nueva central nuclear finlandesa será comercializada es similar porque la producción de la central será comprada por tres distribuidores que tendrán a su cargo la tarea de optimizar sus carteras de oferta/demanda.

La competencia es la que impulsa a poner un precio atractivo a dicho servicio de seguro, ya sea como un costo específico o como un “paquete” que incluye la commodity y la seguridad de los costos de suministro. En un esquema de ese tipo, dado que hay obvias economías de escala para proveer seguridad, la tendencia natural de la industria será concentrar, de modo que el rol de los gobiernos es asegurar que ningún distribuidor/proveedor crezca demasiado y que los proveedores tengan el soporte y las garantías financieras para cumplir con sus responsabilidades, es decir los castigos en caso de falta de entrega de electricidad, con reglas prudentes similares a las del sector bancario o de seguros.

De hecho, en el negocio energético, si bien la palabra “seguro” es raramente mencionada, el concepto de “castigo” es muy conocido. Por ejemplo, es la obligación de las compañías de distribución de gas de los EE.UU. de proveer a sus clientes cautivos y en caso de incumplimiento pagar multas en el orden de los US\$50-70/MBtu. Este es un enfoque probado que puede extenderse fácilmente al caso de la electricidad. Del mismo modo en que las LDC de gas deben asegurar el suministro para las condiciones climáticas extremas correspondientes al invierno más frío en cincuenta años, a las LDC de electricidad se les puede obligar que aseguren suficiente suministro para enfrentar la demanda en el verano más cálido en cincuenta años (cuando la demanda pico es para aire acondicionado) o en el invierno más frío en cincuenta años (cuando la demanda pico es para calefacción).

c. Enfoques ad hoc

La ausencia de una preocupación por la seguridad a largo plazo durante las primeras reformas del mercado puede parecer extraña en la actualidad cuando la mayoría de los expertos pone gran énfasis en el vínculo entre el acceso confiable a la energía y el desarrollo económico. Sin embargo, hay buenas razones por las cuales las cosas sucedieron de este modo:

- Primero, precisamente porque se sentía que las empresas de servicios públicos preexistentes habían hecho demasiada inversión y que un mercado competitivo no socavaría el capital tal como lo habían hecho las empresas de servicios públicos;
- Segundo, porque la primera ola de reformas en el Reino Unido (seguido por muchos países en desarrollo) se concentraba en vender activos del estado al mejor precio posible;

- Tercero, porque la elección de un enfoque pragmático (“anglosajón”) requería que todos los actores se adaptaran a la dinámica del mercado y no tanto a cincelar un sistema en mármol desde el principio.

Enfoque “ad hoc”, del primer pool británico

El primer modelo del Reino Unido fue un pool obligatorio, es decir, un enfoque de commodity pura. Sin embargo, como los fundadores temieron con razón que la inversión podría venir demasiado tarde, agregaron dos elementos a los costos cobrados a los clientes, la “mejora” y una carga llamada “probabilidad de pérdida de carga” (LOLP). Estos dos cargos extra fueron diseñados para aumentar los ingresos de los productores, creando así incentivos, si no para invertir más en capacidad de lo que habrían hecho de otro modo, entonces al menos para evitar dejar ociosas demasiadas centrales*.

Dado que todos estos cargos han sido eliminados de los NETA (nuevos acuerdos de comercio), no se sabrá nunca si habrían funcionado si el mercado hubiese sido competitivo. Sin embargo, es claro que:

- Los precios del pasado eran mucho mayores que los SRMC debido al poder de mercado y a los nuevos participantes atraídos, sin que la “mejora” y la “LOLP” jugaran ningún papel en este ingreso;
- Estos cargos “ad hoc” ampliaban, no anticipaban, las variaciones de precio spot. Sin poder de mercado, podrían haber aparecido demasiado tarde para evitar la escasez;
- Por lo tanto, este enfoque no fue un buen modo de proveer seguridad de suministro, en términos de suficiencia (capacidad en tiempo) ni en términos de diversificación.
-
- *Es excelente para abordar desde arriba el margen de capacidad requerido (demasiado capital inicial) pero no logra fomentar suficiente capacidad desde abajo (es decir, nueva capacidad). Corea del Sur lo utiliza y espera reducir su margen de capacidad al 15%.

Por definición, las soluciones “ad hoc” no están adaptadas para proveer la “mejor” solución o para “garantizar” que van a funcionar para siempre, pero son “recetas” pragmáticas cuyo objetivo es corregir una falla de mercado identificada. Un ejemplo es el sistema de incentivos basado en los precios según localización puesto en funcionamiento por el mercado de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) para favorecer las inversiones donde son más necesarias, es decir, en las áreas congestionadas. Sin embargo, solo el largo plazo revelará si este enfoque ha llevado a una suficiente diversificación (por el momento esto es dudoso, porque la mayoría de las nuevas centrales son CCGT de tamaño medio).

El establecimiento de incentivos para la construcción temprana de nuevas capacidades enfrenta dos dificultades: (1) cómo calibrar estos incentivos para obtener el equilibrio correcto entre nueva inversión excesiva/temprana e insuficiente/tardía y (2) cómo tratar a los preexistentes y a los nuevos participantes en un pie de igualdad. En cuanto a la primera dificultad, la “LOLP” del Reino Unido no habría funcionado en cuanto a oportunidad (probablemente tampoco en cuanto a capacidades porque los incentivos eran demasiado bajos). Con referencia a la segunda dificultad, los subsidios ofrecidos a los nuevos participantes para la construcción de nuevas centrales podrían ser injustos si los generadores preexistentes no fueran tratados del mismo modo y peligrosos si desalientan

a los inversores privados porque la construcción de nuevas centrales antes de los aumentos de precios impedirá este aumento, aniquilará los beneficios esperados en el futuro e impedirá que el mercado mayorista cubra los costos de capacidad de los preexistentes en el largo plazo.

Los enfoques “ad hoc” son soluciones transaccionales que deben juzgarse en tres aspectos:

- Si funcionan en la práctica, es decir, si proveen los “bienes”;
- Si tratan a los participantes preexistentes y a los nuevos en un mismo pie de igualdad;
- Si crean más desequilibrios que requieren una mayor intervención regulatoria.

Los mecanismos de capacidad son un ejemplo del enfoque ad hoc. Existen dos mecanismos para pagar a los generadores por su compromiso de proveer electricidad si se la requiere:

- En el sistema de “pago de capacidad”, el regulador fija un precio para la capacidad y deja que el mercado determine qué cantidad de capacidad estará disponible. En este sistema, el pago lo elige el regulador, pero el monto resultante de reservas es incierto;
- En el sistema de “requisitos de capacidad”, el regulador fija la cantidad de capacidad disponible necesaria y deja que el mercado determine su precio. En este sistema, el regulador elige el nivel de reserva de capacidad, pero el costo de capacidad resultante es incierto.

Según el informe del Estudio de Políticas ECN, *“A las compañías de generación se les pueden dar pagos de capacidad con el objetivo de fomentar la construcción de nueva capacidad y aumentar por lo tanto la capacidad total de generación. Dicho pago debería cubrir parte de los costos fijos de una central energética, eliminando la incertidumbre acerca de precios futuros que cubren LRMC. El sistema tiene un carácter regulado, que no lo hace compatible con un mercado liberalizado. Además, no se ha probado que mejore exitosamente la suficiencia del sistema”*.

En los mercados de capacidad, el operador del mercado provee incentivos a los generadores para que inviertan en capacidad de reserva, y define el monto máximo que cada productor puede vender. Aunque estos enfoques merecen un análisis más exhaustivo del que se puede realizar aquí, tienen la ventaja de ser neutrales (ningún generador se beneficia en comparación con los otros) pero deja algunas preguntas sin responder:

- ¿Cuál debería ser el horizonte de tiempo pertinente? ¿Corto plazo para requisitos de capacidad pico o largo plazo para carga base?
- ¿Estos mecanismos proveerán el mismo margen de capacidad que se lograría con un sistema del tipo de seguros o de multas y la misma diversificación de combustibles?
- ¿Los consumidores que tienen diferentes necesidades de seguridad aceptan el implícito “talle único” (con la misma prima de seguridad pagada por todos)?
- ¿Qué regulación normativa debería aplicarse a los generadores si no se cumplen sus compromisos de capacidad?
- ¿Qué impacto tendrán los pagos de capacidad sobre el nivel de precios spot de las commodities?

Otro ejemplo de un enfoque ad hoc es que la capacidad sea propiedad del operador del sistema. Según el informe de Estudios de Políticas de ECN *“Esta medida obliga al TSO a comprar y hacer funcionar centrales energéticas que de otro modo quedarían ociosas o serían desmanteladas. Provee una capacidad de reserva que solo sería despachada si el precio del mercado es más alto que un nivel máximo preestablecido. Los costos fijos de estas centrales serían cubiertos por la tarifa del sistema cobrada por el TSO a los consumidores, mientras que los costos variables serían cubiertos por el precio de mercado. La desventaja de este método es que es intervencionista en el mercado y por lo tanto no es compatible con el actual mercado liberalizado”*.

En oposición a los mercados de capacidad que tratan a todos los generadores en un mismo pie de igualdad, el privilegio otorgado a un oferente en último recurso (“opción en último recurso” en la directiva de la UE) o proveedor (TSO en la propuesta de ECN arriba mencionada) es injusto. Al agregar capacidad, hace bajar los precios y priva a los otros generadores del beneficio de precios potencialmente más elevados. ECN tiene razón en su crítica: un oferente/proveedor en último recurso puede eliminar los incentivos para que inviertan los otros generadores. Por otro lado, conociendo ex-ante esta posibilidad (“amenaza”), los inversores pueden tener un incentivo para invertir antes de que se lance la licitación porque aumentarán su participación en el mercado, “internalizando” el procedimiento en su proceso de toma de decisiones de inversión.

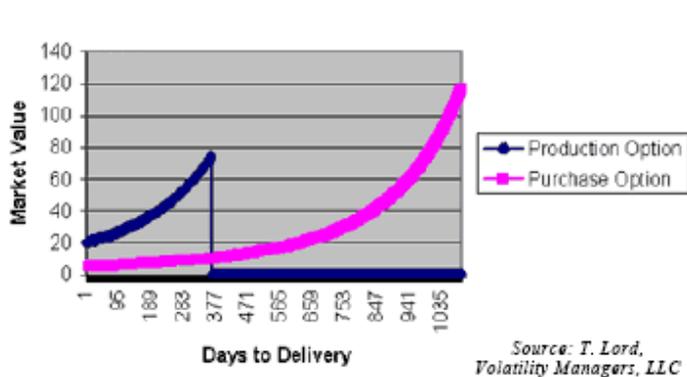
Además, tal como sucede en Suecia, la distorsión será mucho más reducida si la opción de último recurso es provocada únicamente para impedir un apagón, es decir, cuando el precio es muy alto. El desencadenante adecuado es el VOLL (valor de la carga perdida) porque substituye la falta de exposición al precio de los pequeños clientes que están protegidos de los movimientos de los precios spot por sus tarifas fijas y por lo tanto no reducen su consumo cuando los precios son elevados. El VOLL también puede utilizarse como tope, con el beneficio de limitar el impacto del poder de mercado. Dicho esto, el VOLL es bastante elevado, posiblemente US\$40-50/MBtu para el gas natural y US\$2/kWh para la electricidad mayorista.

d. Mercados de futuros y estrategias de protección

La volatilidad de los precios y la confiabilidad (corto y largo plazo) son dos caras de la misma moneda. Uno podría preguntarse hasta qué punto las estrategias de protección financiera pueden utilizarse para proveer seguridad de suministro a largo plazo y si ellas provocarán inversiones en capacidad u otras herramientas de confiabilidad. Lamentablemente, la respuesta parecería ser negativa si nos basamos en algunos análisis específicos de expertos externos.

T. Lord (Gerentes de volatilidad - noviembre 2002) señala, *“Teóricamente, un mercado eléctrico estable es la solución de un asunto de opción real pero la ausencia de almacenamiento en electricidad tiene profundos impactos sobre la estructura del mercado eléctrico y sobre su diseño de mercado. El gráfico que aparece a continuación es una ilustración simplificada del problema subyacente de diseñar un mercado eléctrico estable.*

II-2 OPCIONES REALES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

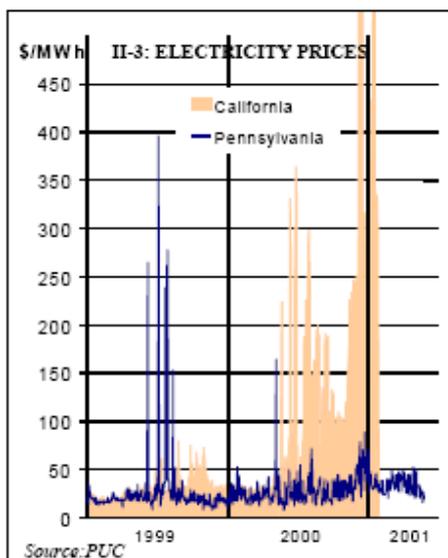


La capacidad de agregar nueva oferta caduca mucho antes de que el comprador deba hacer la elección de consumir. Las opciones para construir nueva capacidad de generación no pueden influir sobre el precio de mercado para la electricidad una vez que han caducado. Un cargo de capacidad que cubre la confiabilidad que no comienza a pagar cuando existe la opción de construir nueva generación, paga solamente la capacidad de generación ya construida por su existencia. Entonces, el primer asunto del diseño de mercado para la estabilidad es establecer un mecanismo que cree señales tan pronto como 3 a 6 años antes de la fecha de la primera compra.

Un diseño de mercado que supera este primer asunto revela un segundo asunto subyacente en el diseño de mercado: la solvencia. La capacidad de crédito del mercado es insuficiente para cargar con un mecanismo de fijación de precios de mercado de futuros soportado por los consumidores que permita que el costo de la opción real construya generación y financie el costo de la seguridad a largo plazo. De ahí la necesidad de una compensación de crédito respaldada por la industria.

Luego, surge un tercer asunto cuando el costo a futuro de la confiabilidad es soportado por los consumidores. El problema es que la confiabilidad es un costo a futuro de larga data que debe ser soportado por todos los consumidores. Si el consumidor "cautivo" tiene el derecho de cambiar de proveedor, ¿qué le impide salirse de la obligación de cumplir con la confiabilidad a futuro de las "compras" del proveedor para él? ¿Cómo puede transferirse la obligación al consumidor?"

S. Gosh (CII, India – mayo 2003) señala, "La electricidad no es almacenable y su demanda es de precios inelásticos. Estas características explican por qué, en un mercado competitivo, los precios spot no solo son volátiles sino que también se apartan significativamente de un modelo Markoviano estándar (con variaciones aleatorias normalmente distribuidas) en el cual la volatilidad es estable a lo largo del tiempo".



Las consecuencias de esta volatilidad “anormal” son dobles:

1. No se pueden utilizar modelos financieros estándar (Sharpe & Markovitz). Se basan en arbitrajes de varianza media que no se aplican a la electricidad porque no tiene varianza per se (el Gráfico II-3 muestra la inestable volatilidad). Las estrategias confiables y conservadoras serían demasiado costosas debido a la necesidad de aplicar garantías contra la incertidumbre de la volatilidad;
2. Existen otros modelos ad hoc. Ellos se basan en imitar la persistencia de períodos sucesivos con diferentes volatilidades, por ejemplo los modelos ARCH y GARCH. Sin embargo, a pesar de su complejidad, ellos son no solo costosos sino también peligrosos, particularmente para los pequeños usuarios, debido a su falta de justificación teórica.

e. Mercado para contratos de confiabilidad

Según el informe Estudios de Políticas de ECN, “Este mecanismo obliga a los consumidores o al operador del sistema a comprar contratos de confiabilidad de los productores. Estos contratos de confiabilidad tienen la forma de opciones de compra que establecerían un tope de precios para la electricidad. Si el precio de mercado de la electricidad es más elevado que el precio de opción entonces los consumidores podrían ejercer la opción a un precio pre-acordado, por el cual ellos podrían obtener la electricidad. La prima pagada para la opción puede ser vista como un ingreso para el productor, para pagar los costos fijos de la central. El productor sería multado si no entregara la electricidad. La ventaja de este mecanismo es que está basado en el mercado.”

Este enfoque parece ser similar a las estrategias de protección y podría no funcionar por las mismas razones, es decir, porque los precios a largo plazo revelan poco acerca de la posibilidad de futuras tensiones (en todos los mercados, los futuros tienden a repetir las experiencias del pasado, aún cuando se espera un fuerte crecimiento nuevo). Además, los mercados de futuros, para proveer un puente confiable, necesitarían profundidad (considerando, digamos, al menos diez años) y liquidez (a pesar de la alta volatilidad y de los riesgos que crea). Este no ha sido el caso desde el colapso de Enron, que ha revelado los altos riesgos (un contrato único que soporta el riesgo creado por la totalidad

del mercado) que los banqueros han estado deseosos de asumir como contrapartida de los electricistas.

La revisión que antecede sugiere que hay muchos modos de proveer seguridad a largo plazo. Aquellos que dependen de los contratos bilaterales a largo plazo permiten arreglos de seguridad “a medida” pero impiden la competencia minorista a corto plazo. En los enfoques centralizados de seguridad “de talla único”, es decir, el grado de seguridad a largo plazo es el mismo para todos, pero la competencia minorista a corto plazo es posible. También son posibles las soluciones transaccionales que combinan carteras diversificadas a largo plazo y el desarrollo de competencia a corto plazo sin pérdida de seguridad siempre que haya igualdad de condiciones para la competencia.

7. Energía distribuida y seguridad de suministro

Definición del CAEM de la energía distribuida (ED)

“Sistema de generación ubicado cerca de los clientes de energía, posiblemente incorporando almacenamiento de energía, manejo de energía y combinación de calor y electricidad, potencialmente muy integrado con la red eléctrica para proveer múltiples beneficios a ambos lados del medidor de la empresa de servicios públicos.”

La ED se aplica solamente a la electricidad porque es irrelevante para el gas, que todos los productores venden directamente al sistema de transporte con alta presión. Sin embargo, la ED para la electricidad tiene un impacto sobre el gas natural porque las unidades de PCCE alimentadas a gas necesitan menos gas natural que las grandes centrales sin recuperación de calor y por lo tanto contribuyen a una mayor eficiencia y seguridad de suministro. Existen tres fuentes de ED con diferentes contribuciones de carga:

- Instalaciones industriales de PCCE que son unidades de carga base, capaces de vender a la red la electricidad que no necesitan. A veces a esto se lo llama generación distribuida (embedded generation);
- Distribución aleatoria de renovables modernos nuevos tales como eólica y solar, y
- Unidades de carga media/pico (energía de generación, calor y posiblemente refrigeración para usuarios residenciales/comerciales).

Dependiendo de su modelo de carga, la ED plantea diferentes asuntos de soporte:

- Un riesgo sistémico cuando todas las instalaciones de ED utilizan el mismo combustible (generalmente gas natural). Se lo puede reducir, especialmente cuando coinciden los picos de calefacción y electricidad, si estas instalaciones son alimentadas con múltiples combustibles y pueden cambiar fácilmente a los productos del petróleo;
- La integración de oferta aleatoriamente intermitente. En particular la energía eólica plantea problemas de integración y carga con un riesgo sistémico cuando las condiciones climáticas son similares en una amplia área. Dinamarca Occidental es un ejemplo de esta dificultad (ver Parte III);
- Las implicancias para la red (más o menos necesidades de transmisión). Mientras la energía eólica requiere una red de transmisión más fuerte, las instalaciones de PCCE mitigan las necesidades de transmisión porque sus requisitos de soporte en caso de fallo son aleatorios.

Para otorgar un valor al soporte adecuado, deben abordarse y aclararse dos asuntos:

- *El impacto y la naturaleza de las interrupciones esperadas.* Si todas las unidades descentralizadas utilizan únicamente gas natural sin capacidad de alimentación a dos combustibles, existe un riesgo sistémico en el caso de la interrupción del gas, y el costo de soporte aumentará como función cuadrática del tamaño del mercado de ED. A la inversa, si las interrupciones individuales están distribuidas aleatoriamente, es decir, que pueden diversificarse completamente por naturaleza (diferentes combustibles, diferentes orígenes, etc.), el soporte será económico;
- *Fijación del precio del soporte.* El modelado económico puede ser poco confiable; la competencia no revelará esto a menos que los mercados eléctricos sean lo suficientemente amplios y sofisticados. La intuición sugiere que mientras las LDC mantengan su monopolio de suministro, tratarán de mantener la ED bajo su control, es decir, negociarán los contratos de suministro y ajustarán los precios de este servicio a sus usuarios utilizando ED sobre una base negociada.

Es necesario evaluar y fijar correctamente los precios del soporte es importante para crear igualdad de condiciones, en particular para las condiciones en las cuales debería comprarse la energía eólica, que es una oferta intermitente. La energía eólica no tiene problema de soporte para pequeñas participaciones en el mercado por debajo de un cierto umbral (su contribución es similar a las variaciones aleatorias que afectan normalmente el sistema eléctrico), siendo de ~5%³⁰ de la participación en el mercado por parte del regulador de Dinamarca Occidental para un sistema aislado. Con una participación en el mercado para la energía eólica superior al 5%, el valor del soporte elemental aumenta exponencialmente.

La ED tiene muchas ventajas cuando su contribución alivia la red y aumenta la eficiencia sin crear un riesgo sistémico. Por el contrario, la ED basada en renovables intermitentes mal integrados puede tener altos costos tan importantes que borran todos los otros potenciales beneficios.

a. ¿Cuáles son las condiciones para que la ED se desarrolle sin subsidios?

La primera condición importante es tener igualdad de condiciones para las unidades descentralizadas. La ED competitiva en cuanto a costos goza de ventajas obvias, dado que una oferta más descentralizada significa menos inversión en la red principal de transmisión, las redes de distribución y nuevas centrales energéticas adicionales, especialmente si las unidades descentralizadas alivian los problemas de los picos de consumo. Con igualdad de condiciones basadas en tarifas que reflejan los costos, incluyendo la oferta de soporte, las unidades de ED deberían ser capaces de vender de vuelta a la red cualquier electricidad producida en exceso, al verdadero costo evitado.

Si se fijara el precio del soporte en forma justa, la ED alcanzaría una cierta participación en el mercado pero no reemplazaría la totalidad del mercado porque la pérdida de economías de escala, en particular, para la provisión de "soporte", aumentaría sus costos hasta el punto en que la ED no sería económica más allá de cierta participación en el mercado. Actualmente, mientras en muchos países sigue habiendo posibilidad de más ED

³⁰ Este valor de ~5% puede parecer pequeño para los partidarios de la energía eólica, pero para los molinos de viento onshore que funcionan 1.500-2.000 horas por año, tres veces menos que el factor de carga promedio de 60% del sistema eléctrico, esto lo convierte en una participación en la capacidad tres veces mayor, de alrededor del 15%.

antes de alcanzar el equilibrio entre sus beneficios (por ejemplo, la provisión simultánea de electricidad, calefacción y refrigeración a un edificio) y sus costos de soporte de electricidad y gas, hay otros países (tales como Dinamarca y posiblemente los Países Bajos y Alemania) para quienes las condiciones están predispuestas a favor de la ED, en particular, energía eólica (debido a los subsidios explícitos en nombre de beneficios ambientales o implícitos al no poner precio al soporte).

La segunda condición importante es tener acceso a los combustibles primarios a un precio que refleje los costos. El gas natural, cuando es lo suficientemente barato, generalmente es el combustible preferido para las unidades de ED. Por lo tanto si el negocio busca cambiar la ED alimentada a gas, se deben abrir a la competencia no solo los sistemas de electricidad sino también los de gas natural, con reglas genéricas coherentes para los dos mercados. Si este no es el caso, el precio del gas para las unidades descentralizadas sería fijado al mismo nivel para los clientes domésticos/comerciales (al precio de los destilados de petróleo entregados, por ejemplo) y sería demasiado caro comparado con el precio del gas en un mercado competitivo (aproximadamente, paridad de precio del fuel oil pesado). El asunto es no subsidiar el gas natural utilizado en las PCCE u otras instalaciones descentralizadas, sino más bien con el tiempo obtener el mismo precio que para los otros usos. Por ejemplo, las unidades que requieran gas sobre una base estacional pico podrían pagar un precio correspondiente más elevado (debido a los costos de almacenamiento y a los cuellos de botella de transporte) que sobre una base de carga.

Un caso particular de soporte es el de los sistemas eléctricos que dependen casi exclusivamente de la energía hidroeléctrica. Brasil depende en un 95% de la energía hidroeléctrica, y la transmisión es equivalente a los intercambios de agua entre las regiones con abundantes lluvias (el caso del norte en el 2000) y las regiones con sequías (el caso del sur en el 2000). Dadas las posibilidades de intercambio de agua entre diferentes cuencas y a lo largo del tiempo, porque la mayor parte de los depósitos tienen 5-10 años de reservas de agua, el soporte corresponde al peor caso cuando las lluvias han sido menores que las habituales durante varios años consecutivos. Noruega enfrenta un problema completamente diferente porque depende de un único régimen de lluvias con poca o nula capacidad de almacenamiento. Un sistema basado en el mercado puede funcionar para Noruega porque es un sistema de relativamente bajo riesgo basado en altas probabilidades de pequeños déficit, pero dicho sistema no puede funcionar en el sistema brasilero de alto riesgo basado en pequeñas probabilidades de altos déficit.

En resumen, si se estableciera una igualdad de condiciones para el gas y la electricidad y entre la transmisión y la generación, los beneficios de la ED ayudarían a aumentar la seguridad y limitarían el poder de mercado porque ellos pueden:

- Reducir la presión máxima sobre el sistema de transmisión, con sistemas PCCE para los edificios que auto-consumen durante la noche y liberan el exceso de electricidad durante las horas pico del día;
- Aumentar la eficiencia energética porque se utiliza parte del calor que de otro modo sería perdido;
- Ser utilizados como soporte sistemático (los generadores diesel cuestan menos de US\$150/kW) mientras el combustible primario continúe estando disponible (diesel y/o gas natural).

8. El rol de la transmisión de alto voltaje y del transporte a alta presión

El sentido común sugiere que existe competencia solo si uno puede mover la energía desde donde se produce hasta donde se la consume. La disponibilidad de suficiente capacidad de transmisión HV o transporte HP no es una condición suficiente para garantizar la seguridad, pero es igualmente necesaria. Si la capacidad de transmisión o de transporte fuera insuficiente, aparecerían nichos geográficos debido a problemas de congestión, aumentando así el riesgo del poder de mercado debido a la presencia de menos competidores en estos nichos.³¹

La experiencia en los mercados desregulados provee una segunda enseñanza. Los intercambios, limitados en la época de las empresas de servicios públicos monopólicas, crecieron en importancia debido a las posibilidades de arbitrajes en el corto plazo que hacían descender en forma significativa los costos de transacción, incluyendo el costo de transmisión o transporte físico. Sin embargo, esto podría suceder solamente si hay capacidad disponible y si crece para satisfacer las necesidades del mercado. Lamentablemente, históricamente en la mayoría de las regiones, los mercados eléctricos se desarrollaron sobre una base estatal, con poca interconexión entre los diferentes estados.

En Europa, en promedio, alrededor del 7% del mercado está interconectado. El lento ritmo de construcción de las conexiones eléctricas transfronterizas está poniendo trabas al desarrollo de un mercado energético europeo único. Solo unos pocos países (Austria, Bélgica, Dinamarca, los Países Bajos) tienen interconexiones fronterizas cercanas al 30%, que los expertos del CME juzgan suficiente para unir los mercados competitivos spot, que involucran grandes volúmenes de comercio y arbitraje en el corto plazo. En otras partes de Europa, la interconectividad es baja: 2% para la Península Ibérica, 3% para el Reino Unido, 7% para Italia. Incluso Francia y Alemania, con alrededor del 10% y 15% respectivamente, tienen pocas interconexiones dada su posición central en Europa.

La experiencia de los EE.UU. de separar las empresas de servicios públicos integradas verticalmente en funciones de generación, transmisión y distribución tampoco ha dado como resultado necesariamente un acceso igualitario a la red de transmisión. Hay dos razones para esto:

- Primero, la propiedad de estas funciones por un propietario común significa que la función de transmisión no tiene incentivos para facilitarle la vida a la generación de la competencia o para ventas de terceros. La FERC ha llegado a la conclusión de que la operación independiente de la red es una clave para el éxito de un mercado competitivo;
- Segundo, dado que la mayoría de las redes se desarrollaron sobre una base estado por estado (similar a Europa) con pocas conexiones entre estados, no se ha desarrollado un mercado único. Este problema, destacado en el siguiente recuadro, ha impulsado a la FERC a promocionar el Diseño de Mercado Estándar (SMD).

³¹ La congestión en la red crea el mismo tipo de situación que desencadenó la Revolución Francesa de 1789. En esa época se impedía que los bienes agrícolas fluyeran libremente de una región a la otra a causa de las aduanas, los peajes y otras barreras. La hambruna de 1788-89 no fue causada por una inadecuada cosecha de trigo, sino porque era imposible compensar la mala cosecha en algunas regiones con importaciones provenientes de otras regiones donde los granos se echaban a perder en los depósitos.

EEl: “Las empresas de servicios públicos buscan superar los problemas relacionados con la infraestructura energética envejecida”

“En los EE.UU, las infraestructuras envejecidas – centrales de generación, miles de millas de líneas de transmisión HV, torres de transmisión, e instalaciones de distribución – están comenzando a preocupar a los ejecutivos de las empresas de transmisión y de servicios públicos, quienes se están esforzando por encontrar una solución que no haga saltar la banca”.

“La mayor parte de los sistemas actuales de transmisión no estaban diseñados para proveer grandes cantidades de energía a lo largo de grandes distancias. La red, originalmente construida para interconectar empresas de servicios públicos vecinas, ahora está siendo utilizada como una “superautopista” para las compañías eléctricas. La cantidad de transacciones en la red ha aumentado significativamente debido a la competencia. Como resultado, el sistema de transmisión está enfrentando notables aumentos en la congestión, lo que amenaza la confiabilidad del sistema y aumenta los costos para los consumidores. Queda claro que se necesitan líneas de transmisión nuevas y modernizadas para satisfacer las demandas de un mercado competitivo”.

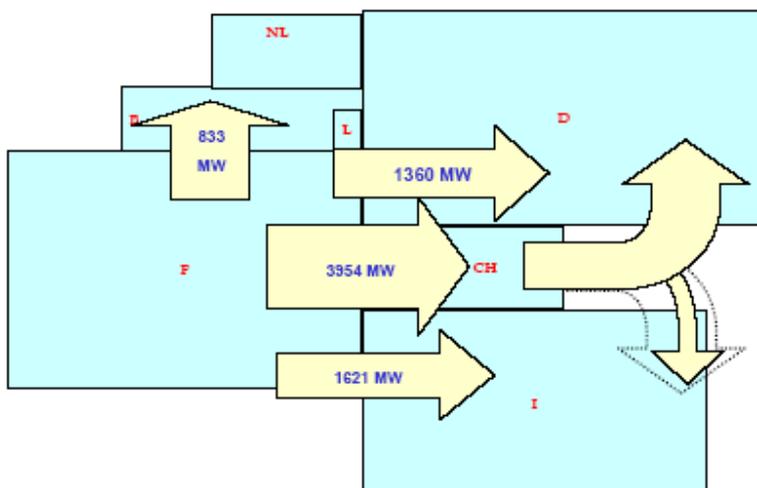
En Japón, la situación no es mejor en cuanto a capacidades de transmisión entre las siete áreas del monopolio. Por ejemplo, TEPCO, la mayor empresa de servicios públicos, tiene una interconectividad de menos del 7%. Su capacidad de generación instalada total es de 57,8 GW, pero sus interconexiones son solo 2,5 GW con Kansai (30,1 GW instalados), 0,3 GW con Horukiru (5,2 GW instalados) y 0,6 + 0,3 GW con Chubu (25,4 GW instalados), que funciona a 50 Hz, mientras que las otras funcionan a 60 Hz.

a. Importancia económica de la red de transmisión de alto voltaje

La transmisión de electricidad de alto voltaje es una pequeña parte del costo total de la electricidad. La división promedio entre generación, transmisión y distribución es de 50-70% para la generación de energía, 0-10% para transmisión HV (dependiendo del grado de interconexión) y 30-50% para distribución. Sin embargo, la transmisión no puede manejarse en forma aislada porque la fortaleza de la cadena de electricidad es la fortaleza de su eslabón más débil.

II-4 FLUJOS DE ELECTRICIDAD COMERCIAL EN EUROPA

AGOSTO 2001



Source: EDF, Jean-Paul Bouttes

Se puede aplicar un simple análisis de confiabilidad a los sistemas de electricidad:

1. La confiabilidad se provee a un costo mínimo cuando la inversión marginal en cualquiera de los tres eslabones tiene el mismo efecto en cuanto a la reducción de la probabilidad de un fallo del sistema;
2. A su vez, dados los pesos económicos respectivos de 60%, 5% y 35% de la generación, transmisión y distribución, esto requiere una inversión proporcionalmente más elevada en la red y una menor probabilidad de fallos proporcional a la participación de la inversión.

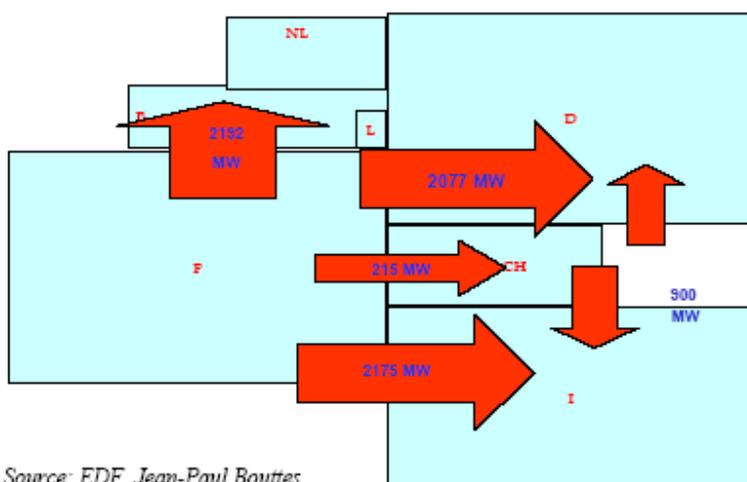
Esta simple regla empírica se describe en las Figuras II-4 y II-5. La transmisión de electricidad es técnicamente compleja porque dado que los electrones siguen una trayectoria física y no comercial. Esto tiene dos implicancias:

1. Que la transmisión necesita exceso de capacidades, mucho más cuanto que la competencia aumenta el volumen de los flujos comerciales, y
2. Que se deberían preferir siempre sistemas de tarifas simples en lugar de los enfoques sofisticados, a menos que sean diseñados para abordar cuellos de botella de la transmisión.

Tal como ha dicho J. Vasconcelos, Presidente del CEER (Consejo Europeo de Reguladores de Energía), “*La liberalización no puede separarse de la integración del mercado*”. Sin embargo, la oscura realidad en muchas regiones, en particular en Europa, tal como lo demuestran los pequeños flujos inter-estatales, es que la congestión de la transmisión es la regla y no tanto la excepción.

II-5 FLUJOS FÍSICOS DE ELECTRICIDAD EN EUROPA

AGOSTO 2001



b. Cómo abordar los problemas de congestión

La falta de capacidad de transmisión y cómo aumentarla para alcanzar niveles de interconectividad coherentes con un mercado competitivo regional son asuntos claves. En la práctica, las circunstancias en las cuales la electricidad no puede fluir libremente debido a la falta de capacidad de transmisión puede abordarse limitando los flujos (con la

solución extrema de no comenzar el proceso de liberalización mientras los problemas de congestión son serios) o aumentando la capacidad de transmisión.

Para abordar la congestión se puede utilizar la “división” del mercado a un “contra-comercio” virtual. La división del mercado existe en el mercado nórdico y también es la base del enfoque más sofisticado de “precio nodal”. En un contra-comercio virtual tal como existe en Finlandia, la TSO, incluso si no puede cumplir una transacción debido a la falta de capacidad de transmisión, tiene que proveer el suministro y cargar con el costo de reemplazar lo que no pueda ser transmitido y que se dirige al mismo punto de entrega y al mismo costo.

Lamentablemente, la fijación de precios de congestión no limita el poder de mercado creado por los mercados fragmentados para los generadores. Incluso puede ser contraproducente si no se la diseña y maneja correctamente. Por ejemplo, según los análisis desarrollados por el Profesor Glachant, el TSO de Suecia es un beneficiario directo de las situaciones de congestión con los otros países nórdicos. Lo que realmente importa es si hay incentivos para invertir en nueva transmisión (para lo cual es necesario que las rentabilidades permitidas sean atractivas) y para proceder rápidamente (por ejemplo, permitiendo líneas comerciales en situaciones donde el propietario de la red es demasiado lento, como parece ser el caso ahora en Italia).

Para desarrollar la competencia, es necesario cumplir dos condiciones:

- Los cargos a la congestión deberían crear incentivos para construir la solución más barata entre una nueva central y nuevas líneas de transmisión³²;
- Las decisiones de inversión no pueden ser tomadas como rehenes de barreras políticas o externas inaceptables, tales como NIMBY o BANANA, para las cuales ninguna cantidad de datos fácticos tiene probabilidades de cambiar la actitud³³.

Si no se asegura suficiente capacidad de transmisión y ocurre la congestión, la mejor estrategia sería:

- Dejar que se disparen las señales de precio, incluso si el poder de mercado contribuye a los aumentos, pero asegurar que los precios marginales sean transparentes y se construyan las líneas comerciales; y/o
- Dependere de las líneas de DC que enfrentan menos limitaciones para su implementación (en algunas regiones ya existen muchas líneas de DC o están planificadas, tales como aquellas de las industrias italianas entre Italia y Francia).

³² El equilibrio de los costos generalmente está en favor de costos menores de localización de nuevas centrales energéticas en comparación con la reducción de las líneas de transmisión. La fijación de precios nodales (también llamado “fijación de precios según localización” en la terminología norteamericana) trae el riesgo de lo contrario, es decir, favorecer la creación de nuevas centrales en los nichos creados por la congestión en lugar de desarrollar nueva capacidad de transmisión regional.

³³ NIMBY es la abreviatura de “Not In My Back Yard” (no en mi patio trasero) y BANANA de “Build Absolutely Nothing At any cost Near Anybody” (No construyas absolutamente nada cerca de nadie). Cada vez más, incluso en los países en desarrollo, existe oposición local a nuevas líneas. Ofrecer diferentes posibilidades puede ayudar a encontrar una solución aceptable para las comunidades locales en cuanto a derechos de tránsito y propiedad al menor costo.

c. Fijación de los precios de la transmisión: ¿SRMC o LRMC?

La fijación de precios siempre es importante y debe establecerse en un nivel que cree los incentivos para mantener y desarrollar la red. Es incluso más importante cuando la congestión es severa, porque al aumentar los problemas de confiabilidad, la congestión lleva a una mayor intervención regulatoria que puede socavar los incentivos de inversión para el resto del sistema. Se necesita una transparente fijación de precios para asignar los derechos de transmisión. Una regla de asignación por orden de llegada es injusta porque divide el mercado entre “los que tienen” y “los que no tienen”, obligando a los últimos a competir por lo que queda (derechos de capacidad no comprometidos o liberados), generalmente a un mayor costo. Para proveer acceso no discriminatorio la Unión Europea y la FERC de los EE.UU. ahora han adoptado la desagregación legal.

Si la desagregación es efectiva, la solución teórica a los problemas de congestión es rechazar la reserva y asignar la totalidad de la capacidad mediante un proceso de licitación. Pero este enfoque enfrenta limitaciones prácticas de asimetría de tiempo e información, lo cual requiere entonces compromisos factibles, si no perfectos, ejemplificados por el actual Nordpool o los sistemas PJM. En la práctica, la asignación de costos de congestión con fijación de precio nodal según el tiempo de uso es un enfoque del tipo SRMC. Se espera que permanezca como algo excepcional, dado que la necesidad de utilizarlo revela una falta estructural de transmisión que es una falla fundamental de un sistema competitivo y debería preferiblemente ser resuelta antes de lanzar la competencia.

Otra desventaja de la fijación de precios nodales según el tiempo de uso es favorecer la nueva ED (generación distribuida) en oposición a la nueva transmisión, no solo excluyendo así el aumento en la flexibilidad y la seguridad de suministro que proveen las redes de interconexión regionales sino también contribuyendo a una menor diversificación y mayor dependencia de las soluciones distribuidas alimentadas a gas³⁴. A este respecto, tal como lo notara un comentarista, el Diseño de Mercado Estándar (SMD) propuesto por la FERC “...puede hacer poco para aumentar la capacidad de transmisión dado que la fijación de precio marginal según localización (LMP) generalmente será más fácil de captar para los productores agregando generación local que mediante la construcción de cualquier instalación importante de transmisión, mucho más cuanto agregar instalaciones de transmisión para eliminar una limitación también le mataría a alguien la gallina de los huevos de oro. La FERC está dependiendo del re-despacho de la generación distribuida agregada en un área limitada para permitir que funcione el concepto de cargos por congestión en la transmisión. Por lo tanto, un resultado posible del SMD será alentar mayor desarrollo de generación distribuida para aprovechar la LMP, en lugar de una significativa inversión en transmisión”.

En ausencia de congestión, el precio de la transmisión debería ser establecido sobre la base de LRMC porque, especialmente en los mercados de rápido crecimiento de los países en desarrollo, la disponibilidad a tiempo de nueva capacidad de transmisión es vital y requiere incentivos económicos que cubran el costo total de la nueva capacidad.

³⁴ Para el gas natural, la red debe adaptarse al lugar donde se encuentra la oferta, pero para la electricidad, a menudo se tiene la opción de agregar una nueva central localmente o aumentar la capacidad de transmisión. Una respuesta posible es la combinación de grandes unidades centralizadas para suministro de carga base y unidades descentralizadas más pequeñas para necesidades de carga media (modelos estacionales o noche-día).

Tal como se señalara anteriormente, un modo simple es utilizar “estampillas de franqueo”, es decir, cargos de entrada/salida³⁵, que pueden ser modulados regionalmente como se señala a continuación:

- Altos cargos de entrada para capacidades energéticas o suministro de gas remoto, es decir, lejos de los centros de consumo, especialmente si las líneas de transmisión existentes están cercanas a la capacidad;
- Altos cargos de entrada para las áreas de consumo, especialmente si dependen de fuentes remotas de energía o gas;
- Cargos bajos o incluso negativos para las centrales o centros de consumo que no requieren capacidades de transmisión adicionales, o que incluso pueden aliviar las limitaciones en las líneas existentes.

Incluso una simple modulación de cargos regionales de entrada/salida refleja el componente de localización y crea los incentivos para las decisiones descentralizadas “correctas” para localizar nuevas inversiones en oferta y demanda.

Las decisiones “correctas” son aquellas que reducen al mínimo el costo de oferta, costo que no solo incluye la generación pero también la transmisión y la seguridad. La incorporación de la seguridad es importante porque permite que se realicen los arbitrajes correctos entre la dependencia de la ED (electricidad distribuida) local y las centrales energéticas remotas y diversificadas. Además, las grandes interconexiones son una condición *sine qua non* de la integración del mercado energético sostenible. Esto es importante en todas partes, por ejemplo, en los EE.UU. o la Unión Europea, pero aún más en los países en desarrollo porque el valor de los mercados energéticos regionales “comunes” queda resaltado por las reglas aceptadas de común acuerdo que, una vez acordadas, son la poderosa base de la estabilidad regulatoria, un menor riesgo y servicios energéticos económicamente accesibles.

d. El caso del transporte de gas natural HP

Es más fácil comerciar el gas natural que la electricidad. Mientras la electricidad no puede ser almacenada, tiene una demanda muy inelástica y sigue trayectorias físicas que se expanden a lo largo de la totalidad de la red, el gas es más flexible, sigue los gasoductos y tiene precios que reflejan cuál, cuándo y dónde tiene lugar la competencia entre combustibles mediante los costos de almacenamiento y transporte. La competencia entre combustibles funciona del mismo modo en todos los países, aunque América del Norte está aparte debido a sus costos de almacenamiento y transporte mucho menores que en cualquier otra parte.

En cuanto a los costos de transporte de los EE.UU., las tarifas de transporte anteriores a la reforma se basaban únicamente en las reservas de capacidad a largo plazo. Las primeras evolucionaron hacia una fórmula mixta incluyendo tanto un elemento de capacidad como costos variables (la fórmula de “variable fija directa”). Sin embargo, esta fórmula resultó ser inadecuada porque las tarifas reguladas eran demasiado elevadas en una situación de exceso de capacidad (por ejemplo, durante la temporada de verano de

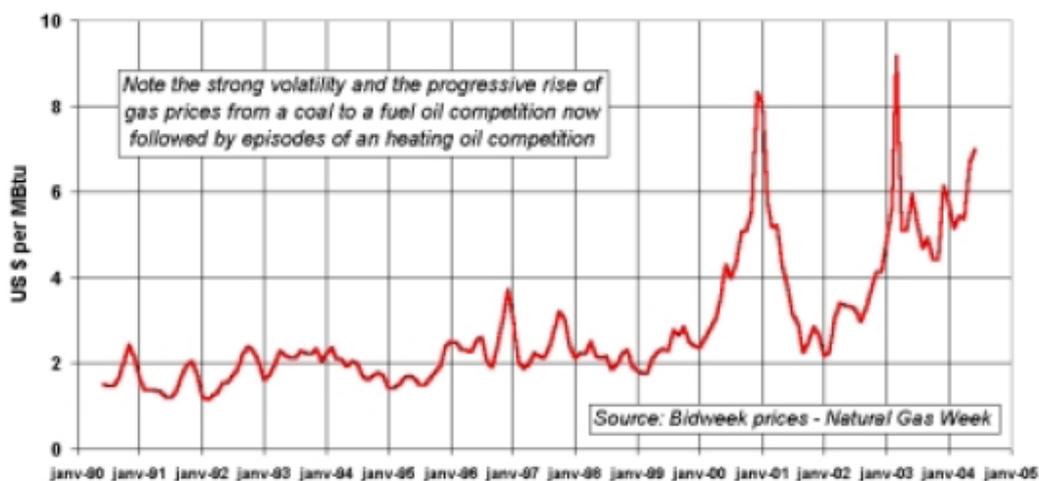
³⁵ Este método también ha sido criticado basándose en que no refleja el costo de la energía mayorista a lo largo de grandes distancias. Las transferencias que entran en una red y que salen en la otra frontera ciertamente causan pérdidas que podrían justificar el pago múltiple por el uso de red (pancaking) de los cargos de transporte. Sin embargo, si existen dos contra flujos, el efecto neto es cercano a cero y no debería cobrarse. Los enfoques simples de tarifas también tienen problemas.

baja demanda de marzo a noviembre) o demasiado bajas para las situaciones de cuellos de botella debidas a la falta de capacidad (por ejemplo, durante la temporada invernal de alta demanda de noviembre a marzo).

En la década de 1980 hubo una segunda evolución, tal como se señala en el Gráfico II-6. Después de la Ley de Políticas de Gas Natural de 1978 (que progresivamente eliminó el control de los precios del gas "viejo"), las compañías de gasoductos monopolísticas (que cumplían las funciones de agregado, transporte y suministro) habían contratado grandes cantidades a un alto precio y se enfrentaban a una demanda decreciente (1980-85). Al estar cerca de la bancarrota, aceptaban su desagregación vertical a cambio de ser liberadas de esos contratos de suministro. Esto llevó a la creación de dos mercados competitivos: el mercado mayorista, donde los precios cayeron al nivel de competencia del carbón en 1986, y transporte, con una competencia gasoducto a gasoducto que tuvo como resultado costos de transporte más bajos:

- La competencia gasoducto a gasoducto a corto plazo en los gasoductos de una misma ruta hizo bajar los costos de transporte de Louisiana al Noreste de US\$~0,7 /MBtu (tarifa oficial) a menos de US\$0,4 /MBtu en verano cuando los gasoductos no estaban llenos, pero a pesar del excedente de cantidad durante el invierno, los precios no podían aumentar porque estaban limitados por tarifas reguladas. Es por eso que surgió el mercado "gris";
- En este mercado "gris", las cantidades de gas marginal fueron vendidas directamente en el punto de entrega (puerta de la ciudad) a un precio que refleja los costos de suministro y de transporte. El costo marginal de transporte era la diferencia entre los precios de entrada y salida del gas y era mayor (hasta US\$2/MBtu) que la tarifa con tope. Aunque se pagaba únicamente para las cantidades marginales negociadas en este mercado "gris", las expansiones del gasoducto de la década de 1990 sugieren que las correspondientes señales del tipo SRMC proveían incentivos para aumentar la capacidad (el siguiente recuadro ilustra este mercado "gris").

II-6 PRECIOS NORTEAMERICANOS MENSUALES DEL GAS EN HENRY HUB



II-7 COSTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL SPOT DE LA COSTA DEL GOLFO AL ATLÁNTICO MEDIO



Nota. En el Gráfico II-7, los valores en azul son los costos mensuales promedio, los verdes son los costos promedio anuales y la curva roja es la tendencia igualada. Las compañías de los gasoductos han cargado con la caída en el costo del transporte; ellas continuaron obteniendo ganancias y aumentando las capacidades de transporte cuando los cuellos de botella, señalados por el mercado "gris", creaban oportunidades de inversión. La competencia gasoducto a gasoducto ha tenido como resultado menores costos que han favorecido a los productores, expedidores y consumidores.

En Europa, se aplican tres tipos diferentes de métodos de asignación de capacidad y fijación de precios, dependiendo de condiciones específicas, en particular la participación del gas comercializado cruzando fronteras (actualmente, 60% de la oferta se negocia cruzando al menos una frontera, cifra destinada a aumentar debido a la disminución de la producción nacional):

- Un régimen punto a punto en el cual la capacidad está reservada en la trayectoria que une los puntos de entrada y salida;
- Entrada/salida en el cual los puntos de entrada y salida están disociados al reservar capacidad en la red;
- Regímenes híbridos con una mezcla de trayectoria teórica y cargos de entrada/salida.

El verdadero problema en Europa continental es que no hay competencia gasoducto a gasoducto (excepto en algunas áreas de Alemania) ni competencia de oferta porque el acceso a las instalaciones, gasoductos y almacenaje en común sigue siendo difícil. Mientras parte del acceso sigue estando bajo términos negociados, el acceso regulado aún no permite las transacciones spot para contratos interrumpibles, aunque los ejemplos de EE.UU. y del Reino Unido demuestran que están en el corazón del surgimiento de un régimen de precio spot. Según la Comisión Europea, "Los estados miembros y las autoridades nacionales de regulación necesitarán asegurarse que los operadores de transmisión y distribución respondan a los requisitos de acceso dentro de un período de tiempo razonable. En la opinión de la Comisión en principio no debería excederse de un período de dos semanas". Aún estamos lejos de un boletín electrónico que provea todas las disponibilidades de capacidad casi instantáneamente.

El libre acceso a la red es la clave para lograr la competencia en el sector de gas y requiere regulaciones para:

1. Desagregar los servicios de transporte y los contratos de suministro a largo plazo. Después de los EE.UU. (década de 1980), se lo impuso a BG en el Reino Unido en la década de 1990 porque era un obstáculo para la competencia;
2. Liberar parte del gas provisto a terceros en contratos a largo plazo (esto se realizó en el Reino Unido a expensas de BG y en España a expensas de Gas Natural);
3. Permitir transacciones interrumpibles a corto plazo entre las LDC que tienen una obligación de brindar suministro y los grandes usuarios industriales que pueden pasar a otras energías.

Mercado de gas natural de los EE.UU.

Evaluación de liberación de capacidad después de la eliminación de los topes de precios

A comienzos de junio de 2002, el personal de la FERC publicó un trabajo detallando sus hallazgos y buscando comentarios de la industria del gas natural sobre un experimento de regulación que levantaba los topes de precios sobre transacciones de liberación de capacidad en los gasoductos (es decir, oficializando el mercado gris) durante el período de dos años que va de octubre del 2000 a fines de septiembre de 2002. Este trabajo decía:

“En conjunto, el trabajo del personal halló que el experimento de liberación de capacidad no condujo a grandes incrementos en liberaciones de capacidad sobre el tope de precios. Sin embargo, el personal de la FERC halló que durante los períodos de demanda pico en la capacidad de gasoducto, los porcentajes de liberaciones superiores al tope de precios sí aumentaban. La FERC dijo que halló 713 liberaciones por encima del tope de precios con un volumen total promedio de 4,3 Bcf/d. La mayor liberación de capacidad en un solo día llegó a un total de 570 Mcf/d durante octubre de 2000, siendo las liberaciones más recientes en diciembre de 2001 a 126 Mcf/d....Las liberaciones superiores al tope constituyeron alrededor del 2% de la cantidad total de liberaciones de capacidad y el 2% de los volúmenes totales de liberación de capacidad, y tuvo lugar durante el invierno del 2000-2001, cuando los precios del gas natural tuvieron un pico de \$10/MBtu y aún más en algunos lugares....En una refutación de preocupaciones de fijación de precios, el informe halló que mientras tenían lugar las liberaciones superiores a los topes, generalmente había otras liberaciones para los mismos mercados que estaban a la tarifa máxima, o por debajo de ella. Como resultado, a pesar de la eliminación de los topes de precio, la tasa de liberación promedio para todas las liberaciones a ese mercado generalmente se encontraban por debajo del anterior tope de precio, y los precios para las transacciones de liberación de capacidad siguieron los costos reales de transporte en los gasoductos... Respondiendo a las preocupaciones que sostenían que la eliminación de los topes de precio llevaría a un abuso de la capacidad a favor de los asociados de marketing, el personal notó que esto estaba infundado”.

Al mes siguiente, en julio de 2002, los principales comentarios acerca de este experimento fueron entregados a la FERC y publicados en los medios (Reuters):

- ExxonMobil, Shell, Conoco y ChevronTexaco instaron a la FERC a que terminara con el experimento de dos años de duración y volviera a imponer un tope de tarifa sobre la capacidad de transporte liberada a fin de impedir comportamientos contrarios a la competencia por parte de los propietarios de los gasoductos. Dijeron que:
- “el trabajo del personal de la FERC que analiza los resultados del experimento

- era 'defectuoso e incompleto' y que mostraba por qué el mercado no era lo suficientemente competitivo para contar con tarifas sin topes,
- unas pocas tarifas cobradas por los gasoductos estaban tanto como 800 por ciento por encima de las antiguas tarifas basadas en el costo, incluso durante el mes de mayo que cuenta con tarifa reducida,
 - sin un tope de precios, en el futuro los precios pueden ser impulsados aún más arriba que aquellos informados porque las condiciones eran oportunas para el abuso de los asociados,
 - los gasoductos no tienen un incentivo para abstenerse de este comportamiento contrario a la competencia".
 - La Asociación Nacional de Defensa de los Consumidores de las Empresas de Servicios Públicos del Estado (National Association of State Utility Consumer Advocates) dijo que deseaba que la FERC continuara con su experimento durante otros dos años para recoger datos y asegurar a los consumidores de que se estaban vigilando los mercados energéticos.
 - La AGA (Asociación Americana de Gas), que representa muchas de las empresas de servicios públicos y operadores de almacenamiento de gas de los EE.UU, dijo en sus comentarios a la FERC que estaba en favor de una eliminación permanente del tope de precios o, de lo contrario, de una extensión del experimento por cinco años más. También hicieron otros comentarios:
 - La eliminación de los topes de precio crea un indicador de mercado hacia donde los agregados de capacidad son posiblemente garantizados, y el indicador sería un importante beneficio en el desafiante clima de la actualidad para el desarrollo de infraestructura y el manejo de la cartera de suministro de gas.
 - Los datos de dos años demostraron precios promedio para todas las transacciones de liberación de capacidad de US\$0,19 por MBtu, en comparación al precio techo máximo promedio de US\$0,26 por MBtu y que la cantidad de negocios por encima de la tarifa con tope reflejaba períodos de escasez en lugar del ejercicio de poder de mercado.
 - No hay una base fáctica para preocuparse por el abuso de los asociados de marketing del gasoducto en el mercado secundario a corto plazo.

**Ejemplos del modo en que se organiza la transmisión en los países de la AIE
(Fuente AIE)**

País	Modelo	Quién es el propietario	Quién es el que planifica	Quién es el que permite	Quién es el que desarrolla
Australia Victoria	Empresa de transmisión	GPU Powemet	VENCorp	VENCorp	Licitación competitiva por parte de compañías independientes
Dinamarca	Propietarios de la transmisión	Elkraft, Eltra y Transcos regionales	TSO, Elkraft, Eltra	Agencia danesa de energía	Propietarios de la transmisión
Finlandia	Compañía de transmisión	Fingrid	Fingrid	Fingrid	Generalmente Fingrid
Francia	Compañía integrada verticalmente	EDF	GRT dentro de EDF	Ministro de Energía y Regulador	GRT dentro de EDF

Italia	TSO (GRN)	ENEL y otros	TSO (GRN)	TSO (GRN)	Propietarios de transmisión
Japón	9 compañías integradas verticalmente	Nueve EPCO	EPCO	Ministerio de Energía	EPCO
Nueva Zelanda	Compañía de transmisión	Transpower	Usuarios	Usuarios	Licitación competitiva por parte de compañías independientes
Noruega	Compañía de transmisión Statnett	Statnett	Statnett	Ministerio de Energía (NVE)	Generalmente Statnett
España	Compañía de transmisión (Red Eléctrica)	Red Eléctrica y otros	Red Eléctrica	Ministerio de Economía	Licitación competitiva por parte de compañías independientes
Suecia	Compañía de transmisión (Svenska Kraftnft)	Svenska Kraftnft	Svenska Kraftnft	Svenska Kraftnft	Svenska Kraftnft
Reino Unido, Inglaterra y Gales	Compañía de transmisión (NGC)	NGC	NGC	NGC bajo fondo para gastos establecido por el regulador	NGC
EE.UU. PJM	ISO-PJM	Siete compañías de transmisión	ISO-PJM	ISO-PJM	Propietarios de la transmisión

9. Resumen de la Parte II: Seguridad de suministro, el mayor desafío

La seguridad energética es lo que marca la diferencia entre la energía vista como una commodity y la energía vista como un bien “esencial” para el bienestar y el desarrollo económico. Puede ser provista de muchas maneras mediante mayores márgenes de capacidad, energía distribuida o red regional y necesita cubrir tres aspectos:

- calidad y confiabilidad del suministro;
- suficiencia del suministro desde una perspectiva de largo plazo;
- flexibilidad de las redes energéticas.

Con las recientes crisis de suministro en algunos países industrializados, la seguridad se ha convertido en una preocupación clave que domina ahora la cuestión del diseño de mercado. Por supuesto, para dos mil millones de personas en el mundo (mayormente en países en desarrollo), esto es irónico, dado que viven día a día en una permanente crisis de suministro, sin acceso de ningún tipo a los servicios energéticos comerciales; otros dos mil millones de personas en estos países tienen un servicio periódico o poco confiable. En los EE.UU., donde el impulso a favor de la competencia minorista se ha estancado, las discusiones en curso se centran en la posibilidad de imponer estándares de confiabilidad obligatorios definidos por el NERC (Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica). En la Unión Europea, el debate sobre la “confiabilidad” no ha llegado al mismo nivel de urgencia, pero se lo prevé en el paso a la competencia minorista que está teniendo lugar allí.

Se podrían resumir los mensajes de la Parte II de la siguiente manera:

La calidad y la confiabilidad del suministro son responsabilidad del operador del sistema. Las principales características de esta responsabilidad son el ajuste del equilibrio entre la oferta y la demanda dadas todas las desviaciones de los planes iniciales y el manejo de servicios auxiliares, tales como la fuerza reactiva/frecuencia de la electricidad o la presión para las redes de distribución de gas. Estas tareas son similares a aquellas de las antiguas empresas de servicios públicos, excepto que las reservas de capacidad están mayormente en manos de terceros y se debe pagar por ellas.

La suficiencia de la oferta a largo plazo puede abordarse de diversos modos, descentralizada o centralizada, sistemática o “ad hoc”, etc., siempre que todos los generadores sean tratados del mismo modo. Garantizar que haya disponible a tiempo suficiente margen de capacidad se ha convertido en un asunto muy discutido en la Unión Europea y otros países desarrollados que ya están comprometidos en las reformas del mercado, y la pregunta sigue siendo si el diseño de los mercados mayoristas provee seguridad o necesita ser adaptado. Algunos expertos temen que haya escasez de inversión que entre en funcionamiento y que tarde o temprano surjan problemas. Sin embargo, muchos otros creen que la seguridad no se convertirá en un asunto de importancia. Pueden tener razón debido a la naturaleza imperfecta de los mercados eléctricos en los cuales los principales actores pueden, hasta cierto punto, controlar los resultados en cuanto a precios e inversión.

La flexibilidad de los sistemas energéticos tiene dos aspectos: diversificación (combustibles, fuentes de combustibles y tecnologías) por una parte, y redundancia de algunas instalaciones esenciales de transmisión o proceso por el otro lado (para evitar el riesgo de que el fallo de una instalación única pueda interrumpir todo el suministro). En cuanto a la diversificación, el hecho de que los precios marginales de la electricidad reflejen cada vez más los del gas (convergencia) significa que los productores de electricidad no pueden esperar construir rentas a largo plazo sin diversificarse y salir de las CCGT alimentadas a gas spot, que los impulsará a invertir en tecnologías de carga base (hidroeléctrica, carbón, nuclear) o depender de una fórmula de precio de gas diferente de la del precio spot. En cuanto a la flexibilidad de la transmisión, los recientes apagones o la cascada de caídas de electricidad desde Ohio hasta la totalidad del noreste de los EE.UU. y Canadá ciertamente provocarán acciones en las redes (aunque estos problemas tienen poco que ver con el diseño de mercados energéticos competitivos).

En todos los aspectos de seguridad de suministro, la energía distribuida y la integración regional están muy ligadas porque la seguridad tiene dimensiones locales y regionales. La oferta local con unidades descentralizadas es un seguro de primer rango pero necesita la consolidación de un seguro de segundo rango, un mercado regional profundo para proveer soporte. Cuanto mayor es la región cubierta por la red, más seguro es el soporte. La integración regional es un asunto clave en la UE por la naturaleza misma de la dinámica del “mercado único”; en los EE.UU. y Canadá, con el “Diseño de Mercado Estándar” propuesto por la FERC para aumentar el flujo de electricidad entre los estados; en Japón y en Australia. Los países en desarrollo también están avanzando, ya sea por su tamaño (Brasil, China, India), o porque grupos de estados (como los de América Latina durante algún tiempo y ahora en África) reconocen los beneficios de integrar sus mercados energéticos, no solo para aumentar la flexibilidad sino también para crear un marco institucional más estable y menos riesgoso. Es un hecho simple que, mientras es difícil negociar reglas comunes acordadas entre varios países, una vez que se las establece, son también más difíciles de cambiar y por lo tanto son más atractivas para los potenciales inversores.

PARTE III: DISEÑO DEL MERCADO MAYORISTA

1. Soluciones transaccionales nacionales/regionales

Las dos primeras partes de este informe se centraban en la distribución y el comercio minorista y la seguridad de suministro. La importancia de estos dos asuntos, descuidados durante mucho tiempo y considerados secundarios en la reforma del mercado energético, ahora ha sido reconocida. Esto no significa que la introducción de reformas en el sector de generación y la creación de mercados mayoristas sea menos importante.

De hecho, la creación de mercados mayoristas sostenibles para los servicios energéticos fue el asunto esencial de la primera reforma del mercado energético y llevó al CME a pronunciar los fuertes mensajes propuestos en el siguiente recuadro.

Lecciones de los trabajos publicados del CME sobre diseño de los mercados eléctricos

- La competencia en una cierta etapa, por ejemplo en la generación, puede comprometer la competencia en otro, por ejemplo para construir capacidad. Se deben establecer prioridades.
- Una combinación de características de mercado y de regulación puede simplificar las reformas del mercado. Los diseños de mercado complejos no necesariamente proveen mayores beneficios.
- Serán necesarias modificaciones para lograr otros objetivos de políticas, tales como la planificación social, ambiental y a largo plazo. Es necesario llegar a un compromiso entre el nivel de competencia y los objetivos de políticas energéticas.
- Las circunstancias de cada mercado o región pueden ser bastante diferentes. ¡Mantener la reforma del mercado energético tan simple como sea posible!

Comparado con estas recomendaciones que requieren claridad, simplicidad y liderazgo, no puede decirse que las muchas regulaciones hechas para corregir las deficiencias en las reformas del mercado energético en diferentes partes del mundo sean claras o simples. Han creado incertidumbre. Tal como se muestra en la Parte II, la estabilidad de las reformas para limitar el riesgo regulatorio se ha tornado más importante porque la confianza en la desregulación ha decaído y los actores se han amargado. Una reciente encuesta realizada por Cap Gemini Ernst & Young halló que 40% de los ejecutivos senior ahora están menos seguros de las perspectivas de desregulación. Junto con la intervención del mercado por parte de los reguladores y de los gobiernos, la pérdida de liquidez en los mercados mayoristas se encontraba entre los puntos negativos citados más frecuentemente. Otra preocupación era el desafío de implementar reformas, donde algunas compañías eran incapaces de cumplir con las nuevas reglas de regulación.

Una de las dificultades es que, cuando se trata de la reforma del mercado energético, no hay un talle único. Las circunstancias nacionales requieren soluciones transaccionales hechas a medida. Una primera dificultad es la suficiencia de las condiciones marco en los países en desarrollo (principalmente, el sistema legal y judicial que incluye asuntos básicos tales como derechos de propiedad, respeto de los contratos y el grado de independencia de las agencias de regulación). La madre naturaleza también juega un rol importante en cuanto a dotación de recursos porque la disponibilidad nacional de energía hidroeléctrica (por ejemplo Brasil, Noruega), carbón (por ejemplo China, India, los EE.UU.) o gas natural (Argelia, Canadá, Rusia) conduce a diferentes problemas relacionados con las matrices tecnológicas/de combustibles involucradas en la provisión de servicios energéticos.

Una segunda dificultad es la variedad de diseños que han sido probados en diferentes lugares: en el Reino Unido, el mercado nórdico, California, Alemania y los diferentes mercados en los EE.UU. y Canadá. Su análisis y comparación debería basarse en un ciclo completo de reformas, incluyendo la construcción de nuevas capacidades. Lamentablemente, la experiencia con las actuales reformas es bastante reciente, apenas diez años para el mercado nórdico (período durante el cual no ha habido ninguna nueva inversión) e incluso menos en otras partes, con el resultado de que no es posible hacer comparaciones y juicios definitivos sobre las reformas del mercado energético.

Desde la perspectiva de estas dificultades, uno podría establecer una nueva agenda para las reformas del mercado energético con cuatro títulos:

- Propiedad: ¿pública o privada?
- Poder de mercado: ¿cómo impedirlo o controlarlo?
- Diseño: ¿cuánta competencia debería introducirse y cómo se lo debería hacer?
- Políticas públicas: ¿cómo implementar sin distorsionar la igualdad de condiciones?

2. Upstream/Midstream: ¿Propiedad y segmentación vertical?

El fundamento histórico para elegir el modelo de empresa de servicios públicos integrada verticalmente ha cambiado. Las antiguas economías de escala se han convertido en “diseconomías” con el surgimiento de las turbinas de gas y PCCE. Las redes siguen siendo monopolios naturales pero ahora los inversores comerciales las desafían en sus márgenes. Las empresas de servicios de propiedad pública enfrentan cada vez más problemas de gobernabilidad con pruebas de que, a menos que a dichas compañías se les permita operar en un entorno completamente comercial en cuanto a empleo y tasas de retorno, los objetivos de “servicio público” de dichas compañías serían cumplidos de mejor manera por empresas de servicios en manos privadas. La internalización de los contratos para evitar una administración compleja y engorrosa, que fue la razón de ser del modelo de empresa de servicios públicos integrada, ahora se ve cuestionada.

En la empresa de servicios públicos integrada verticalmente, la generación, el suministro y la transmisión estaban integrados porque era más fácil tratar internamente con esas delicadas soluciones transaccionales tales como localización/construcción de nuevas centrales de generación en contraposición a reforzar o extender la red de transmisión. Se consideraba que una empresa de servicios públicos integrada disminuía el riesgo de un desajuste entre las decisiones de inversión/operación hechas en la red y aquellas hechas en la oferta. Es cierto que, en dicho modelo, el riesgo global está teóricamente reducido al mínimo; sin embargo, en este caso, el riesgo lo corren por completo los usuarios finales – los contribuyentes - y esto ha sido aceptable hasta el punto en que el monopolio ha sido bien manejado. Sin embargo, los crecientes problemas de gobernabilidad de las empresas de servicios de propiedad pública, particulares en términos de su flexibilidad de empleo pero también ahora en cuanto al acceso al capital de inversión fuera de las fuentes del gobierno, revelan que su riesgo global ha aumentado, con el resultado de que los usuarios finales estarían mejor sin la desagregación. Sin embargo, lo que se olvida a menudo es que la desagregación en sí misma trae nuevos riesgos ante la necesidad de coordinar y administrar componentes del sistema energético de propiedad separada, lo cual tiene como resultado el requisito de regulaciones adecuadas que cubren todas las responsabilidades de modo que no hay brechas que puedan ser nocivas para el funcionamiento seguro y confiable del sistema. La ironía es que, al pasar a empresas de servicios públicos de propiedad privada con o sin un componente de “servicio público”, aumenta la necesidad de regulación en lugar de disminuir.

a. Riesgo y costo del capital

Aunque el costo del capital no siempre fue un argumento explícito en favor de los monopolios en el pasado, uno tiene que recordar que cuanto más bajos son los riesgos, más bajo es el costo del capital. El origen del capital es menos importante que el nivel de riesgo. Un monopolio privado con un marco regulatorio percibido como estable, tal como el de las primeras empresas de servicios públicos propiedad de los inversores en los EE.UU. (IOU), tiene casi tan poco riesgo como la misma compañía en manos públicas.

El costo esperado de, o el retorno sobre, el capital "R" es el promedio ponderado de los costos de participación en el capital y de la deuda (el último reducido por el impuesto a las ganancias dado que el interés generalmente es deducible). Tanto el porcentaje como el costo de la participación en el capital dependen del nivel de riesgo: cuanto más alto es el riesgo, más alto es el costo de la participación en el capital y más bajo el apalancamiento por parte de la deuda. Por ejemplo, en los EE.UU. las IOU tenían un costo de participación en el capital de alrededor del 10% y un apalancamiento de hasta cuatro (es decir, deuda cuatro veces mayor que la participación en el capital). El costo de su deuda (bonos) era, digamos, 6% antes de los impuestos y 3¾ % después de los impuestos, lo que hace un promedio ponderado de $10 \cdot (1/5) + 3,75 \cdot (4/5) = 5\%$.

Este valor es el retorno anual esperado sobre el capital invertido (tasa de descuento utilizada para decisiones de inversión). Juega un importante rol en las industrias que requieren grandes cantidades de capital tales como la energética porque, tal como lo demuestra el valor de la renta anual constante de una inversión, cuanto más alto es el costo de capital, más alta es la renta anual. La fórmula aproximada de la renta anual constante "A" de una inversión con un costo de capital de "C" a ser recuperada en "N" años y devengando un retorno sobre el capital "R" es: $A/C \sim 1/N + 0,6 \cdot R + AOC$ (costos anuales de explotación expresados como porcentaje del costo de capital de inversión C, digamos, 3% para este ejemplo).

Por lo tanto, en la práctica, la renta anual es:

- Para una inversión de riesgo al 15% anual por 20 años, $A/C \sim 5\% + 9\% + 3\% = 17\%$;
- Para una inversión de bajo riesgo al 5% anual, $A/C \sim 5\% + 3\% + 3\% = 11\%$.

Dependiendo del riesgo de la inversión, la renta anual puede ser mucho más baja y conducir a diferentes decisiones de inversión, basadas en el corto plazo en el caso de altos costos de capital, basadas en el largo plazo en el caso de bajo costo de capital. Una regla empírica es que el horizonte económico es lo contrario de la tasa de interés. Para una tasa de descuento del 15%, el horizonte es de alrededor de siete años, concordando con la construcción de una CCGT, pero ciertamente no con la de centrales alimentadas a carbón, hidroeléctricas, nucleares o líneas de transmisión. En cambio, una tasa del 5% extiende el horizonte temporal hasta veinte años, horizonte temporal más compatible con la naturaleza de capital intensivo de una amplia gama de fuentes de suministro en la industria energética.

b. ¿Cuáles son los riesgos? ¿Cuáles son los beneficios?

El análisis precedente explica por qué la elección anterior era preferir monopolios verticalmente integrados, ya sea estatales o propiedad de los inversores (estos últimos tienen una larga trayectoria en los países donde existe una fuerte tradición de regulación). Sin embargo, tal como se trató en la Parte I (en relación a la distribución), los monopolios

puros o aún más los monopolios de propiedad pública tienen pocos incentivos para aumentar su eficiencia, y tarde o temprano deben enfrentar problemas de gobernabilidad.

Por lo tanto aunque la segmentación vertical y la competencia tienen más riesgos y el costo de capital es mayor cuando el negocio está segmentado, el péndulo se ha inclinado cada vez más a favor de las reformas porque el costo agregado de la prima de riesgo causado por las reformas del mercado queda más que cubierto por eficiencias mejoradas y mayor calidad del servicio. Sin embargo, este criterio no excluye la consideración de circunstancias específicas y hasta qué punto se deben impulsar las reformas de mercado en las siguientes áreas:

- ¿Qué grado de segmentación vertical?
- ¿Qué grado de privatización?
- ¿Qué grado de competencia?

Para los países en desarrollo o las economías anteriormente planificadas en forma centralizada, uno de los mayores riesgos que corren los inversores extranjeros es el riesgo de la moneda. Se lo mencionó en la Parte I (en relación a la distribución) pero también se aplica a la generación y a la transmisión. Utilizar préstamos de monedas fuertes para financiar ventas en monedas débiles puede ser una receta para el desastre. Utilizar las garantías del gobierno raramente es una solución, dado que los gobiernos pertinentes a menudo no tienen la capacidad financiera de cumplirlas. Atraer financiación en moneda local es un elemento importante para abordar este asunto. Existen excepciones, pero a menudo hay importantes ahorros nacionales en las economías en desarrollo, aunque pueden no estar disponibles de un modo que sea accesible para la financiación de infraestructura. De ahí que la creación de instituciones de ahorro a largo plazo sea un importante contribuyente para la creación de infraestructura energética y de otro tipo en las economías en desarrollo.

Para los países desarrollados, es necesario introducir matices sobre la cuestión de la propiedad pública. Mientras la Parte I presenta fuertes argumentos en favor de la privatización para la distribución de la energía, ¿es indispensable para la generación, en particular nuclear o hidroeléctrica, o para la transmisión? ¿Una privatización del 100% es una apertura parcial con una participación mayoritaria (51%) o una acción de oro minoritaria (por ejemplo 25%) equivalente para generación y transmisión? Otra dimensión es si la responsabilidad de administración únicamente o tanto la responsabilidad de administración como de inversión deben colocarse en manos del sector privado. Por último, ¿es verdaderamente posible tener igualdad de condiciones cuando compañías estatales y privadas compiten lado a lado?

No hay una respuesta única a estas preguntas, que pueda aplicarse a todos los países. Las circunstancias nacionales juegan un papel fundamental. Para Francia en la década de 1950s, el monopolio de EDF de propiedad pública era un buen sistema tal como lo eran en ese momento para los EE.UU. las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores. Parte de estos diseños puede seguir siendo pertinente para un país como Brasil, con más de 95% de dependencia de un sistema hidroeléctrico integrado. Tal como se señalara en la Parte I, no existen argumentos económicos de peso en contra de la privatización de compañías de distribución, pero puede haber buenas razones para descartar o retrasar la privatización de la generación o transmisión de energía en algunos países menos avanzados.

En realidad, cuando se trata de la reforma del mercado energético, las que enfrentan los gobiernos no son solamente en cuanto a la propiedad (pública o privada) o acerca de la

segmentación vertical de los diferentes sectores upstream, midstream y downstream. El desafío es también, y más importante aún, cómo relacionar la propiedad, la segmentación vertical y la regulación. Es la regulación la que debería corregir los posibles inconvenientes de la segmentación vertical, y la regulación no debería permitir que el propietario de la empresa de servicios, pública o privada, sea el único encargado de tomar decisiones sobre nuevas inversiones. Se necesita contestabilidad, incluso para la inversión en transmisión.

c. Regulación contra segmentación vertical

En la Parte II (dedicada a la seguridad de suministro), el rol de la red (transmisión de alto voltaje o transporte a alta presión) se trata principalmente en cuanto a la dependencia de oferta y flexibilidad remota/diversificada. Sin embargo, hay otros dos aspectos que juegan un importante rol en el funcionamiento de los sistemas eléctricos y de gas natural. El primero es el impacto de la congestión para crear nichos en los cuales es más probable que se desarrolle el poder de mercado porque hay solamente unos pocos competidores locales; el segundo, como corolario, es el diseño de un mercado mayorista que limite o evite el riesgo del poder de mercado cuando existen limitaciones en la red.

En otras palabras, el diseño del mercado mayorista y el control regulatorio de la red son interdependientes. Un conjunto apropiado de incentivos regulatorios contribuirá al desarrollo de la red, especialmente cuando es necesario superar cuellos de botella, mientras que un diseño regulatorio pobre puede retrasar o a veces impedir la construcción de nuevas líneas. El problema se ve agravado por la creciente dificultad de construir nuevas líneas HV o HP debido a las limitaciones públicas y ambientales³⁶. El ejemplo de Italia muestra que los cuellos de botella en Italia empeoraron debido a que el proceso de toma de decisiones para nuevas inversiones en la red tomó más tiempo del que debería haber tomado.

Por otro lado, disminuir la construcción de nuevas líneas puede desalentar el desarrollo de energía distribuida aún cuando esto último sería menos costoso y más seguro. La reconciliación de los objetivos de transmisión y generación requiere un equilibrio entre el costo de la red, los beneficios de las economías de escala, la mayor eficiencia de las PCCE locales, los riesgos del poder de mercado y la seguridad total. Lo que queda claro es que se necesitarán las soluciones transaccionales o los compromisos; el mercado “perfecto” no existe.

Parte del equilibrio requerido está en manos de los proveedores (debido a su responsabilidad sobre la seguridad a largo plazo), pero también es un rol de los operadores y autoridades regulatorias asociadas. Es por eso que el modelo de operador independiente del sistema (ISO), con propiedad de los activos de transmisión en manos de una entidad separada, ha sido abandonado cada vez más a favor del modelo de operador de sistema de transmisión (TSO) con funcionamiento y propiedad de la red en manos de una única compañía pública o privada. La tendencia hacia el modelo de TSO tiene varios impactos positivos por la integración de las funciones centrales de planificación e inversión, manejo de cortes de electricidad y manejo de la congestión en las mismas manos lo cual reduce los costos de transacción (la “internalización de los contratos”) y asegura, al menos teóricamente, un manejo óptimo de la interfaz de transmisión-generación.

³⁶ Los síndromes “NIMBY” (No en mi patio trasero) o “BANANA” (no construyas absolutamente nada cerca de nadie).

El equilibrio regional óptimo entre la inversión en transmisión y en generación es tan importante que uno debe dejar de pensar en el acceso a la red no tanto como asunto de comercialización transfronteriza sino como un asunto de la red regional (electricidad y gas natural) – la columna vertebral del mercado que abarca toda la región, para el cual un operador regional de transmisión (RTO) debe asegurar que las tarifas de la red y los procedimientos de acceso sean transparentes y uniformes³⁷. Incluso es posible una evolución mayor si el TSO/RTO se convierte en una ITC (Compañía Integrada de Transmisión) propietaria de los activos de transmisión, que dirige las funciones de transmisión del mercado mayorista con una fuerte interfaz regulatoria y es responsable de la inversión en nueva transmisión.

d. Regulación contra “contestabilidad”

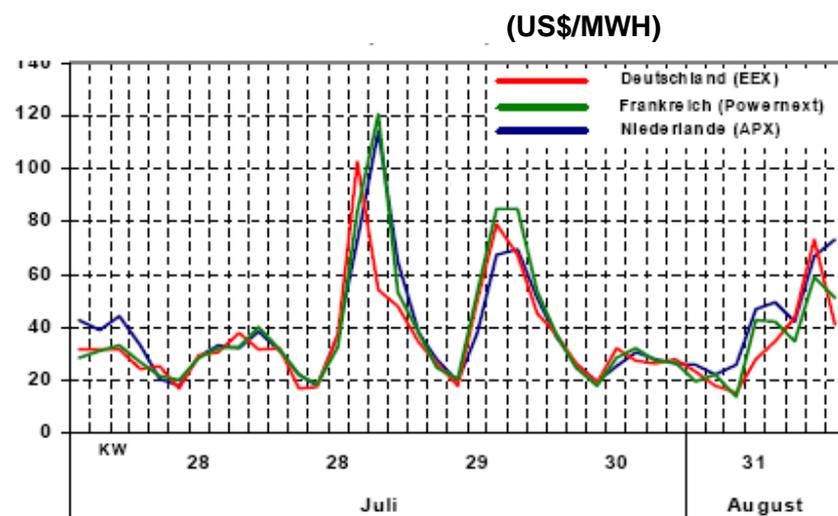
Crear una compañía de transmisión integrada es una propuesta atractiva porque asegura que habrá coherencia entre los modos en que se manejan las nuevas inversiones para transmisión o suministro. Sin embargo, el ejemplo de Italia demuestra que esta condición no es suficiente para asegurar que las inversiones se hagan a tiempo con las soluciones transaccionales apropiadas en cuanto a la tecnología.

La transmisión es un monopolio, pero la inversión en transmisión debería estar abierta a la competencia porque si no lo está, habrá menos presión para invertir a tiempo y utilizar las nuevas tecnologías que podrían superar algunas limitaciones públicas o ambientales. Los actores privados tienen razón cuando dicen que las recientes faltas de capacidad en algunos países desarrollados podrían haberse aliviado o evitado creando presión competitiva y abriendo la inversión en transmisión a los operadores comerciales privados y a las nuevas tecnologías. El TSO no debería estar en una posición en la cual pueda impedir o retrasar las decisiones de inversión privada una vez que han sido autorizadas para objetivos de localización (por ejemplo ambiental). Debería ser la competencia la que impulse dichas inversiones, no la preservación de una cierta estructura o poder de mercado.

Europa, con un promedio de interconectividad del 7%, está lejos de ser un mercado único aunque los precios spot son similares en algunos mercados nacionales. Esto se ilustra para períodos de baja demanda en el Gráfico III-1 en \$/MWh para el verano del 2003. Esta situación, incluyendo los fuertes picos a fines de julio, continuará a menos que se construyan más líneas, incluyendo líneas DC. En la Unión Europea, donde el objetivo de la reforma del mercado eléctrico es construir un mercado único, la progresiva armonización de los diferentes regímenes regulatorios nacionales contribuirá a facilitar las transacciones entre los países no limítrofes.

III-1: PRECIOS SPOT DE LA ELECTRICIDAD EN EUROPA

³⁷ Por ejemplo, en el caso de la congestión, la preponderancia de contratos a largo plazo, o el enfoque “por orden de llegada”, puede dar como resultado que solo una pequeña fracción de la energía se comercialice libremente cruzando las fronteras.



Fuente: EPX

Dada la importancia de las interconexiones para hacer que el mercado sea más competitivo y más seguro, no solo se deben diseñar cuidadosamente las tarifas de transmisión para proveer los incentivos apropiados para expandir la red y reducir la congestión, en particular en las fronteras nacionales, sino que también los actores privados deberían tener permiso de invertir en sus riesgos y beneficios y elegir las tecnologías más eficientes, incluyendo las líneas DC.

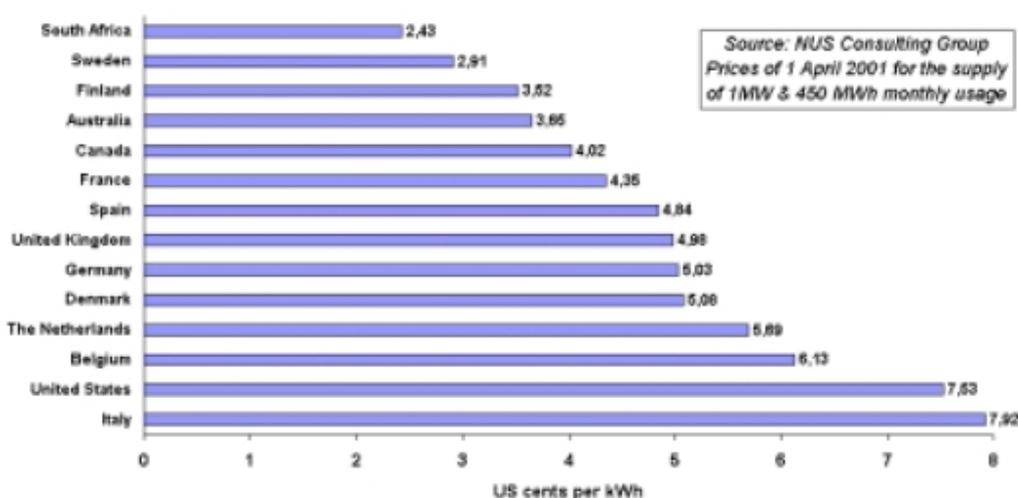
El cuadro de la AIE en la Parte II (página 88) provee ejemplos de cómo se organiza la transmisión en los países de la OCDE. Muy pocos permiten que el TSO/RTO tenga que “competir” con nuevos participantes privados deseosos de construir sus propias líneas a su propio riesgo si el operador es demasiado lento o no es lo suficientemente innovador. Incluso en los tres contextos nacionales más favorables en este aspecto - Australia, Nueva Zelanda y España – no está claro si un comerciante privado puede lanzar una línea que no es considerada necesaria por el TSO.

3. ¿Generación de energía pública o privada?

Los monopolios de generación estatales siguen demostrando un éxito destacado en algunos países. Por ejemplo, Noruega parece estar cómoda con sus compañías de distribución de propiedad municipal, EDF es considerada un éxito en cuanto a manejo/costos de sus centrales nucleares y ESKOM, el monopolio eléctrico nacional sudafricano, tiene el menor costo de electricidad en el mundo. Pero los sistemas competitivos de propiedad privada podrían ser también extremadamente exitosos. Por ejemplo, Finlandia se encuentra no solo entre los países con los costos de electricidad más bajos, sino que pronto invertirá en un IPP nuclear con un costo de largo plazo anunciado de tres centavos por kWh. No es fácil sacar conclusiones amplias acerca de la propiedad de la generación.

El Gráfico III-2 sugiere que la dotación nacional en relación al suministro de energía primaria diversificada o barata puede ser un factor más importante que la propiedad en la generación de eficiencia. Si un país es un importador neto de servicios energéticos, la propiedad de la generación puede requerir más atención que si no lo fuera.

III-2 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EXCLUYENDO IMPUESTOS



Si bien la privatización para la distribución es una cuestión de primer orden, los reformadores del mercado necesitan reflexionar sobre si la privatización de la generación debería tener prioridad y bajo cuáles condiciones. La respuesta tiene mucho que ver con la gobernabilidad, a menudo más efectiva en las primeras etapas del desarrollo económico en manos públicas que en manos privadas, si alguna de ellas goza de un poder monopólico de facto debido a la ausencia de una masa crítica de compañías o negocio regional en los servicios energéticos para asegurar una competencia adecuada. Sin embargo, tal como ya se ha señalado en este informe, los cinco elementos de buena gobernabilidad - integridad, calidad del servicio, liderazgo/gestión, costos de capital y costos de mano de obra- evolucionan con el tiempo. La resistencia al cambio tiende a arraigarse precisamente en el momento en que la mayor complejidad de los mercados energéticos requiere mayor flexibilidad y mayor dependencia de las nuevas tecnologías y técnicas de gestión.

Un monopolio privatizado con regulación fuerte y adecuada es considerado mejor que un monopolio público donde existe el riesgo de que la regulación esté satisfecha consigo misma y esté basada en motivos políticos. La regulación es menos ponderosa que la competencia pero con el tiempo, la "disimetría" inicial de la información entre el regulador y la compañía privada desaparece, permitiendo que el regulador restrinja los márgenes y compare los costos con otras regiones o sectores. Esto es lo que ha sucedido en los EE.UU., después de muchos falsos comienzos que un país en desarrollo inmaduro no podría afrontar.

Un buen indicador de la necesidad de privatización es el costo de mano de obra, especialmente en el sector de distribución. En las compañías de generación de propiedad pública, un empleo garantizado con un riesgo muy bajo de ser despedido y buenos salarios inicialmente puede recompensar la integridad y la calidad del servicio, pero en un momento u otro, se produce el exceso de personal, existe un menor volumen de trabajo, mejores regímenes jubilatorios y beneficios más atractivos. Generalmente, están involucrados los sindicatos intransigentes con mucha influencia política y se valen de las huelgas y de los cortes de suministro para impedir los cambios. En ese punto es necesario que la política energética del gobierno asegure la "corporatización" de la empresa de generación pública o que prevea la privatización, la segmentación vertical y la competencia porque, en un sistema competitivo, la lucha por sobrevivir es lo que impulsa

al cambio. Están aquellos expertos en política energética que creen que las compañías de propiedad pública pueden funcionar sobre una base completamente comercial, mientras otros sostienen que la mezcla de compañías públicas y privadas en el mercado no es sostenible:

- Aunque el registro muestra que el estado es un buen accionista en las primeras etapas de la construcción de adecuada capacidad de generación en un mercado energético en crecimiento, hay una tendencia inevitable al empeoramiento y, tarde o temprano, aparece la necesidad de contar con la iniciativa y la competencia privada. No existe ninguna regla tallada en piedra sobre cuándo o cómo surgen esos problemas de gobernabilidad, pero los sectores con mayor intensidad de mano de obra en una economía tienden a evolucionar del mismo modo; en los sistemas energéticos las etapas de distribución y generación son las que enfrentan este problema de manera más aguda, aunque los problemas de inversión en el sistema de transmisión italiano también destacan este fenómeno. Cuando el rendimiento de las empresas de servicios públicos propiedad del estado ya no es satisfactorio (y en última instancia es el gobierno quien debe juzgar esto), se necesita dividir la gran estructura inicial en porciones más pequeñas y corporatizar o privatizar sus actividades, con mucha más razón para los sectores que tienen los costos de mano de obra más elevados.

El éxito del programa nuclear de EDF en Francia o de la rentabilidad de ESKOM en Sudáfrica están relacionados con el bajo costo de capital con que cuentan, que es un factor importante para los proyectos con intensidad de capital, y con las economías de escala logradas gracias a una serie de centrales con diseños similares. Sin embargo, el reciente ejemplo de Finlandia sugiere que sería demasiado audaz asociar bajos costos de generación a la propiedad pública. De hecho, hay dos asuntos diferentes:

- Primero, las centrales de carga base con significativos costos de capital por adelantado como la energía hidroeléctrica o nuclear pueden necesitar estructuras especiales en las cuales están protegidas contra el riesgo de mercado porque es el único modo de tener acceso a capital barato;
- Segundo, si existen economías de escala (posiblemente el caso de la energía nuclear en Francia) o de alcance (el sistema hidroeléctrico integrado de Brasil), los correspondientes programas no deberían cortarse en pedazos (mientras que otras centrales, incluyendo las unidades alimentadas a carbón, podrían serlo).

Dichos sistemas pueden ser manejados por un sistema de comprador único, pero también se pueden crear estructuras ad hoc dentro de las cuales no existe competencia pero que participan en la competencia indirectamente y sin distorsión vendiendo su producción como un conjunto de "generadores virtuales":

- Francia es un ejemplo en un contexto de propiedad estatal; a fin de conseguir la aprobación de la Unión Europea de su compra de la compañía de energía alemana EnBW, EDF ha subastado derechos a la capacidad de generación nuclear como un modo de aumentar la competencia en el mercado energético, pero sin vender centrales nucleares, lo que hubiera sido políticamente inaceptable;
- Finlandia es un ejemplo en un contexto de propiedad privada; las tres principales compañías de generación lanzarán un IPP nuclear que será propiedad de una "estructura caparazón" y será operada por la misma, que luego venderá la producción al costo a sus tres accionistas. Esta oferta luego será parte de su cartera o será vendida a terceros bajo condiciones competitivas.

De este modo, cualquiera que sea la propiedad de la capacidad de generación, la producción o los derechos de propiedad se podrían vender al costo bajo contratos a largo plazo.³⁸ Puede no ser imprescindible colocar la transmisión o la generación bajo propiedad privada, especialmente si la mayor parte de la mano de obra es tercerizada, pero los beneficios de la competencia (aún en el mundo en desarrollo) y los riesgos que acarrearán los monopolios alientan dichas reformas de mercado. Deberían abordarse los siguientes asuntos de políticas.

- un mínimo es permitir la competencia para las líneas de transmisión o nuevas unidades de generación por parte de actores comerciales privados al margen del sistema;
- este paso puede ser ampliado por un sistema en el cual el estado mantiene el control de parte de la generación, por ejemplo, las centrales alimentadas a carbón en la India;
- en puros términos de políticas, la propiedad pública debería mantenerse bajo estrecha vigilancia y solo debería conservarse si es necesaria y si no encierra ineficiencias; y,
- la propiedad pública puede tener sentido para las centrales de “bien público”, tales como las represas que también se utilizan para riego y navegación.

Se podría resumir el rango de las reformas relacionadas con la privatización de la siguiente manera:

- La *distribución* debería dividirse en entidades más pequeñas y privatizarse, tal como se señala en la Parte I;
- La *transmisión* no requiere intensidad de mano de obra (la mayor parte de los trabajos de ingeniería son contratados) y puede permanecer en manos del estado, siempre que la inversión pueda ser lanzada por terceros comerciantes;
- La *generación* es más ambigua porque los altos costos de mano de obra argumentan a favor de la privatización, mientras que las economías de escala en la energía hidroeléctrica o nuclear pueden justificar un tratamiento especial.

4. ¿Competencia leal o poder de mercado en los mercados eléctricos?

Definición de poder de mercado

- “Se dice que una empresa tiene poder de mercado cuando actúa de una manera cuya intención es cambiar los precios de mercado y puede mantener precios a un nivel no competitivo por un período de tiempo significativo” (Sophie Meritet, profesora adjunta, CGEMP, París IX Universidad Dauphine)
- “Una compañía tiene poder de mercado si puede mover el precio de mercado mediante acciones unilaterales” (Graham Thomas, Reino Unido, consultor del Grupo de Estudios del CME)

La competencia no funciona si los actores del mercado tienen la capacidad e implementar estrategias cooperativas explícitas o implícitas. Los juegos no cooperativos quedan

³⁸ El riesgo no ha desaparecido, pero dado que el riesgo está asociado con la variación de la rentabilidad esperada, es decir, el cuadrado de la participación que mantiene cada parte, entonces todo lo demás siendo igual, tres partes iguales tienen como resultado un riesgo nueve veces menor para cada parte.

ejemplificados por el “dilema del prisionero”, un ejemplo de un libro de texto universitario en el cual dos hombres son atrapados en las cercanías de un banco que acaba de ser asaltado. Se los mantiene en custodia aislada (para impedir que se hablen y se pongan de acuerdo sobre una estrategia de defensa en común). A cada prisionero se lo ofrece una opción – tres años de prisión a condición de que denuncie a su cómplice, pero diez años si su cómplice lo denuncia a él. También saben que serán liberados si ninguno habla. La pregunta es, ¿cuál es la mejor estrategia de cada prisionero? Convencidos por el criterio mínimas (reducir al mínimo el máximo dolor para todos los resultados), los estudiantes generalmente sugieren que cada prisionero debería admitir su culpa. La respuesta del profesor es: “Absolutamente no”, ya que no puede imaginarse que dos hombres vayan a robar un banco juntos sin conocerse y sin confiar uno en el otro.

Un ejemplo extraordinario y sin embargo verdadero subraya la importancia de las actitudes cooperativas, o de “juego”. Durante la Primera Guerra Mundial en el frente belga, las trincheras alemanas y británicas estaban muy cercanas, quizá a 100 o 200 metros de distancia. La cúpula del ejército notó que no había disparos durante el momento en que se distribuían las comidas, como si hubiese un acuerdo tácito de hacer un alto el fuego durante esos momentos. En realidad, la cooperación era incluso mayor, porque si un hombre recibía un disparo durante dichas treguas, había una represalia implícitamente acordada: en consecuencia se les disparaba a dos o tres soldados de la otra parte. El cuartel general estaba muy preocupado y utilizó todos los medios posibles para impedir esta práctica, incluyendo pelotones de fusilamiento. Finalmente se encontró una solución: la rotación periódica de los regimientos al cabo de unos meses a fin de evitar el desarrollo de dichas estrategias de cooperación:

Privatización en energía/empresas de servicios públicos: ¿desastre para los inversores?

Según este texto inspirado por el Profesor Walde (Universidad de Dundee), la privatización es necesaria pero tiene sentido solamente si la mayor parte del capital puede obtenerse dentro del país. Esto implica que deberían destacarse una serie de características de regulación, ya sea en el sistema institucional amplio (derechos de propiedad, derechos legales y financieros, etc.) o en el sistema regulatorio energético. A este respecto, un modo de mejorar las reglas de gobernabilidad para las empresas de servicios públicos es “regionalizar” su exposición, es decir, crear estándares transnacionales gracias a los mercados comunes regionales financieros y energéticos.

En la década de 1990, los inversores invirtieron enormes cantidades de dinero (a menudo obtenidas de inversores privados, fondos de pensión o de inversión) en la compra de empresas de servicios públicos privatizadas, mayormente de gas y electricidad, y se pagaron precios ridículos. Pero este no fue solo o incluso primariamente un fenómeno de los países en desarrollo. Fue incluso más pronunciado en los países desarrollados tales como el Reino Unido, los EE.UU. y Australia para nombrar solo unos pocos donde se registraron las mayores sobrevaluaciones. El riesgo de los países en desarrollo se introdujo mediante tasas de descuento más elevadas, pero el verdadero asunto para todos los países fue que los activos estaban muy mal evaluados porque ninguno de los inversores logró imaginar el riesgo regulatorio, suponiendo, por ejemplo en el Reino Unido, que persistiría la poca estricta regulación de la época de la privatización. Esta corrida hacia empresas de servicios públicos privatizadas puede explicarse por los enormes flujos de efectivo de las empresas de servicios públicos privatizadas y/o desreguladas y el mercado alcista de la década de 1990, que distorsionó los criterios.

En América Latina, los precios pagados no estuvieron tan inflados, y nadie previó el colapso de la Argentina. De hecho, la privatización de las empresas de servicios públicos en la Argentina fue positiva, y el colapso de la moneda argentina que tuvo lugar a fines del 2001 no tuvo nada que ver con la situación energética. En Brasil y en las otras partes de América Latina, tales como en Chile, Perú y Colombia, la experiencia ha sido ampliamente positiva para los países que recibieron las ganancias de las estrategias de privatización tales como aquellas mencionadas anteriormente.

Actualmente abundan las disputas sobre inversión, especialmente en Asia, donde los contratos a largo plazo y los IPP fueron muy utilizados y resultaron no ser fuertes ante las caídas en la moneda. Si bien los problemas de moneda no han sido limitados a los países en desarrollo, los sistemas legales en las economías industrializadas son más fuertes al tratar con dichos problemas de moneda. En el Reino Unido, el impuesto sobre los beneficios extraordinarios recaudó significativos ingresos; un tipo de acción similar en Argentina habría causado una tormenta internacional porque los inversores extranjeros tienen apalancamiento (mientras que en el Reino Unido no lo tienen).

La pregunta interesante es adónde pueden ir después los inversores. Actualmente hay una recesión de inversiones en el sector de empresas de servicios públicos y muy poco interés en nueva inversión en la mayoría de las partes del mundo en desarrollo. ¿Cómo se cumplirán los grandes objetivos de la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo ante esta situación? Hay pocas probabilidades de que se logre, al menos no hasta que se encuentre otro enfoque que provea acceso a la experiencia sin necesidad de invertir capital extranjero.

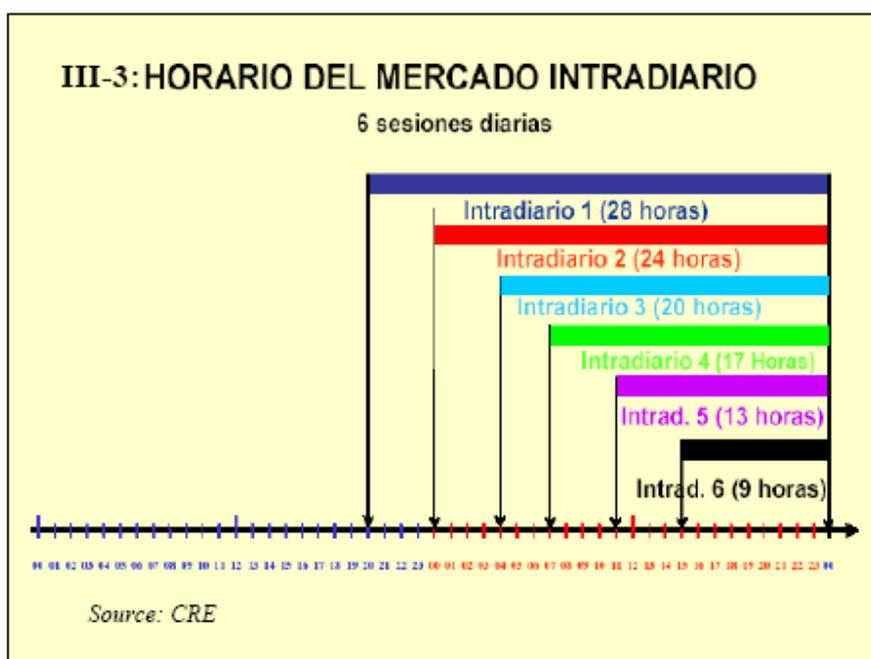
Esta cuestión del financiamiento, es decir, por qué la privatización en los países en desarrollo ha sido principalmente financiada por capital extranjero y no por capital nacional, no es nueva pero se ha agudizado en los actuales tiempos difíciles. La respuesta no es una falta de capital potencial sino una falta de confianza. Una primera razón es que los inversores extranjeros tienen apalancamiento en los países en desarrollo mientras que los inversores nacionales no lo tienen. Una segunda es que los derechos de propiedad no siempre son respetados, y tampoco lo son los derechos a un sistema bancario y financiero justo y bien protegido.

Los mercados eléctricos competitivos generalmente se fijan por subastas cada hora o cada media hora y se ajustan hasta seis veces consecutivas. Si se agregan los mercados auxiliares adicionales para capacidad de reserva, potencia reactiva, etc., resulta que los actores del mercado se encuentran cientos de veces por día. Tal como sucedía con los regimientos británicos en Bélgica, es impensable que no se desarrolle cooperación, pero a diferencia de los regimientos británicos, uno no puede rotar los "jugadores" para introducir nuevas caras y aumentar la competencia. Los mercados energéticos sofisticados corren el riesgo de permanecer imperfectos en el largo plazo porque naturalmente llevan a la cooperación y al poder de mercado. Quizás el ejemplo más destacado actualmente es la supuesta apuesta que perpetraron los operadores del mercado eléctrico californiano en el período de crisis del 2000-2001.

Tal como se señala en el Gráfico III-3 relacionado con el mercado español, los actores se encuentran cada media hora o cada hora hasta diez veces por día (despacho anticipado, mercados de seis días de ajuste, mercado de reservas y posiblemente mercado de capacidad de arranque independiente) con 24 o 48 precios diferentes cada hora o cada media hora para cada día. Por ejemplo, para un espacio de las 23:00 en noviembre de 2002, se registraron los siguientes precios en centavos de Euro por KWh.

	Día	Intra-diario 1	Intra-diario 2	Intra-diario 3	Intra-diario 4	Intra-diario 5	Intra-diario 6	Intra-diario 7
c€/kWh	2,261	1,999	2,061	1,9	1,85	1,85	2,161	1,957

Esta complejidad demuestra que existen muchas posibilidades de arbitraje, y cada una de ellas potencialmente da origen al poder de mercado. Puede notarse la gran volatilidad de precios incluso en mercados intradiarios, lo que demuestra que la introducción de la competencia es difícil y requiere disciplina de parte de los actores porque un error de uno de los participantes puede indicar un desastre para todos.



Dado que el primer mercado eléctrico competitivo fue establecido como un pool obligatorio por Inglaterra y Gales, algunos países se vieron tentados a seguir el mismo modelo y adoptaron diseños de mercado similares sin tener en cuenta que hay más posibilidades de que aparezca el poder de mercado con este tipo de diseño y no con otros.

Y hasta el momento ningún país ha llegado a la conclusión de que el único modo de evitar este riesgo es reducir drásticamente la cantidad de subastas³⁹.

³⁹ Tal como se tratará más adelante en el texto, se pueden imaginar diseños en los cuales no haya mercado mayorista competitivo. Sería reemplazado por subastas anuales en las cuales cada central licitaria lo que garantiza en cuanto a disponibilidad (paros planificados y aleatorios), producción (GW) y costos de generación (basados en los precios del combustible). Luego, sobre la base de las licitaciones ganadoras, el operador del sistema establecería el precio mayorista sobre la base del orden de méritos. Esto aseguraría una competencia feroz sin riesgos de estrategias de apuesta dado que ningún actor del mercado se arriesgaría a hacer trampa y luego soportar el riesgo de quedar fuera del mercado por un año. Dicho sistema puede ser de interés para los países en desarrollo deseosos de introducir algo de competencia, pero no competencia spot.

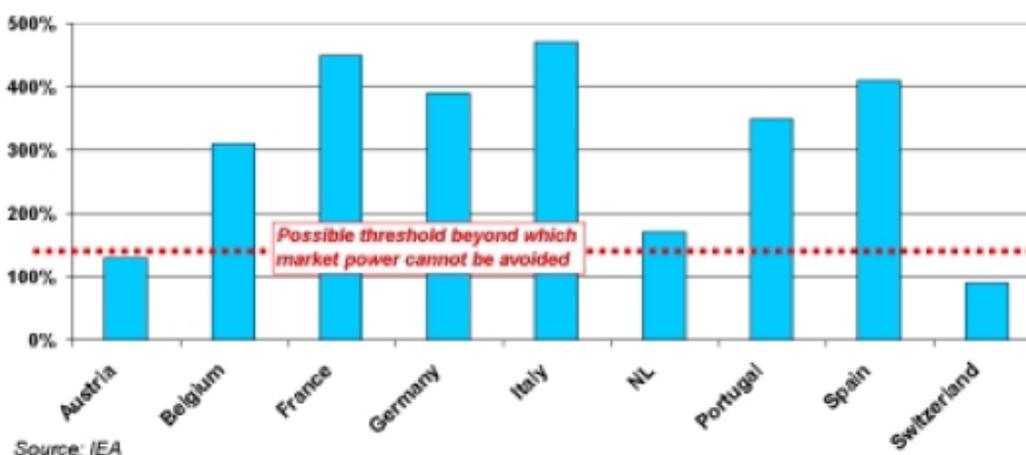
a. El rol de la elasticidad del precio

Para la electricidad y el gas natural, las elasticidades del precio a corto plazo para la demanda son pequeñas porque la mayoría de los consumidores tienen tarifas fijas y por lo tanto no son sensibles a las variaciones de precio. La elasticidad total en el corto plazo es de alrededor de -0,10 (aunque la comparación entre países con diferentes entornos de precios sugiere que la elasticidad de precios a largo plazo es mucho mayor, posiblemente cercana a 1,0). Esto significa que un generador tiene la capacidad de ejercer poder de mercado con una participación en el mercado del 10%, valor generalmente mucho menor que el tamaño del mercado de las compañías preexistentes. Además, dicho predominio puede ser exacerbado por la pequeña participación de las importaciones y/o los pequeños márgenes de capacidad nacionales.

Para aumentar la competencia, se requieren más actores de un cierto tamaño, reduciendo por lo tanto el tamaño promedio de todos los actores del mercado. Una regla empírica razonable, dada la pequeña elasticidad de los precios de la demanda, es que ningún generador debería controlar más del 10% de la totalidad de la capacidad en el área de pertinencia, que es la región en la cual la competencia realmente puede tener lugar sin ser inhibida por limitaciones de transmisión. Existen otros criterios, tales como la relación que compara el generador más grande con la capacidad marginal más las importaciones. Utilizando este método, el Gráfico III-4 muestra la concentración del mercado eléctrico en Europa. Otro método es conocido como el índice Herfindahl-Hirschman (HH): un monopolio tiene un índice HH de 1 y un mercado atomístico un índice HH cercano a 0. Con 10 actores que poseen 10% de las acciones del mercado, el HH sería 10 veces $0,1^2 = 0,1$.

Sin embargo, tener más actores y de menor tamaño tiene una desventaja, porque pueden no poder lograr el mismo nivel de economías de escala; de hecho, las diseconomías crecen rápidamente cuando se reduce el tamaño promedio de los actores de mercado. Esto requiere soluciones transaccionales y diferentes diseños de mercado. Los Países Bajos han optado a favor de cuatro compañías de generación de igual tamaño a pesar del pequeño tamaño del mercado nacional, mientras que en Alemania, E.ON y RWE dominan el mercado alemán, que es mucho mayor, gracias a una serie de fusiones y adquisiciones.

III-4. RELACIÓN ENTRE LA CAPACIDAD DEL GENERADOR MÁS GRANDE Y EL MARGEN DE CAPACIDAD + IMPORTACIONES EN EUROPA



b. Predominio de los preexistentes

Encontrarse a menudo en el mismo mercado competitivo es análogo a la situación de guerra descrita anteriormente, y tarde o temprano llevará a algún tipo de cooperación. No se necesita ningún acuerdo *explícito* porque la comunicación es indirecta. Si el actor A nota que una cierta acción generalmente conduce a un cierto tipo de respuesta por parte de B, se adaptará. B hará lo mismo. Se llegará aun nivel mayor de cooperación cuando se intercambian y acuerdan “mensajes” sobre represalias. Por ejemplo, si A deja de jugar el “juego” según las reglas informales que han surgido progresivamente, B lo castigará adoptando una actitud antagónica. En resumen, el poder de mercado puede surgir espontáneamente sin ningún engaño formal.

Tal como se mencionara anteriormente, el predominio de unos pocos generadores se agrava en los mercados eléctricos que tienen poca capacidad de interconexión con sus vecinos, que es la situación en Europa Occidental, América del Norte y otros países federales como Australia o India. La situación es aún peor cuando, además de los cuellos de botella de la frontera, existe un alto grado de concentración geográfica.

En Europa, las cinco mayores compañías tienen 60% del mercado, con participaciones respectivas del 19% (EDF), 13% (RWE después de adquirir INNOGY, la ex National Power del Reino Unido), 12% (E.ON después de adquirir POWERGEN en el Reino Unido), 8% (ENEL) y 6% (VATTENFALL); ellos son los actores principales en sus mercados nacionales. El poder de mercado es endémico en los países dominados por un actor dominante (EDF en Francia, ENEL en Italia) o unos pocos actores dominantes (Finlandia, Alemania y España). En América del Norte existe una situación similar con dos claros ejemplos, los de California y Texas (durante la fase de transición). Puede existir poder de mercado no identificado en otros estados/regiones de los EE.UU., pero hasta un menor grado que en el resto del mundo debido a la larga tradición de regulación y vigilancia de las Comisiones de Servicios Públicos de los EE.UU. (PUC).

Con estos antecedentes, las cuatro posibilidades para enfrentar el poder de mercado en los sistemas eléctricos son:

- Aumentar el número de actores (táctica más fácil de describir que de poner en práctica⁴⁰), limitando así el riesgo de la cooperación. Esto es lo que sucedió en el Reino Unido, donde el duopolio de National Power y PowerGen desapareció progresivamente dada la creciente participación de nuevos participantes en el mercado, o lo que fue impuesto a las empresas de servicios públicos californianas (PG&E, SOCAL y en menor grado SDG&E) o lo que le impuso el regulador a ENEL en Italia⁴¹;

⁴⁰ La experiencia demuestra que la competencia reduce los precios hasta el punto en que las compañías dejan el mercado y aumenta la concentración. Esto crea poder de mercado y conduce a precios más elevados que atraen nuevos participantes a lo largo de un ciclo económico “boom-bust” (rápida subida y espectacular descenso) que se repite.

⁴¹ El regulador italiano le obliga al gigante energético italiano ENEL vender o alquilar centrales energéticas para reducir su dominante participación en el mercado. Incluso después de que ENEL complete la venta de 15 GW de capacidad bajo el proceso de liberalización en curso, seguiría controlando ~50% de la producción italiana de energía. El regulador también propuso transferencias temporarias mediante una fórmula de contratos de alquiler o subasta de cuotas de producción anuales según un modelo de “generadores virtuales” que ya se está experimentando en varios países (enfoque elegido también por EDF para obtener la aprobación de la Unión Europea para su compra de la compañía energética alemana EnBW).

- Disminuir la cantidad de interacciones suprimiendo posiblemente los mercados horarios y/o firmando contratos a largo plazo, solución vista como un compromiso dado que también reduce las posibilidades a corto plazo de pasarse a otro proveedor;
- Regular directamente la producción de las empresas de servicios públicos preexistentes limitando sus precios de licitación mayorista dentro de un rango. El tope eliminaría cualquier incentivo para quitar capacidad, y el piso evitaría la angustia de los nuevos participantes. Lamentablemente, a menos que se imponga el mismo rango de precios a todos los generadores, el sistema es injusto porque los ingresos de los preexistentes tienen un tope, mientras que los de las otras partes no lo tienen;
- Aceptar algo de poder de mercado “suave”, por ejemplo, que los precios spot a corto plazo no sean completamente competitivos mientras que los precios a largo plazo sí lo son. Esta situación sucede en muchos países y puede ser aceptada por el regulador a causa de la contestabilidad, es decir, cuando sabe que los precios distorsionados serán socavados por el ingreso de nuevos actores en el mercado. Con esta especie de poder de mercado “suave” (en oposición al poder de mercado “fuerte” ejercido por PowerGen y National Power en el antiguo mercado de pool de Inglaterra y Gales), el “mercado” resultante es razonablemente competitivo (los precios a largo plazo no crean rentas a largo plazo), razonablemente estable (hay menos volatilidad que en los mercados spot puramente competitivos) y razonablemente seguro en cuanto a suministro a largo plazo.

c. La historia del poder de mercado

En los primeros diseños de mercado, la seguridad de suministro y la diversificación del suministro no eran prioridades debido a los grandes márgenes de capacidad tanto para la electricidad como para el gas natural. Para electricidad, este era el resultado de fuertes inversiones después de la primera crisis del petróleo en 1973 (para reemplazar las antiguas centrales petroleras y anticipar un crecimiento económico similar al de la década de 1960 y comienzos de la década de 1970). Estos diseños no lograron prever la desaceleración en la demanda de electricidad, pero el desequilibrio resultante fue amplificado por las nuevas provisiones que favorecían a los productores independientes de energía tales como PCCE. Para el gas natural, los precios elevados fomentaron una mayor oferta al tiempo que estropearon la demanda, finalmente amplificando el impacto de la recesión económica.

De modo que no solo la seguridad de suministro no era una preocupación en las etapas iniciales de la reforma del mercado energético en el Reino Unido y los EE.UU., sino que claramente, el objetivo de las reformas del mercado era disminuir los precios ante el exceso de capacidades. Los costos cayeron debido a los recortes en la mano de obra de las empresas de servicios públicos, privatizadas o no, la caída de los costos del combustible (especialmente petróleo y gas después de la contra-crisis de 1986 con un ímpetu adicional para el gas debido a la aparición de abundancias en los EE.UU. en 1986 y en el Reino Unido en 1995) y el cierre de muchas centrales redundantes viejas y costosas. Los conceptos originales de reforma de mercado energético se gestaron en una época en que la energía barata se hacía cada vez más barata, y muchos políticos en varias partes del mundo argumentaban a favor de la reforma del mercado energético basándose en que los precios al consumidor disminuirían.

En el Reino Unido, la primera oleada de CCGT fue construida por las compañías regionales de electricidad (REC) justo después de desmantelar la CEGB porque seguían teniendo un monopolio de oferta para sus clientes cautivos y se les permitía producir hasta el 25% de su oferta. Al ser productores y vendedores, las REC no corrían riesgos y estaban listas para firmar acuerdos de compra de gas por 20 años a 25 peniques por termia y más (US\$3,8/MBtu y más). Una segunda oleada de CCGT tuvo lugar después de que las REC hubieron perdido sus derechos de monopolio. Los precios del gas cayeron a doce peniques por termia (US\$1,5-1,8/MBtu) en 1995 gracias a la irrupción del exceso de gas precisamente cuando los precios de la electricidad eran elevados debido al poder de mercado ejercido por PowerGen y National Power.

Los EE.UU. también dan prueba de poder de mercado por parte de las compañías de generación preexistentes, ya sea por el “juego” en los diferentes mercados anteriormente descritos o por la creación de “nichos” cuando la capacidad de transmisión interestatal era insuficiente. El ejemplo más extremo es el de California entre junio del 2000 y la primavera del 2001. Esta crisis es un caso de libro de texto sobre las consecuencias de crear un diseño de mercado extremadamente costoso y complejo. Después de California vino Texas durante la fase piloto de su desregulación en el 2001, con un modelo de reforma⁴² que se suponía era perfecto. Seis compañías (AEP, Constellation Power Source, Mirant, Reliant Energy y TXU) fueron acusadas de “manía regulatoria”.

Queda claro que el poder de mercado es “consustancial” a los mercados eléctricos competitivos de base spot, pero en la mayoría de los casos, tales como en España, es controlado por el regulador o la auto-disciplina de los preexistentes. En el caso de Francia y Alemania, no hay pruebas de un fuerte abuso de poder de mercado que habría empujado hacia arriba el precio de equilibrio a largo plazo, a pesar del gran tamaño de las compañías preexistentes. Esto confirma que la amenaza de una intervención (por ejemplo, la autoridad del cártel alemán, el regulador francés o la junta directiva de competencia de la Comisión Europea) combinada con el deseo de los preexistentes de evitar el ingreso de demasiados actores nuevos, realmente limita el abuso del poder de mercado, su grado en el tiempo y el riesgo de precios a largo plazo distorsionados.

d. Poder de mercado como estrategia contraproducente

En el largo plazo y bajo condiciones normales, es decir, para los mercados en los cuales no existen barreras para el ingreso, la búsqueda de poder de mercado es una estrategia contraproducente. El mejor ejemplo es el de Inglaterra y Gales a comienzos de la década de 1990 cuando desapareció el duopolio creado por PowerGen y National Power, no a causa de la regulación sino por el ingreso de nuevas compañías que tomaron participación en el mercado. El ejemplo contrario de un mercado “no contestable” es el de California, donde fue imposible construir nuevas centrales a causa de las posturas NIMBY o BANANA.

⁴² En este sistema, las QSE (entidades de programación calificadas), es decir los agregadores, deben proyectar con un día de anticipación cuánta electricidad esperan adquirir o generar sus clientes en un día dado. El ERCOT (Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas) luego le paga a las QSE que consumen menos energía que la proyectada e impone cargos a las QSE que producen menos energía que la proyectada. Las autoridades analizaron el comportamiento de pronóstico de 45 QSE durante un período de 15 días en agosto de 2001:

- una compañía constantemente dejó de cumplir con sus pronósticos en un 5% a 45%;
- otra en 150% a 300%;
- y una tercera en 75.000% a 400.000%.

En situaciones más recientes, el poder de mercado también es contraproducente de un modo más sutil cuando las empresas de servicios públicos preexistentes mantienen el precio mayorista de la electricidad muy cercano al LRMC (costo marginal a largo plazo). Dicho precio en promedio sería aproximadamente el que sería si no se ejerciera poder de mercado. Es lo suficientemente elevado como para justificar la construcción de nuevas centrales energéticas pero lo suficientemente bajo como para atraer inversión en dichas nuevas centrales solamente por parte de los grandes preexistentes; los riesgos adicionales que enfrentan los nuevos participantes no quedarían cubiertos. De ahí que esta sutil forma de poder de mercado suavice las oscilaciones del mercado de commodities que de otro modo deberían ser disparatadas y mantener las participaciones del mercado de los preexistentes. También puede desencadenar suficiente capacidad a tiempo para proveer seguridad a largo plazo.

¿Uno debería vivir con poder de mercado? Algún grado de poder de mercado no es malo *per se* si el mercado es verdaderamente contestable, es decir, abierto a nuevos participantes en cualquier parte donde decidan operar. El poder de mercado se torna crítico cuando la válvula de seguridad de la contestabilidad no existe, situación que se presenta cuando los cuellos de botella de la transmisión aíslan nichos de mercado o cuando la inversión en nueva capacidad es limitada por factores exógenos tales como el proceso de revisión ambiental. Sin embargo, se debe recordar que incluso pequeños niveles de poder de mercado pueden tener un impacto sobre los consumidores en dos modos diferentes, ya sea aumentando los precios a corto plazo hasta niveles que penalicen las industrias de uso intensivo de energía, haciéndolas no competitivas en los mercados mundiales, o lastimando a los usuarios cautivos más pobres que no pueden afrontar los precios más elevados a lo largo de un período prolongado.

Es una paradoja reformar un monopolio de propiedad pública creando un mercado competitivo solamente para hallar que la competencia no funciona y se degenera en un oligopolio con importante poder de mercado. Esta es una dinámica de la reforma del mercado energético que no se comprendía bien incluso hace cinco años pero que se ha tornado esencial en el debate actual. Mientras el poder de mercado tiene un aspecto positivo porque puede justificar nueva inversión en capacidad lo suficientemente temprano y evitar el prolongado ciclo de commodity de situaciones de exceso o falta de capacidad con sus correspondientes variaciones de precio disparatadas, su defecto es que en el mejor de los casos, provee nueva inversión en centrales preexistentes pero no un nivel de diversificación entre los actores en el mercado o entre las fuentes de combustible de las que dependen los sistemas energéticos sostenibles en el largo plazo.

El informe del CME *Diseño y Creación del Mercado de Electricidad en Asia Pacífico* provee un análisis extensivo y ejemplos de poder de mercado. Contrariamente a muchas opiniones, el poder de mercado puede existir con tantos como cinco diferentes generadores, si bien la teoría de la competencia sugiere que esta cantidad debería ser suficiente en la mayoría de los mercados. La razón de esta particular característica que ya ha sido mencionada es que la mayoría de los consumidores recibe electricidad a tarifas fijas y por lo tanto son indiferentes a los precios reales al nivel mayorista.

Cuanto más dependen los mercados eléctricos de los mecanismos spot, mayor es la probabilidad de que surja el comportamiento cooperativo, aunque sea implícito, especialmente en períodos de reducido margen de capacidad. Sin embargo, la buena regulación combinada con la precaución de los preexistentes puede reducir las “imperfecciones” del mercado. Además, estas imperfecciones pueden reducirse aún más mediante los contratos bilaterales a largo plazo y limitando el mercado spot a un

mecanismo de equilibrio aleatorio utilizado únicamente para resolver las diferencias “marginales” de contrato no previstas.

Los precios son más elevados en los mercados monopólicos de gas porque los consumidores pagan el gas sobre la base de su “valor”, es decir, el costo del competidor potencial tal como la electricidad para cocinar, el fuel oil para calefacción, el fuel oil pesado para centrales energéticas o grandes calderas industriales. Una vez que se ha establecido la competencia en el mercado de gas, todos los precios se fijan en el margen, generalmente relacionado con el precio del fuel oil pesado (tal como se señalara anteriormente en este Informe) con diferencias que reflejan el costo de transporte. Por esta razón, el poder de mercado en el mercado de gas natural es posible solamente si todos los consumidores se tornan cautivos, es decir, si los usuarios industriales interrumpibles o las centrales energéticas han desaparecido. Es necesario evitar esto para que el mercado de gas natural siga siendo competitivo.

5. El ímpetu hacia los mercados mayoristas competitivos

Las reformas de mercado reflejan un cambio de filosofía y no tanto un cambio en las condiciones reinantes en muchos mercados, en particular, en los EE.UU. después de las dos crisis petroleras de la década de 1970. En algunos países abrazar el liberalismo es atribuible a la creencia de que los mercados producen condiciones que son socialmente y económicamente beneficiosas. También influye el argumento pragmático de que últimamente las economías basadas en el mercado han tenido resultados mucho mejores que otros tipos de economías. Específicamente, hay una percepción general de que el rendimiento económico del Reino Unido y de los EE.UU. ha mejorado desde que comenzaron a poner el énfasis en la liberalización de una serie de sectores. Los defensores del libre mercado sostienen que la experiencia de las décadas de 1980 y 1990 es una prueba concluyente de que el liberalismo es superior a las alternativas tales como el socialismo, el comunismo y el capitalismo liderado por el estado.

Sin embargo, se mantiene la pregunta de si el liberalismo es la palabra correcta cuando se trata de la reforma del mercado energético. Como se señala en partes anteriores de este informe, la electricidad no es una commodity como cualquier otra; no se la puede almacenar, y cuando el precio sube o las luces se apagan, el gobierno se entera de eso y muy a menudo se siente obligado a intervenir. La regulación adecuada es la otra cara de la moneda de la reforma del mercado energético; incluso la palabra “desregulación” ha caído en desgracia como una descripción exacta de qué es la reforma del mercado energético.

Teniendo en cuenta estas importantes calificaciones, el impulso hacia el liberalismo se aplicó primero a la competencia en los mercados mayoristas de electricidad y gas natural. Sin embargo, a lo largo de la década de 1990, los experimentos realizados aquí y allí han creado creciente preocupación sobre la capacidad del pool y los diseños del mercado de equilibrio para proveer lo que un país necesita. La próxima década verá más desarrollo en comercialización de servicio energético para lograr mejores resultados de mercado o un paso hacia políticas energéticas gubernamentales más abarcadoras que cubran también los objetivos sociales, ambientales y de confiabilidad que establece para la economía en su conjunto. Hasta la fecha, los beneficios provenientes de la mayoría de las reformas del mercado energético no siempre han llegado al usuario final. La diversificación, la seguridad de suministro y los precios sostenibles más bajos es más posible que resulten de políticas energéticas abarcadoras que utilizan una combinación de características regulatorias y de mercado que se centran en cumplir con objetivos

específicos que de los mercados mayoristas spot puramente competitivos creados hasta el momento⁴³

El Presidente de la FERC Pat Wood III durante su entrevista de agosto de 2001 que apareció en *California Energy Markets* (Mercados Energéticos de California) utilizó una metáfora. Wood no desistió de las políticas de la FERC para proponer mercados energéticos competitivos pero dijo que creía que los problemas como los que enfrentaba California no ser resolverán por sí mismos sin asistencia de la regulación. Dijo: “Los mercados no nacen completamente maduros. Nacen como adolescentes. Salen y manejan demasiado rápido y beben alcohol. Cuando empieza a haber heridos ese es un signo de que el mercado es inmaduro”. Prometió que la FERC ayudará a guiar los mercados de gas y electricidad de los EE.UU. hacia la madurez. En su opinión, un objetivo para los reguladores es “ser más inteligente que el sector”.

Ciertamente, si la metáfora es pertinente o no, si las autoridades de regulación pueden ser más inteligentes que el sector que controlan, son preguntas que podrían ser respondidas negativamente por algunos observadores de la reforma del mercado energético en países específicos porque los reguladores tienen acceso solo a información disimétrica e incompleta. A menudo los reguladores no tienen los mismos presupuestos o incentivos que las empresas de energía aceptan de buena gana por sólidas razones financieras. El punto de partida de las reformas de mercado a menudo se caracteriza por condiciones desfavorables tales como la existencia de preexistentes dominantes, olas de fusiones, interconexiones inadecuadas para la transmisión de electricidad o el transporte de gas y mercados mayoristas no líquidos o ausentes.

Recordando que el poder de mercado, expresado como la capacidad de provocar picos de precios, está inversamente relacionado a la cantidad de compañías de generación (a menudo pequeña debido al tamaño de las preexistentes o las limitaciones de transmisión que fragmentan el mercado) y a la elasticidad del precio de la demanda (siempre muy pequeña a pesar de un valor teórico cercano a 1 porque muy pocos clientes obtienen señales de precio variables y la mayoría tienen tarifas constantes), uno puede entender por qué raramente se encuentra una situación de verdadera competencia, excepto cuando hay un margen de capacidad importante y muchos generadores en el mercado.

Sin embargo, aunque la presencia de un gran margen de capacidad ociosa es más propensa a la competencia y a bajos precios, tal como lo demostrara la caída de los precios mayoristas cuando los mercados que exhibían este tipo de características fueron abiertos a la competencia, como es el caso del Reino Unido, es una situación insostenible en la perspectiva dinámica de un mercado creciente. Esto se debe a que los bajos precios fijados sobre costos marginales a corto plazo desaniman el ingreso y los generadores pueden temer los toques de precio cuando el margen de capacidad comienza a achicarse y los precios suben.

Si se observan los resultados de la implementación y la situación de las reformas del mercado energético hasta el presente, puede decirse que:

- El Reino Unido ha implementado un diseño a lo largo de quince años y lo ha cambiado substancialmente en el proceso;

⁴³ Una opinión particularmente pesimista es la de Graham Thomas, consultor del grupo de estudio del CME, quien coordinó el informe del CME *Diseño y Creación del Mercado Eléctrico en Asia Pacífico*; él es escéptico acerca de la capacidad de mayor “libertad de mercado” para proveer las necesidades de muchos países. Los países desarrollados pueden ser capaces de afrontar el costo de realizar mayores experimentos pero los países en desarrollo no pueden.

- California eligió un diseño sofisticado, pero se dio cuenta a los dos años que se habían cometido errores de política y de regulación, lo que causó enormes pérdidas a los consumidores y a las compañías;
- Algunos países han establecido el programa de reformas, pero a mitad camino han postergado el proceso o han cambiado las reglas;
- Otros países o regiones, tales como los de la Unión Europea o algunas partes de América del Norte, América del Sur, y ahora India y Brasil, siguen avanzando, y,
- Todos los países siempre estarán bajo presión para incrementar su mecanismo de comercio de energía y para establecer incentivos para su sistema de equilibrio energético al nivel nacional o regional a fin de mantener la seguridad y la confiabilidad del suministro.

Esta variedad de situaciones demuestra que ciertamente no hay un modelo único de reforma del mercado energético que deba recomendarse y que las circunstancias nacionales o regionales específicas tienen que tomarse en cuenta, por ejemplo:

- La cultura política del país en cuanto a mercados abiertos o a una economía planificada;
- La infraestructura institucional muy diferente que respalda las reformas en los países desarrollados en comparación con la misma en los países en desarrollo;
- Los recursos energéticos autóctonos del país en comparación con la necesidad de importaciones;
- El tamaño del mercado energético autóctono y los sistemas necesarios para mantenerlo;
- Las preocupaciones especiales de los mercados relativamente aislados (tales como Japón, Nueva Zelanda, Australia) comparados con grupos de países en la misma ubicación regional (tales como la Unión Europea o el NAFTA);
- La prioridad que las grandes compañías le otorgan a las grandes inversiones en comparación con el servicio al consumidor local;
- El volumen y naturaleza de los requisitos financieros incluyendo el rol de los ahorros nacionales.

Basándose en estas observaciones y en la necesidad de proveer seguridad a largo plazo, se pueden prever dos conjuntos de diseños de mercado: aquellos bajo el nombre genérico de “comprador único” que dependen de un operador central con competencia “marginal” y aquellos bajo el nombre genérico de “mercados mayoristas competitivos” donde la competencia es una característica central.

a. Sistemas de comprador único

Estos modelos están bien adaptados a los mercados relativamente pequeños y a los países que buscan los beneficios de la simpleza. Incorporan una planificación explícita a largo plazo y una función de inversión para establecer la cantidad, el tipo y la ubicación de capacidad necesaria. Para cada nueva central a construir, se imponen estándares técnicos mínimos y se elige la mejor oferta sobre la base de los costos fijos anuales nivelados que satisfacen las especificaciones impuestas. Una vez que las centrales son construidas y entran en funcionamiento, su uso puede ser controlado por otro proceso anual de licitación en el cual las centrales garantizan una cierta disponibilidad y producción.

Los detalles pueden adaptarse a circunstancias específicas. La idea es que los excesos/faltas de rendimientos reales por arriba/por debajo del objetivo establecido en la

etapa de construcción de la nueva central sean recompensados/pagados al precio mayorista si fueran previstos, pero las diferencias no planificadas soportarían penalidades, por ejemplo, al ser recompensadas solo en parte en caso de exceso de oferta o teniendo que soportar un costo mayor que el precio mayorista para entrega insuficiente no prevista. Esto proveería fuertes incentivos para que los propietarios se aseguren que las centrales estén disponibles durante los períodos pico ⁴⁴ y para mejorar la producción y la eficiencia más allá del umbral establecido en el momento de la construcción.

Un sistema de comprador único también puede complacer fácilmente los costos hundidos o las rentas. Los costos hundidos no existirían *per se* dado que, una vez que se ha ganado la licitación para la construcción, los costos fijos, cualesquiera que sean en comparación con otras unidades energéticas, serían pagados anualmente sobre la base del monto definido en la licitación. Podrían existir rentas cuando una central ha llegado al final del período contractual durante el cual se suponía que recuperaría sus costos de capital. Luego podría permitírsele al propietario continuar explotando la central sin recibir más pagos de capacidad (pero sería de su interés mantener la central lo mejor posible) o la central, tal como la represa hidroeléctrica, podría volver al estado antes de ser licitada nuevamente.

Este sistema no genera precios directamente como en un pool competitivo pero depende de dos conjuntos de costos: los pagos de capacidad y los costos variables establecidos para cada central individual dependiendo de sus características específicas. Los pagos de capacidad pueden ser muy bajos para las centrales amortizadas (por ejemplo centrales hidroeléctricas vueltas a licitar) o muy elevados para nuevas centrales pero no serán cobrados necesariamente como tales si la tarifa se fija según el LRMC y la diferencia ⁴⁵ entre los costos reales y los precios se devuelve al gobierno o es pagada por el gobierno. Los costos variables se utilizarían para establecer el orden de mérito.

Los sistemas de “comprador único” tienen dos desventajas:

- Primero y principal, el operador del sistema de comprador único no tiene un incentivo real para aumentar la eficiencia debido a su situación de monopolio. Dado que será juzgado principalmente por el funcionamiento del sistema, el comprador único puede privilegiar sistemáticamente la seguridad por sobre la eficiencia;
- Segundo, este sistema no puede funcionar para grandes países o regiones como los EE.UU., Europa, Rusia, o China. Se deben crear ya sea compradores únicos sub-regionales con intercambios cruzando las fronteras o depender de un mercado competitivo con contratos a largo plazo y mercado(s) residual(es) spot.

b. Contratos a largo plazo y mecanismos de “seguro”

El punto de partida para este modelo es que los mercados competitivos, en ausencia de poder de mercado, proveen la commodity al mejor precio pero no necesariamente proveen un segundo bien indispensable: seguridad de suministro. ¿Cómo se establece un segundo mercado competitivo que superponga el mercado de commodity para proveer

⁴⁴ Este se un procedimiento estándar en los mercados competitivos. La capacidad de los generadores de determinar sus tiempos de cortes de electricidad está cubierta por el “código de red” manejado por el operador del sistema, con la idea de tener un margen máximo durante los períodos pico.

⁴⁵ Por ejemplo la “renta” de agua de una represa es un bien público a ser utilizado en el presupuesto general pero no otorgado a los usuarios. Lo mismo sucede con los costos hundidos, preferentemente a ser pagados por el presupuesto del gobierno para evitar tarifas distorsionadas.

seguridad de suministro al menor costo gracias a la competencia y, por la misma razón, reduzca el riesgo del poder de mercado?

La respuesta no es un mercado de capacidad porque este es un concepto demasiado limitado que se centra en la capacidad sin tener en cuenta otros aspectos importantes tales como la diversificación de centrales y fuentes de suministro, la combinación de diferentes usuarios que tienen diferentes necesidades (por ejemplo, usuarios interrumpibles) y la flexibilidad del sistema. Tal como se señalara anteriormente en este informe, un mercado de capacidad es un enfoque “ad hoc” que funciona en el corto plazo pero puede no ser sustentable en el largo plazo. Por ejemplo, si se proveen incentivos para crear nuevas centrales solo a aquellos que las construyen, esto crea una distorsión entre aquellos que reciben y aquellos que no reciben pagos de capacidad.

La dependencia de mecanismos de mercado competitivo semejante al seguro es una alternativa muy atractiva pero enfrenta una serie de limitaciones o dificultades prácticas. El seguro u otros modelos derivados, tales como los castigos en caso de no provisión de suministro, requieren contratos lo suficientemente largos como para cubrir la construcción de nuevas centrales. No hay nada sorprendente en dicha condición, que ha existido por décadas para la fijación de nuevas estructuras de gas en los EE.UU.⁴⁶ Sin embargo, algunos expertos no aceptan esta idea porque dichos contratos a largo plazo traban las dos partes e impiden a un comprador cambiar su proveedor, manteniéndolo así con el mismo contrato de suministro, posiblemente injusto en circunstancias imprevistas.

En particular, los contratos a largo plazo pueden socavar la competencia minorista ya sea impidiéndola o haciéndola costosa y dificultosa. Dados los costos extra incurridos por las LDC para proveer seguridad en nombre de sus clientes cautivos, puede ser que se les impida cambiar su proveedor o que tengan que rembolsar este costo extra. Además, aunque los contratos a largo plazo puedan ser beneficiosos una vez que existe la competencia, pueden ser injustos si se los firma antes de lanzar la competencia.

En resumen, la elección de un diseño para la competencia eléctrica mayorista depende de muchos factores diferentes:

- El modo en que se abordará la distribución y la oferta minorista;
- Los mecanismos por los cuales se proveerá seguridad a largo plazo; y
- El grado deseado de competencia para generación y suministro.

No existen soluciones perfectas, solamente buenas soluciones transaccionales que dependen de las circunstancias nacionales/regionales y que es necesario elaborar dentro de ese contexto.

6. ¿Los mercados competitivos pueden adaptarse a otras políticas públicas sin demasiada distorsión?

Los objetivos de políticas abarcan una amplia gama de asuntos diferentes. Algunos casi no se los discute porque existen en todos los países y se los da por sentado, tales como los procesos administrativos para establecer nueva infraestructura o las reglas legales impuestas al sector para cubrir la seguridad, los estándares técnicos, las reglas

⁴⁶ En los EE.UU., no ha sido posible la construcción de ningún gasoducto nuevo o, hasta los recientes cambios introducidos por la FERC, de ninguna terminal nueva de GNL antes de pasar a un período abierto, proceso que combina la competencia entre los potenciales usuarios y un compromiso a largo plazo.

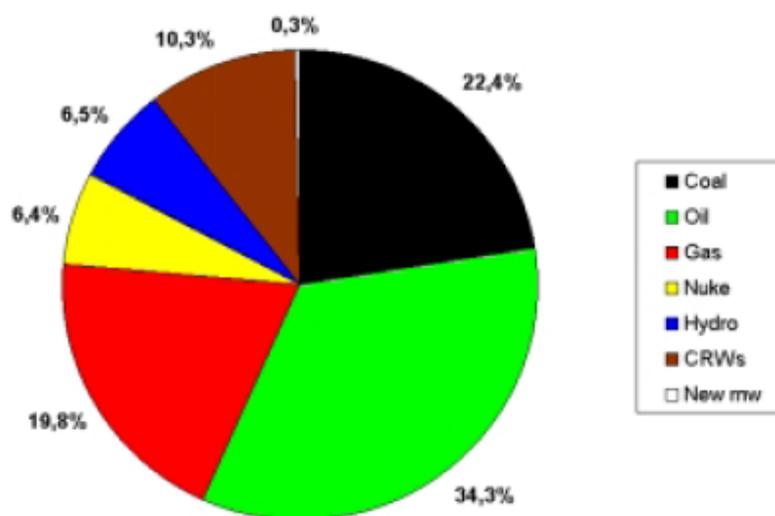
financieras o normas cautelares. Sin embargo, hay cuatro asuntos específicos del sector energético y del modo en que se implementan las reformas:

- El primer y más importante asunto es la seguridad de suministro en los mercados competitivos – suficiencia de la capacidad a largo plazo, confiabilidad a corto plazo, diversificación y flexibilidad – y cómo se la puede garantizar;
- El segundo asunto se relaciona con el suministro “universal” de electricidad con fondos especiales disponibles para las LDC para financiar la inversión para conectar a clientes remotos, o pagos ad hoc tendientes a proveer servicios energéticos económicamente accesibles y adecuados a los pobres (medidores especiales, bonos, subsidios, etc.);
- El tercer asunto es la organización de la transición a un mercado competitivo de propiedad privada⁴⁷ con la definición y los medios para pagar los costos hundidos (incluyendo los costos sociales debidos a los despidos); y,
- El cuarto es el uso obligatorio de “energías renovables” como medio de reducir la cantidad de combustibles fósiles utilizados para generar electricidad y sus correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero.

a. Energías renovables y reforma del mercado

Los primeros tres de estos asuntos de políticas fueron analizados anteriormente en este informe o se los verá en la Parte IV. Centrémonos ahora en el cuarto asunto: el uso obligatorio de energías renovables en lo que se refiere a sus impactos sobre las reformas del mercado energético.

III-5 PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA MUNDIAL (2002)



Fuente: AIE

Expresado en cuanto a requisitos totales de energía primaria, el Gráfico III-5 muestra que las energías renovables modernas (tales como la eólica, biomasa, geotérmica, solar y de

⁴⁷ Un imperativo que los gobiernos deberían aceptar antes de cambiar lo que existe, especialmente cuando funciona bien, es proponer un plan de respaldo en caso de que el mercado no logre proveer el suministro. Esto ciertamente haría más suave la transición porque un poco de pensamiento estratégico antes de tomar la decisión probablemente evitaría una intervención expost del gobierno, costosa e inesperada, a corto plazo.

pequeñas represas hidroeléctricas) representa solamente el 0,3% de la oferta energética mundial del año 2000 (10 Gtpe) pero han estado creciendo rápidamente (~10% por año). Por supuesto las grandes represas hidroeléctricas también son renovables y representan una contribución mucho mayor de 6,5% de la oferta energética mundial pero ahora están creciendo a un ritmo más lento de 2,7% por año. Los combustibles “tradicionales”, incluyendo los renovables y residuos combustibles (CRW) utilizados principalmente en los países en desarrollo, representan una contribución a la oferta energética mundial aún mayor (alrededor del 11%) pero tienen el crecimiento más lento entre todos los renovables: 1,5% por año.

En el sector eléctrico, donde se utilizan la mayoría de los renovables modernos, solo representan 0,6% de la oferta total mundial de electricidad y están dominados por la eólica con 30,7 GW de capacidad al nivel mundial a fines de 2002, mayormente en los países desarrollados de la OCDE (también conocidos como los países del “Anexo 1” en el Protocolo de Kyoto), con 22,6 GW en Europa, 4,9 GW en América del Norte y 2,5 GW en Asia Pacífico respectivamente. La energía eólica es la opción preferida porque, a pesar de su naturaleza intermitente, tiene los costos más bajos y la mejor curva de disminución de costos, recientemente aumentada por el desarrollo de energía eólica offshore que ofrece tasas de disponibilidad mucho más elevadas (hasta 50% en lugar de ~20% onshore).

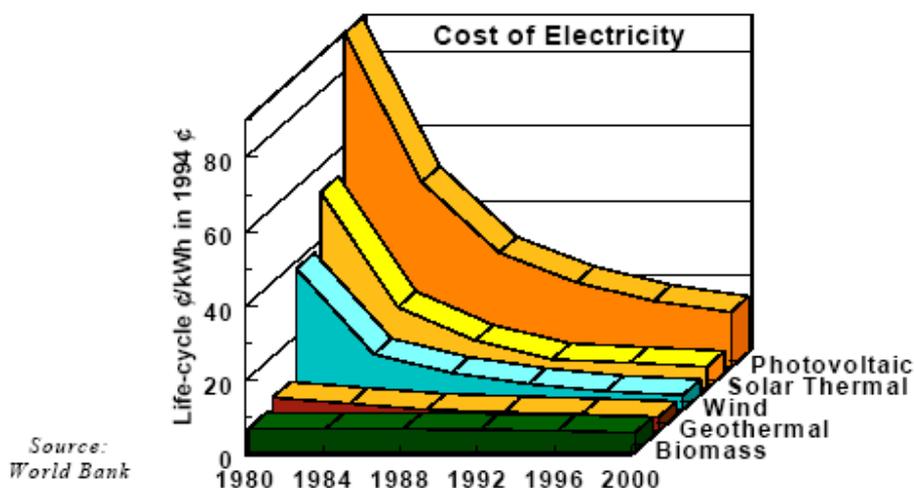
El Gráfico III-6 muestra que, si bien estas nuevas fuentes aún no son completamente económicas, sus costos están disminuyendo rápidamente, y los gobiernos esperan que su introducción subsidiada acelere las economías de escala y los adelantos tecnológicos que puedan darles lugar, en el futuro, para que sean completamente competitivas con otras fuentes de energía. Incluso la energía eólica offshore en el Mar del Norte sigue siendo muy costosa, aún más si se incluyen tanto los costos ambientales directos y asociados (emisiones de gases de efecto invernadero) del soporte al igual que de los servicios auxiliares y los cargos de transmisión adicionales. Muchos gobiernos han establecido objetivos ambiciosos para las energías renovables como una parte de la generación de electricidad, especialmente en Europa, pero ahora se dan cuenta hasta qué punto esas políticas pueden ser costosas o tener un impacto inesperado sobre sus objetivos para la reforma del mercado energético.⁴⁸

En Dinamarca Occidental, por ejemplo, el consumo varía entre 1.500 y 3.500 MW, y la capacidad instalada se compone de:

- Centrales energéticas de condensación centralizadas: 1.800 MW
- Centrales de cogeneración centralizadas: 1.200 MW
- Centrales de cogeneración locales: 1.500 MW
- Eólica: 2.200 MW

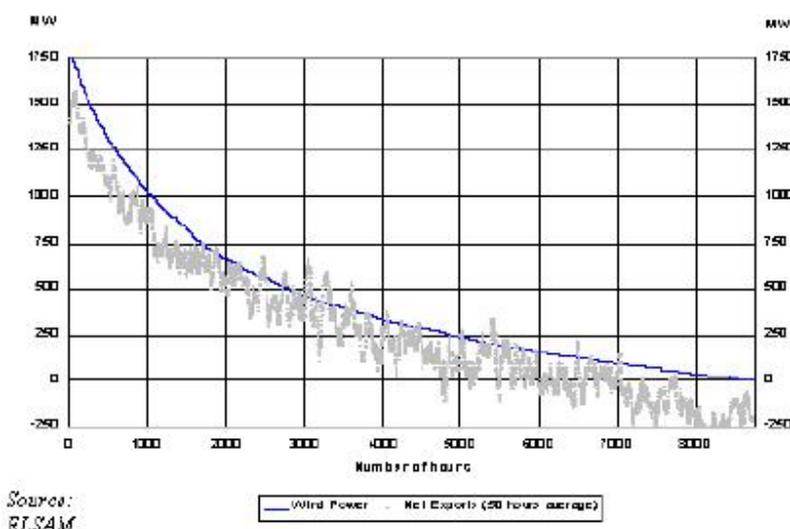
III-6: DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS DE LAS NUEVAS ENERGÍAS RENOVABLES

⁴⁸ La Declaración del CME para el año 2003 presenta sus opiniones acerca de los aspectos técnicos, económicos y de políticas de los objetivos de energía renovable incluyendo la necesidad de soporte y el impacto sobre la eficiencia de las centrales de carga base alimentadas a combustibles fósiles.



El total de 6.700 MW es más elevado que la demanda pico incluso si uno toma en cuenta la tasa de disponibilidad real. Las interconexiones eléctricas con los países vecinos son 1000 MW con Noruega, 600 MW con Suecia y 1.200 MW con Alemania (no hay interconexiones con Dinamarca Oriental).

III-7: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y EXPORTACIONES NETAS DE DINAMARCA OCCIDENTAL



El Gráfico III-7 muestra la estrecha correlación entre la disponibilidad de energía eólica en Dinamarca Occidental y la necesidad de exportar, principalmente a Noruega. La razón de esta correlación es la falta de flexibilidad para operar las centrales nacionales alimentadas a combustibles fósiles. Todas ellas son utilizadas como PCCE (cogeneración de calor y electricidad) y no se las puede detener. La situación empeora por la prohibición de utilizar calefacción eléctrica en los hogares. De ahí que la oferta de electricidad eólica siempre excede los requisitos pero no es utilizable, de modo que debe ser exportada.

Lamentablemente, como se podría esperar, este exceso de producción reduce el precio (nacional y Nordpool), aún más cuando aparecen cuellos de botella. Los precios están

más o menos inversamente relacionados a las exportaciones y caen de ~400 DKK/MWh cuando las exportaciones son marginales (digamos menos de 100 MW de energía eólica), a ~200 DKK/MWh cuando las exportaciones superan los 1.000 MW. Por lo tanto la energía eólica no solo es costosa y muy subsidiada en Dinamarca, sino que también su contribución a la economía total también es negativa; ¡los ingresos de Dinamarca Occidental son menores cuando sopla el viento que cuando el viento no sopla para nada!

Si estos fuesen los únicos impactos de la decisión de Dinamarca de promover la energía eólica, uno podría abordarlos en un contexto acotado de políticas de gobierno. Sin embargo, la electricidad eólica requiere que Dinamarca refuerce la red de transmisión, lo cual según el regulador es un costo significativo. También, nuevamente según el regulador, la red no podría adaptarse a las subidas y bajadas de su suministro intermitente más allá de un 5% de participación en el mercado si Dinamarca Occidental no estuviera integrada en el mercado más amplio del Nordpool. A su vez, esto lleva a que la política energética eólica en Dinamarca reduzca los precios del pool en Escandinavia en su conjunto. Esto podría ser visto como una ventaja por los consumidores si esa caída no fuera, literalmente, a sus propias expensas, tanto en términos de subsidios pagados por sus impuestos como por los desincentivos para lanzar inversiones en nuevas centrales energéticas de carga base necesarias para la seguridad a largo plazo, que también tiene un impacto sobre los vecinos como Noruega.

La cuestión que surge es si es posible hacer que la política de gobierno en favor de las energías renovables sea coherente con un mercado eléctrico competitivo. Hay tres enfoques posibles:

- El primer enfoque genérico es establecer un precio propuesto y dejar que se ajusten las participaciones en el mercado;
- El segundo enfoque genérico es establecer la participación en el mercado (cuotas) y dejar que los precios se ajusten;
- El tercero es un enfoque híbrido que combina tanto cuotas como pisos y techos de precio.

En todos los casos, las ganancias en eficiencia deberían pasar al consumidor gracias a los precios más bajos. Por ejemplo, el enfoque propuesto por Dinamarca de los certificados verdes negociables (TGC) es un sistema híbrido. Requiere certificados verdes negociables que reflejen el costo más alto de la electricidad verde pero está sujeto a un techo cuyo objetivo es poner un tope al subsidio y un piso cuyo objetivo es garantizar un subsidio mínimo a lo largo del tiempo. La ventaja es que, dentro de este “collar”, los productores recibirán el precio spot del mercado, precio que refleja la intermitencia (y necesario soporte) y la necesidad de exportar electricidad cuando sopla el viento. Las desventajas son la complejidad de la contabilidad y la posible falta de incentivos para los generadores verdes preexistentes.

Depende de los encargados de tomar decisiones de políticas en los gobiernos el decidir qué se debería hacer en cuanto a las políticas sociales, ambientales o de otro tipo. El regulador no establece esta política pero debe diseñar sistemas que satisfagan los objetivos y decirle a sus amos políticos cuáles son los costos relacionados (en cuanto a subsidios directos o indirectos y menor eficiencia) en comparación con los beneficios de las reformas. Es por esto que:

- Se deberían establecer los costos de las energías renovables y deberían incluir un cálculo neutral ⁴⁹ tanto de los costos directos como de los indirectos (soporte, transmisión adicional y costos ambientales⁵⁰) para todas las opciones previstas y no solo para aquellas relacionadas con las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Las energías renovables deberían ser consideradas principalmente en relación con la política energética; ⁵¹
- Se debería “promover la autonomía” de los usuarios finales conociendo los costos totales de las diferentes opciones porque, en última instancia, son ellos quienes pagan estos costos.

7. Resumen de la Parte III: Diseño del mercado mayorista

Alison Silverstein de la FERC en los EE.UU. ha dicho: “Las malas reglas de mercado son peores que la ausencia de mercado”. No se puede dejar que los mercados funcionen solos. Debe haber constante vigilancia por parte del regulador y herramientas correctas para detectar y remediar cualquier abuso del mercado. Esto es delicado porque la línea divisoria entre una situación de genuina escasez y un actor que está jugando con la capacidad de transmisión o deliberadamente reteniendo capacidad de generación de energía es muy delgada.

El problema es que no hay un diseño óptimo obvio para la competencia eléctrica mayorista, y es necesario adoptar soluciones transaccionales. Hay cuatro asuntos que abordar:

- Propiedad y desagregación vertical de los sectores upstream y midstream;
- Surgimiento natural del poder de mercado en los mercados spot de electricidad;
- Reformas de mercado y mercados mayoristas competitivos; y,
- Adaptar políticas públicas en un mercado competitivo.

⁴⁹ Según los “Verdes” daneses, el costo de la energía eólica offshore del Mar del Norte podría ser tan baja como € 6 centavos por kWh pero esta cifra no es aceptada por la mayoría de los otros expertos. Otra indicación surge del anuncio del gobierno del Reino Unido, el 14 de julio de 2003, de una segunda vuelta de licitaciones para localización de granjas eólicas offshore. Los costos imputados de la producción de energía eólica offshore de estos sitios, al menos hasta el 2010, se calculan en £80-85/MWh. Esto es alrededor de € 12 centavos por kWh, el doble del optimista cálculo danés y una prima de 350% sobre el actual precio a plazo de la electricidad mayorista no renovable para el 2004.

⁵⁰ En su trabajo, “Equilibrio de la fluctuante energía eólica con centrales energéticas alimentadas a combustibles fósiles”, W. Leonhard y K. Muller (CIGRE otoño 2002) dicen, “Los resultados demuestran que incluso con esta baja penetración de la energía eólica, la alimentación causa un incremento oculto en el consumo específico de combustible en las estaciones de generación remotas alimentadas a combustibles fósiles que producen menos energía eléctrica pero con mayor consumo de combustible y emisiones de CO₂ por kWh”.

⁵¹ En su Libro Blanco sobre Política Energética el gobierno del Reino Unido está volviendo a una política de elegir los ganadores de la tecnología tal como lo prueba el apoyo financiero directo (subsido de capital de inversión) dirigido hacia los proyectos de energía eólica offshore como parte de la estrategia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Al hacer esto, ha hecho caso omiso de las tecnologías de generación alternativas convencionales (por ejemplo CCGT y nuclear) o renovables que también podrían contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con los compromisos del Reino Unido con el Protocolo de Kyoto a menor costo. ¡Esta política se está debatiendo en el contexto de que el Reino Unido se convertirá en un importador neto de energía para alrededor del año 2006!

La privatización y la segmentación vertical son asuntos delicados. La privatización puede ir en contra de los intereses arraigados de los trabajadores en las compañías estatales pero es cada vez más necesaria debido a los problemas de gobernabilidad. En ciertas circunstancias es posible que los grandes programas nucleares o hidroeléctricos deban quedar en manos públicas, pero es necesario tratar en forma transparente dichas excepciones y revisarlas periódicamente. La segmentación vertical está en el corazón de la competencia y los beneficios que provee. Sin embargo, impone la obligación sobre el regulador de asegurarse de que no habrá una brecha en la cadena de responsabilidad de suministro.

La amenaza del poder de mercado es consubstancial con los sistemas de equilibrio de pool o residuales tal como demuestran la teoría y las pruebas empíricas. Dicha energía potencial puede mitigar las preocupaciones de seguridad a largo plazo pero es necesario controlarla de cerca y que sea “contestable” en el sentido de que los nuevos participantes puedan invertir libremente. Una mayor dependencia de medidores inteligentes (que hacen que los usuarios sean sensibles a los precios) y/o la drástica reducción de la cantidad de licitaciones pueden utilizarse para aliviar este riesgo. Otro enfoque puede ser dividir los grandes preexistentes en “generadores virtuales” más pequeños, pero esto tiene un límite dado que se necesitan grandes compañías regionales para proveer capacidad financiera, gerencial y tecnológica, junto con fuertes economías de escala, que de otro modo no existirían. La integración regional de los mercados energéticos también juega un rol importante al abordar tanto la seguridad de suministro como el poder de mercado, con el beneficio agregado de que ayuda a “regular al regulador” estableciendo acuerdos y estándares que son difíciles de cambiar por un propósito político únicamente nacional.

Inicialmente debería preferirse el *diseño de mercado simple* porque los diseños sofisticados son costosos, crean incertidumbre regulatoria y riesgos y abren puertas al poder de mercado. Para los países en desarrollo, donde las circunstancias nacionales y regionales juegan un rol clave, la elección de un diseño será la de soluciones transaccionales simples. En los mercados desarrollados, donde ya se ha elegido el diseño, se necesitan reglas simples para asegurarse de que no haya una brecha de responsabilidad en la cadena de suministro y para impedir o limitar el poder de mercado.

Las políticas públicas para propósitos sociales o ambientales ligadas a la provisión de servicios energéticos podrían ser necesarias y atractivas. Sin embargo, si los costos reales están escondidos, esto crea el riesgo de que los gobiernos puedan distorsionar elecciones de tecnología o fijación de precios de modos que socaven los objetivos claves de la reforma del mercado energético. La competencia es buena para el medio ambiente porque ayuda a acelerar la eficiencia y la introducción de tecnologías limpias, pero solo si los costos totales y reales de la producción, transmisión, distribución y utilización de la energía son conocidos y pagados por los clientes.

PARTE IV: FIJACIÓN DE TARIFAS Y POBREZA ENERGÉTICA

El tema principal de este informe es que las reformas del mercado energético son para el beneficio de los consumidores, en particular para los sectores residencial y comercial que enfrentan mayores precios para la electricidad y el gas natural debido al costo adicional de la distribución. En el sector residencial, los pobres merecen especial atención.

La pobreza energética se presenta de varias formas. Mientras en los países desarrollados de vez en cuando hay apagones y bajas de voltaje causando grandes costos a sus economías, estos países tienen opciones, y sus economías tienen la fuerza como para adaptarse. Estos países representan el 20% de la población mundial pero consumen alrededor del 80% de la oferta total de energía. Cuando se trata de la pobreza real, los verdaderos pobres energéticos son los dos mil millones de personas en el mundo que carecen de acceso a la energía comercial de cualquier tipo; residen mayormente en áreas rurales en los países en desarrollo, sin conexión a la red, arreglándose con formas de biomasa tradicionales altamente contaminantes a menudo recogidas por mujeres y niños en caminatas diarias de varios kilómetros durante largas horas. Otros dos mil millones de personas en países en desarrollo cuentan con suministros de electricidad esporádicos y poco fiables. Este 80% de la población mundial consume solamente 20% del total de la oferta energética.

La fijación de tarifas preocupa a todos los hogares del mundo, pero preocupa más a los más pobres del mundo que no pueden esperar salir jamás de su pobreza sin servicios energéticos comerciales económicamente accesibles.⁵² En el 18° Congreso Mundial de la Energía celebrado en Buenos Aires en octubre del 2001, el CME llegó a la conclusión de que el acceso a la energía se dirige al corazón de la seguridad del suministro de energía, no solo en los países productores sino también en la totalidad de la cadena de transmisión y distribución.⁵³

Es necesario abordar cuatro asuntos relacionados con la fijación de tarifas y la pobreza energética:

- Los intereses del acceso a la energía en cuanto al desarrollo económico;
- La estructura tarifaria, cómo rastrear la carga y a su impacto sobre la demanda;
- Las políticas de subsidios y subsidios cruzados al consumo en nombre del interés nacional;
- Los modos factibles de asegurar acceso a la energía para los pobres de modo sustentable y económicamente posible.

1. Acceso a la energía y desarrollo económico

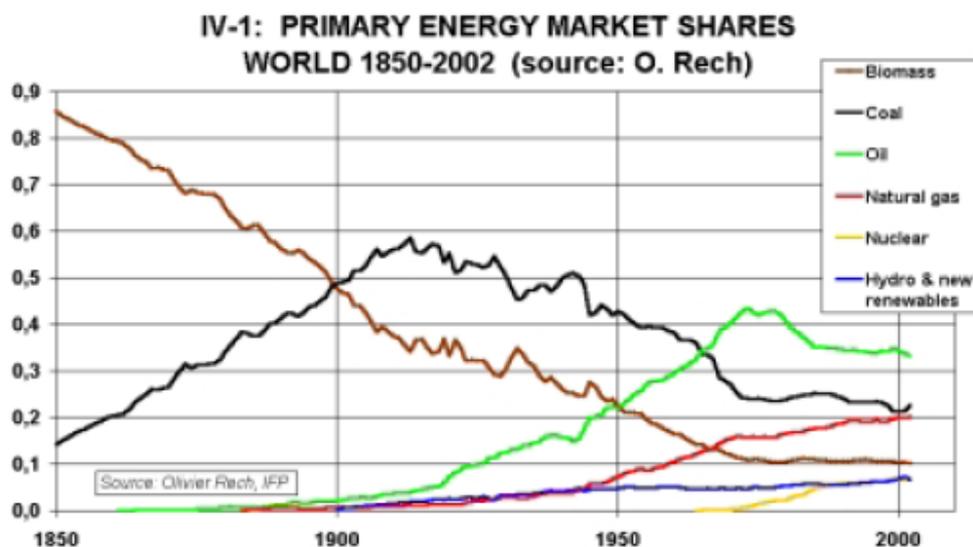
La preocupación por los pobres podría parecer únicamente un imperativo moral sin importancia específica para el sector, pero la realidad es que un mínimo de equidad social dentro de un país y entre los países también es un imperativo económico para asegurar un crecimiento sostenible, pacífico y estable. En el sector energético, la equidad significa proveer acceso a aquellos que no lo tienen y mantener o mejorar el acceso para aquellos

⁵² El CME participó con UNDP y UNDESA en la *Evaluación Mundial de la Energía* publicada en el año 2000 que abarca el asunto de la pobreza energética y fue utilizada como la base de las discusiones sobre energía en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo de Energía Sustentable en Johannesburgo en el año 2002.

⁵³ Ver las Conclusiones y Recomendaciones de este Congreso en www.worldenergy.org "Energía para la gente, energía para la paz".

que enfrentan un servicio poco confiable o costos energéticos que representan una porción demasiado grande de sus ingresos.

IV-1 PARTICIPACIONES EN EL MERCADO DE LA ENERGÍA PRIMARIA MUNDIAL 1850-2002 (fuente: O. Rech)



El Gráfico IV-1 muestra que el acceso a la energía sigue siendo un problema y no ha mejorado en los últimos 30 años. La participación de la biomasa (principalmente “energías tradicionales”, es decir renovables y residuos combustibles utilizados por los consumidores más pobres en los países en desarrollo) había descendido continuamente desde el comienzo de la revolución industrial pero ha permanecido estable desde la primera crisis del petróleo en 1973; mundialmente hablando, el acceso a la energía ya no está mejorando. Mientras esta tendencia coincide con la rápida urbanización de los países en desarrollo, el acceso a la energía está cambiando progresivamente de un problema rural (analizado en anteriores estudios del CME) a un problema urbano relacionado con el uso y la extensión de las redes energéticas. Por esta razón las reformas del mercado energético son un asunto esencial al abordar la pobreza energética en la actualidad.

El desequilibrio entre los que tienen y los que no tienen fue mencionado en la declaración del milenio del CME, *Energía para el mundo del mañana, ¡actuemos ahora!* (ETWAN). Los dos mil millones de personas más pobres tienen un ingreso anual de menos de \$1000 (dólares PPC actuales) consumen sólo 0,2 tpe/año per capita, mayormente como biomasa, lo cual es 25 veces menos que las 5 tpe per capita en los países industrializados, mayormente como energía moderna. Además, la dispersión del consumo energético individual dentro de los países se está ampliando.

El uso de la de electricidad no es el único criterio para evaluar el acceso, pero las cifras son aterradoras. En el año 2000, la producción mundial de electricidad era de alrededor de 15.000 TWh dividida en:

- 9.000 TWh para las economías de mercado desarrolladas (800 millones de personas),
- 1.700 TWh para CEI-CEE (400 millones de personas),
- 1.300 TWh para China (1.300 millones de personas),

- 3.000 TWh para los otros países en desarrollo (3.500 millones de personas)

Entonces, los 1.200 millones de personas de los países industrializados utilizan 10.700 TWh (9.000 kWh/año/capita) mientras que los 4.800 millones de personas en los países en desarrollo utilizan solo 4.300 TWh (900 kWh/año/capita, 10 veces menos) donde una de cada tres personas (1.600 millones de personas) no tiene ningún tipo de acceso.

¿Cuál sería el costo de proveer servicios energéticos modernos a los 1.600 millones de personas sin acceso actualmente, al igual que a los 400 millones que se sumarán entre el presente y el año 2020, mayormente en los países en desarrollo? Proveer un mínimo de 1.000 kWh per capita en el año 2020 (el objetivo indicativo de 500 kWh por persona sugerido por ETWAN para la actualidad ajustado de aquí a veinte años) para los dos mil millones de personas se traduce en una demanda anual de electricidad adicional de 2.000 TWh, lo cual requiere 400 GW de nueva capacidad instalada a un costo total posible de inversión (para generación, transmisión y distribución) de alrededor de US\$2 billones en veinte años. Es decir, US\$100 mil millones por año.

Esta cifra podría parecer enorme pero es menos que los US\$ 9,3 billones de capital en los países en desarrollo actualmente “neutralizados” por la falta de derechos de propiedad. El dinero está potencialmente allí sin siquiera depender del capital extranjero, pero tal como se ha señalado repetidamente en este informe, el problema de conseguir este dinero se reduce a la necesidad de mayores reformas institucionales que van de la mano de la reforma del mercado energético. En el recuadro de la página 127 se establecen algunos de los asuntos macroeconómicos del Banco Mundial relacionados con el acceso a la energía comercial.

2. Estructura tarifaria, cómo rastrean la carga e impacto de la demanda

Un argumento común en la discusión de las reformas del mercado energético es el beneficio de la competencia gracias a la igualdad de condiciones garantizadas por la regulación. También es necesario agregar las externalidades ignoradas por el mercado, tales como la seguridad de suministro o los objetivos ambientales. Se podrían resumir estos dos conceptos de la siguiente manera:

- La competencia es tan buena para los pobres como para todos los otros consumidores porque revela costos y, a la larga, los reduce gracias a una mayor eficiencia y nuevas tecnologías. Las tarifas deberían reflejar los costos para asignar mejor los recursos y señalar la necesidad de inversión;
- Las externalidades tales como el imperativo de cohesión social – tarifas energéticas “equitativas” para los pobres – para mejorar las perspectivas de crecimiento del país pueden requerir la intervención política para corregir, no distorsionar, el mercado si este no las maneja correctamente.

Contrariamente a lo que se cree comúnmente, las tarifas no deberían establecerse para cubrir los costos *pasados* porque dichos costos son irre recuperables y por lo tanto puede hacerse caso omiso de ellos sin causar un daño económico, sino que deberían cubrir los costos *presentes y futuros* para el funcionamiento y desarrollo de un sistema. De ahí que sea necesario observar estos tres costos energéticos diferentes sobre los cuales se fijan las tarifas:

- Los pagos fijos que cubren los costos que las tarifas no pagan, a menudo llamados “costos hundidos”, incluso si este término generalmente tiene un significado más restrictivo que el propuesto aquí. Los costos iniciales de conectar nuevos clientes o instalar medidores son de la misma naturaleza;

- Los costos de combustible y otros costos variables necesarios para hacer funcionar un sistema. El último costo variable de la central (es decir, el de proveer el último kWh o último Btu) es el costo marginal a corto plazo del sistema y evidentemente depende de este último contribuyente, y,
- Los costos de capacidad que cubren la expansión del sistema para satisfacer nueva demanda (es decir, el costo del siguiente conjunto de centrales energéticas para cubrir la demanda y su curva de carga o de producción o importaciones adicionales de gas, y el costo de aumentar la capacidad de transmisión y distribución para proveer servicios energéticos).

No existe una razón de peso para cobrar el primer componente en la tarifa. Se lo tiene que identificar en forma separada o pagar mediante una factura separada o por el presupuesto del estado porque, dado que es un costo irrecuperable, no tiene un impacto sobre la viabilidad energética a largo plazo. Lo que es importante para la sustentabilidad de una red energética – electricidad o gas natural – es que los otros dos componentes del costo energético respectivamente relacionados con la cantidad y la capacidad deben ser determinados exactamente e incluidos en la tarifa cobrada y pagada por el servicio energético.

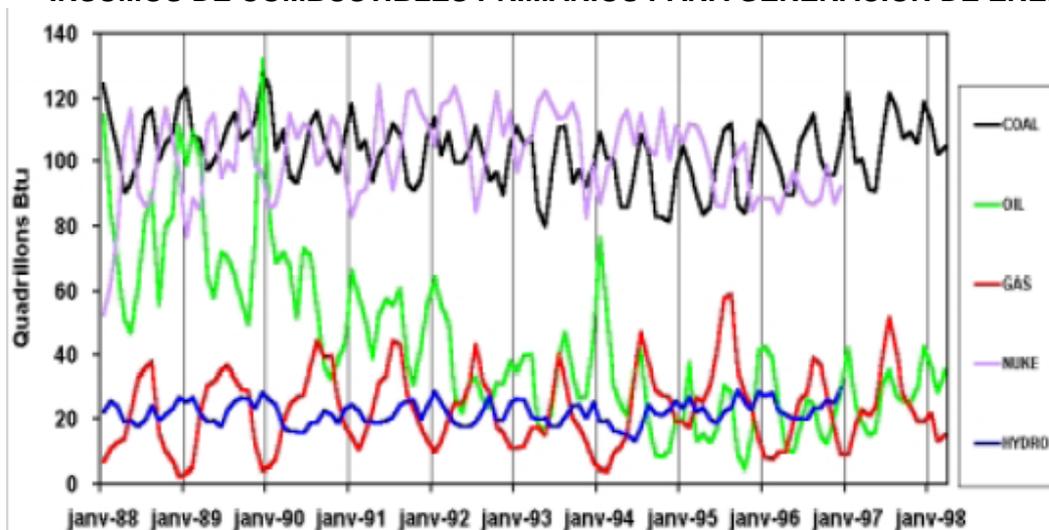
Para reflejar aún más el costo, los dos últimos componentes pueden incluir una diferenciación espacial (por zona, nodo o distancia) y una diferenciación temporal (por estación, semana o día):

- La fijación espacial de precios es importante para el gas natural dadas las grandes distancias involucradas para su entrega (un orden de magnitud de la extensión geográfica es de US\$1/MBtu tanto para América del Norte como para Europa) pero relativamente poco frecuente para la electricidad, dado que las tarifas a menudo son igualadas en todo el territorio nacional en nombre de la cohesión social y el desarrollo económico;
- La fijación temporal de precios es importante porque el consumo tanto de gas natural como de electricidad tiene fuertes modelos estacionales. Raramente se utiliza para los clientes residenciales/comerciales de gas que tienen perfiles de carga similares; más bien, se utiliza para los grandes consumidores de gas, en particular, las centrales energéticas. Para la electricidad, existen muchas fórmulas diferentes que reflejan una solución transaccional entre el costo adicional de medición inteligente y los beneficios que podría esperar el consumidor que está de acuerdo en nivelar su propio perfil de carga.

Debido a sus características específicas, es necesario examinar en forma separada las tarifas de la electricidad y gas natural. En particular, la electricidad merece una revisión más detallada debido a las más volátiles fluctuaciones de la demanda. En cambio, el gas natural tiene un almacenamiento de reserva en el sistema de alta presión (empacado de línea), permitiendo así que el mercado elimine la mayor parte de las fluctuaciones intradiarias.

Electricidad: El Gráfico IV-2 muestra las variaciones estacionales de los combustibles utilizados para generación de energía en el noreste de los EE.UU. Dado que la demanda de electricidad presenta dos picos, uno en invierno debido al mayor uso de iluminación y calefacción, y otro en verano por la demanda de aire acondicionado, varían los SRMC. Se los establece por el carbón (en general los costos a corto plazo de la energía nuclear son más bajos) durante el período entre estaciones (primavera y otoño), por el gas natural en el verano y por los productos del petróleo en el invierno:

IV-2 ATLÁNTICO MEDIO Y NUEVA INGLATERRA INSUMOS DE COMBUSTIBLES PRIMARIOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA



Source: US-DOE-EIA

La realidad es en cierto modo más compleja. Los modelos semanales (menor demanda durante los fines de semana y los feriados) y diarios (fuerte demanda en las primeras horas de la noche y demanda deprimida entre las 23.00 y las 07.00) se suman a las variaciones estacionales. La oferta también varía debido al mantenimiento (generalmente durante los períodos entre estaciones tal como lo demuestran los perfiles del carbón y de la energía nuclear) y debido a colapsos, energía hidroeléctrica irregular, etc. En algunos casos, como en Japón, la diferencia entre los SRMC del día y la noche es tan grande (un factor mayor a 4) que justifica el costo de acumulación de agua por bombeo (el exceso de electricidad producida en la noche se utiliza para bombear agua hasta los depósitos que se vacían durante el día para generar energía). Dichas diferencias crean fuertes incentivos para desarrollar sistemas de energía distribuida para grandes edificios comerciales y residenciales, pero esto sucederá solo si las tarifas reflejan los costos y dichos desarrollos son permitidos por la ley gracias a las reformas del mercado energético.⁵⁴

Energía y Pobreza *

⁵⁴ Dado que el gas natural es el combustible preferido para la mayoría de los sistemas de energía distribuida (en dichos sistemas, la producción se adapta a la electricidad que se vuelve a vender a la red durante el día, y durante la noche ya sea hacia agua caliente utilizada para calefacción en invierno o agua fría para aire acondicionado en verano), es importante reformar al mismo ritmo tanto la electricidad como el gas natural. Si ese no fuera el caso, el gas natural sería demasiado costoso o la electricidad no podría ser vendida a la red.

La energía moderna sigue estando más allá del alcance de muchos de los países en desarrollo. Al menos 1.600 millones de personas no consumen electricidad. En África Subsahariana, menos del 10% de la población tiene acceso a la electricidad. ¿Quiénes son los pobres, hablando de energía? Aunque el mapa del mundo por la noche [ver página 128] ahora es una imagen familiar, sigue siendo dramática. Estas imágenes satelitales de islas de luz y oscuridad totalmente contrastantes son un convincente recordatorio de las disparidades alrededor del mundo entre aquellos que tienen acceso a la electricidad y aquellos que no lo tienen, incluso para sus necesidades mínimas. Estas disparidades no suceden solo entre países sino también dentro de los mismos. Entre el quinto de hogares más ricos de Vietnam, 76% tienen acceso a la electricidad; entre el quinto más pobre, solo lo tienen el 27%. También hay grandes disparidades entre las áreas urbanas y rurales. En Ghana, 62% de la población urbana tiene acceso a la electricidad; pero solo el 4 % de la población rural.

¿Qué significa la falta de servicios energéticos modernos para los pobres en sus vidas diarias? Hace que su pobreza sea peor. Y hace más difícil escapar de la pobreza. Se puede resaltar la cantidad de enlaces y de sinergias.

La energía tiene lazos directos con la productividad. Sin servicios energéticos adecuados, los pobres deben caminar o utilizar tracción animal en lugar de viajar mediante transportes motorizados. Deben trabajar duro sin el beneficio de máquinas mecánicas. Y deben renunciar a actividades más productivas mientras recogen los combustibles tradicionales de los que están obligados a depender para cocinar y para calefacción.

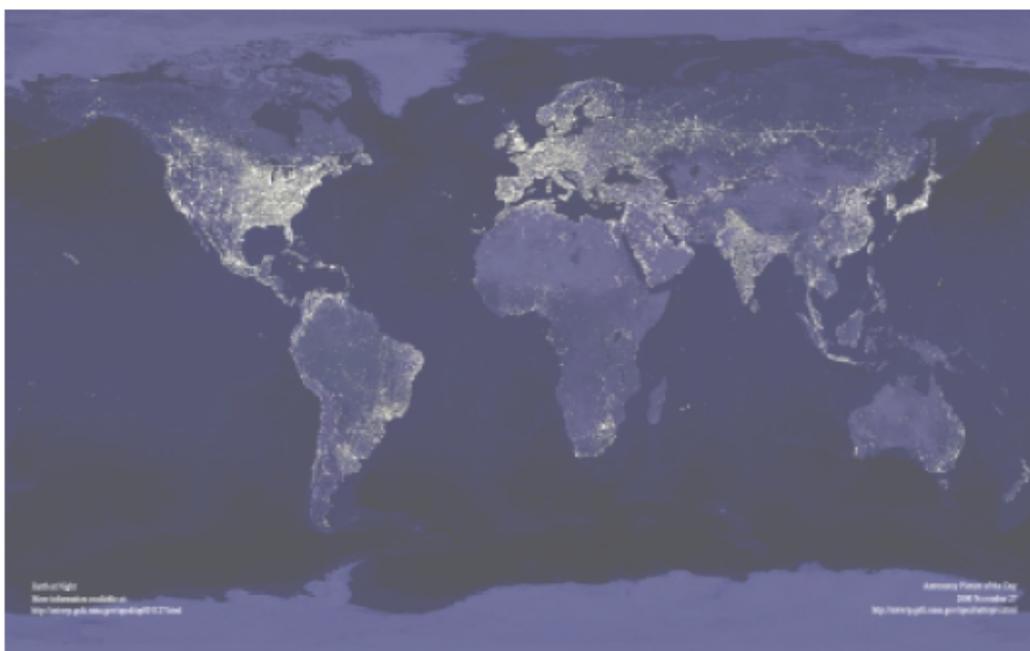
La energía tienen lazos estrechos con el ingreso nacional. No es sorprendente que sin energía la mayor parte de la actividad económica sería imposible. Las grandes empresas necesitan una fuerte de energía confiable, y lo mismo necesitan las pequeñas y medianas empresas que proveen la mayor parte de los nuevos empleos a los pobres. El tipo de crecimiento económico que crea trabajos y aumenta los ingresos depende del uso de más energía y de un uso más eficiente. De modo que expandir el acceso a servicios energéticos modernos puede mejorar directamente la productividad y el bienestar de millones de personas en los países en desarrollo, proveyendo iluminación que extiende su jornada laboral, impulsando máquinas que aumentan su producción, y liberándolos de la carga de recoger combustible.

La energía tiene lazos igualmente fuertes con la salud. Alrededor de la mitad de la población mundial sigue dependiendo de los combustibles de biomasa tradicional para cocinar y para calefacción. Y porque pocos tienen los medios para utilizar estos combustibles en forma segura y eficiente, la contaminación del aire en los interiores se encuentra entre las principales causas de enfermedad y muerte en los países en desarrollo. La contaminación del aire en los interiores lleva a dos millones de muertes prematuras por año, más que la tuberculosis, el SIDA o la malaria. En 85% de las grandes ciudades de los países en desarrollo, donde la población crece más rápido, la calidad del aire es una amenaza a la salud pública. La contaminación del aire proveniente de los combustibles fósiles conduce a enfermedad respiratoria crónica, mortalidad prematura, cociente intelectual más bajo en los niños como resultado de la ingestión de plomo, todo con enormes costos para las familias y la economía. Un estudio en Bangladesh halló que las enfermedades relacionadas con la contaminación obligaron a los taxistas de triciclos a perder hasta un tercio de su tiempo de trabajo cada mes, esto para gente que ya estaba viviendo con un ingreso marginal. En las clínicas de salud, la electricidad posibilita refrigerar las vacunas y hacer funcionar equipo médico. Y en las comunidades, la energía hace posible proveer agua pura, accionando bombas y sistemas de tratamiento de aguas.

La energía también tiene claros lazos con la educación. La falta de electricidad en las escuelas impide el acceso a materiales educativos adicionales. De modo que expandir el acceso a los servicios energéticos modernos puede mejorar directamente la provisión de servicios sociales. En los hogares, la electricidad ayuda a elevar los logros educativos de los niños, incluso cuando provee energía a una única bombilla de luz. Todos estos lazos se reflejan en una fuerte correlación entre el consumo de energía y un índice compuesto de desarrollo humano. En países que consumen más energía, la gente tiene mayores ingresos, mayor esperanza de vida y mayores logros educativos.

*Extractos de una conferencia presentada por Jamal Saghir, Banco Mundial, Director de Agua y Energía, en CERA Week (Houston, 14 febrero 2002)

IV-3 EL MUNDO VISTO A LA NOCHE



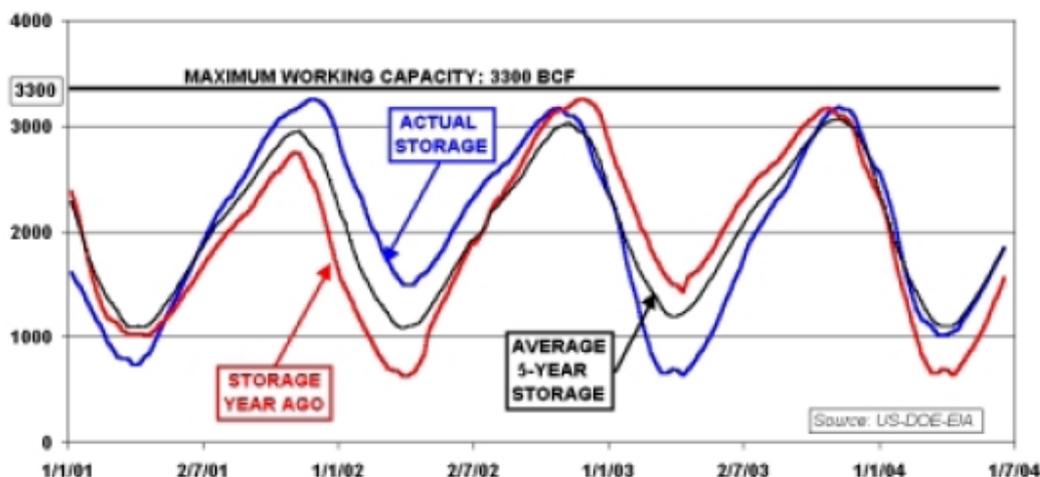
Se puede utilizar otra perspectiva para comprender la importancia de los costos de capacidad. El Gráfico IV-2 (en la página 126) también muestra la importancia de la generación de carga base, con la energía nuclear, hidroeléctrica y el carbón dominando las capacidades, mientras que las instalaciones de carga pico o media alimentadas por hidrocarburos son mucho más pequeñas. Las unidades de carga base tienen elevados costos de capacidad contra costos de energía bajos. Las centrales alimentadas a hidrocarburos de carga media o pico también tienen grandes costos de capacidad, en particular porque representan la mayor parte del margen de capacidad ocioso contra costos energéticos elevados cuando están en funcionamiento. De ahí que los costos de generación estén relacionados con la capacidad en un 66% o más. Con los costos de transmisión y distribución de capacidad pura, las tarifas eléctricas están dominadas por los costos de capacidad.

Al tratarse de las tarifas eléctricas, las tarifas de tiempo de uso deberían reflejar el elemento de alta capacidad, mucho más para los sectores residencial y comercial, porque los costos adicionales de distribución son costos de "capacidad" casi puros (el elemento "energía" son los pocos puntos de porcentaje para pérdidas técnicas). Por lo tanto, las

tarifas deberían reflejar esencialmente el uso de capacidades, especialmente para usuarios pico como lo son generalmente los hogares. Sobre la base de un enfoque SRMC, los consumidores deberían mayormente pagar el componente “energía” durante los períodos de baja demanda y pagar altas tarifas para cubrir el elemento “capacidad” además del componente “energía” en períodos de alta demanda. Además, para los costos de capacidad dados, cuanto más corto sea su tiempo de uso, más elevada será la tarifa para recuperarlos. Es una regla empírica aproximada que 1.500 horas de demanda pico harán que el elemento de capacidad del costo sea seis veces más alto que para un perfil de carga base.

Gas natural: Tal como se señalara en la introducción de este informe, el gas natural también muestra fuertes variaciones estacionales de la demanda que es necesario adaptar de un modo u otro (almacenamiento estacionario, modulación de la producción nacional, intercambios de GNL). Siendo todo igual, el costo de esta flexibilidad debería reflejarse en la variación del componente “energía” en la tarifa entre las estaciones de demanda alta y baja. Para el elemento “capacidad”, la regla debería ser la misma que para la electricidad, es decir, que todos los costos de capacidad deberían ser pagados durante la estación de alta demanda.

IV-4 ALMACENAMIENTO DE LOS EE.UU. EN BCF



El costo de la flexibilidad varía en las diferentes regiones del mundo dependiendo de cómo se realiza el arbitraje estacional:

- Mediante almacenamiento estacional en los EE.UU., donde el costo de almacenar el gas del verano al invierno, incluyendo los intereses financieros en el valor del gas durante el tiempo en que se lo mantiene en almacenamiento, es de alrededor de US\$0,5/Mbtu;
- Mediante una combinación en Europa, con modulación de almacenamiento y producción más cara, que cuesta alrededor de US\$1/MBtu actualmente y potencialmente pronto se duplicaría;⁵⁵

⁵⁵ Tal como se muestra en la introducción, la modulación de la producción en los yacimientos maduros es muy costosa- ya no se utiliza en Italia y Alemania, y pronto va a suceder lo mismo en el Reino Unido y los Países Bajos. El valor del gas en verano es el del cierre de la producción, aproximadamente la mitad del valor del invierno, o alrededor de US\$2/MBtu en el entorno de precios predominante. Por lo tanto se prefieren los arbitrajes de GNL a través del Océano Atlántico.

- Cada vez más mediante intercambios de GNL porque Europa, para evitar el creciente costo de modular la producción, preferirá soportar costos adicionales de terminal/transporte en el orden de magnitud de US\$1/MBtu.

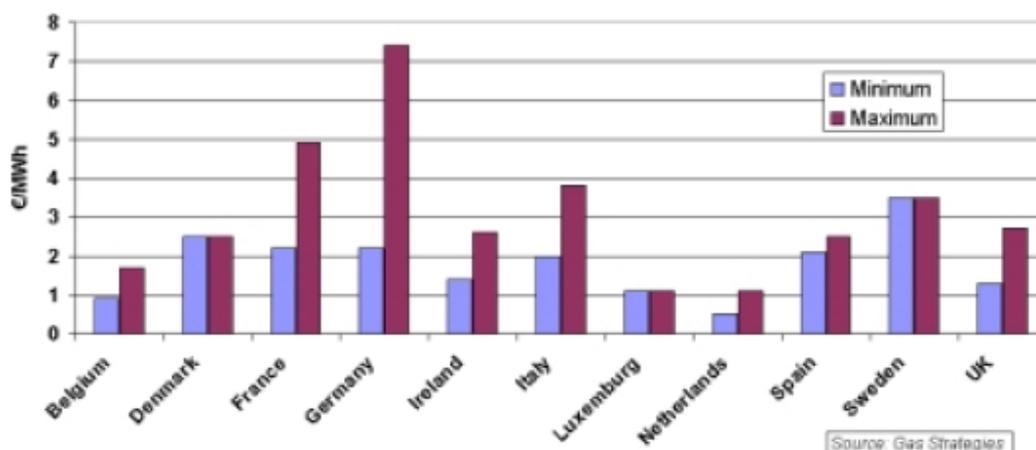
Se debería suponer, a fin de simplificar que los consumidores residenciales/comerciales utilizan gas en grandes cantidades durante los seis meses de período pico y la mitad durante los otros seis meses. Si el costo promedio es de US\$8/MBtu (US\$1 para la red de alta presión, US\$3 para energía y US\$4 para distribución), las tarifas “teóricas óptimas” serían respectivamente ~US\$10,5 y ~\$2,5/MBtu durante los períodos de demanda pico y baja. De hecho, la diferencia será mucho menor porque dichas diferencias llevan a la flexibilidad para todas las estrategias anteriormente mencionadas.

El uso sistemático de una combinación de LRMC (es decir, incluyendo los costos de capital asociados con el elemento de “capacidad”) y SRMC (para la asignación óptima de tiempo de uso de los costos) lleva a tarifas de tiempo de uso que muestran una diferenciación estacional mucho más fuerte que la existente actualmente, con valores de período pico posiblemente cuatro veces más elevados que aquellos en el período de baja demanda.

Hay dos condiciones para una tarifa para el gas natural según tiempo de uso que refleje los costos:

- Una verdadera competencia spot que requiere acceso a la red sobre una base interrumpible. Este es el caso en América del Norte o en Argentina pero todavía no es así en Europa, Japón y los pocos países en desarrollo que utilizan gas natural;
- Un fuerte marco regulatorio para evitar que los preexistentes capturen la renta de la escasez en capacidad o almacenamiento. Esto existe parcialmente en los EE.UU en la actualidad, gracias a la competencia gasoducto-gasoducto y almacenamiento-almacenamiento, pero no existe para nada en Europa o Japón.

IV-5 CARGOS TOTALES ESTIMADOS DE ACCESO A LA RED EN EUROPA PARA UN GRAN CLIENTE DE GAS NATURAL



Otras regiones siguen estando muy lejos de los SRMC para las tarifas de gas natural. Por ejemplo, tal como se muestra en el Gráfico IV-5, los cargos de acceso nacional en Europa son mucho más elevados, digamos €/MWh o US\$0,6/MBtu para distancias que van de 100 a 1000 kilómetros. En comparación, el costo promedio para llevar el gas del sur al noreste de los EE.UU. a lo largo de distancias de varios miles de kilómetros es de menos de \$0,4/MBtu.

a. ¿Cómo llevan las tarifas LRMC/SRMC a estrategias de inversión adecuadas?

Para el LRMC, no se debería llegar a la conclusión errónea de que los costos de capacidad reflejan solamente los costos de nuevas capacidades en generación, transmisión y distribución, cualquiera sea la tasa de crecimiento del mercado. En realidad, el LRMC refleja tanto los costos unitarios de las nuevas capacidades como la cantidad de agregados de capacidad anuales necesarios para adaptarse al crecimiento esperado de la demanda cualquiera sea la estructura de mercado:

- En un mercado competitivo spot puro, los episodios de insuficiente capacidad serán más frecuentes e intensos si el crecimiento de la demanda es rápido. El proceso de decisión es descentralizado y reactivo;
- Si las LDC siguen estando integradas y deben garantizar la seguridad de suministro a largo plazo a sus clientes cautivos, compararán precios en busca de los contratos más baratos coherentes con sus compromisos con la seguridad. A su vez, los proveedores ofrecerán contratos que pagan tanto la energía como el crecimiento de capacidad esperado. Sin embargo, gracias a la competencia, las expectativas de crecimiento demasiado elevadas serán más costosas y sancionadas por el mercado, evitando así la tendencia al exceso de inversión de las antiguas empresas de servicios públicos monopólicas. El proceso de decisión sigue siendo descentralizado pero se ha tornado proactivo;
- Si se elige un sistema de “comprador único”, es más simple de desarrollar pero depende de un proceso de toma de decisiones *centralizado* para las nuevas capacidades. El beneficio es mantener la función de una planificación central, pero la desventaja simétrica es un riesgo de exceso de inversión, como sucedía en los antiguos monopolios (situación no deseable pero menos preocupante que demasiada poca inversión que lleva a situaciones de insuficiente capacidad).

3. Subsidios o subsidios cruzados⁵⁶ en el interés nacional

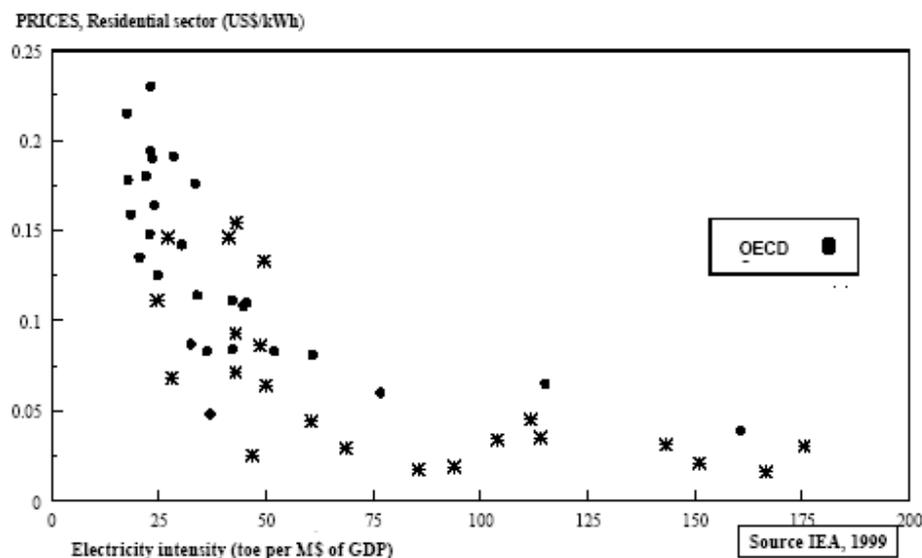
Actualmente, el manejo de la demanda en tiempo real lo utilizan los grandes usuarios industriales y comerciales, pero dados los recientes avances en el control, las comunicaciones, la informática y las tecnologías de manejo de datos, se podría esperar una participación del lado de la demanda de usuarios cada vez menores. La competencia tanto en el lado del mercado de la oferta como en el de la demanda luego conducirá a condiciones equitativas genuinas, que permitirán mayores ganancias de eficiencia en los mercados eléctricos. El punto hasta el cual puede acelerarse y extenderse la utilización de estas tecnologías a los pequeños consumidores depende del equilibrio entre el costo de nuevo equipo y los beneficios de nivelar la carga y evitar pérdidas no técnicas.

Las reglas del mercado deberían facilitar la introducción del manejo del lado de la demanda, y la mejor manera de realzar el bienestar de los consumidores es proveerles las herramientas para manejar la carga y recibir las recompensas correspondientes. El CME señaló esto en ETWAN: “En un mercado energético bien desarrollado, impulsado por los clientes, los precios a los usuarios finales son el determinante más importante del nivel de suministro energético y calidad del servicio. A menos que dichos precios reflejen el LRMC, incluyendo, en algunos casos, el costo de externalidades bien identificadas relacionadas con la seguridad energética o la protección ambiental, distorsionarán el comportamiento individual”.

Tal como se señala en el Gráfico IV-6, los precios de la electricidad para los hogares generalmente son más bajos en los países en desarrollo que en los países industrializados porque la industria a menudo ofrece subsidios cruzados a los hogares. Esto se hace en nombre de las políticas sociales tendientes a mejorar el acceso de los pobres a la energía. Si bien el objetivo es legítimo, las políticas elegidas a menudo distorsionan los precios, conducen a un mayor consumo que el que se daría con precios normales, no llega a los pobres que deberían ser alcanzados porque los beneficios son captados por otros grupos sociales, y se hacen insostenibles en el largo plazo (debido al aumento progresivo de los costos para el presupuesto del Estado en mercados con altas tasas de fertilidad).

IV-6 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN 1996 (27 PAÍSES DE LA OCDE Y 22 FUERA DE LA OCDE)

⁵⁶ Los subsidios cruzados significan que algunas categorías de consumidores tienen tarifas más baratas que las que reflejan los precios gracias a otras categorías que tienen tarifas más caras que las que reflejan los costos. Muchos países desarrollados tienen subsidios cruzados en favor de la industria porque la industria puede “trasladarse a otro sitio” mientras que los pequeños consumidores son “cautivos”. A menudo pasa lo contrario en los países en desarrollo para facilitar el acceso para los pobres. En la competencia minorista, los clientes con posibilidades de cambiarse a menudo recibirán subsidios cruzados de aquellos que posiblemente permanezcan cautivos.



De hecho, todos los países del mundo consideran la energía confiable como un servicio esencial, particularmente la electricidad y, en menor grado, el gas natural. Esto explica por qué los gobiernos también tienden a intervenir en nombre de la seguridad de suministro (confiabilidad a corto plazo y suficiencia a largo plazo) aún cuando han reemplazado sus antiguas empresas de servicios públicos verticalmente integradas propiedad del estado o controladas por el estado por mercados competitivos manejados por manos privadas. Para los hogares, las políticas sociales a menudo se abordan de una de estas tres maneras:

- El reconocimiento de que el costo de la factura de electricidad, expresado como una parte de los ingresos disponibles de una persona, es mucho mayor para los pobres, creando así la necesidad de políticas adecuadas para brindarles oportunidades;
- La igualdad territorial de los costos, en particular, para los servicios esenciales básicos tales como la electricidad. Este es, por ejemplo, el caso de Francia, con idénticas tarifas en Francia metropolitana y las remotas islas bajo su jurisdicción;
- La nivelación de los cargos de acceso cualquiera sea la distancia desde la red principal, especialmente para la electricidad. Existen formas más leves de dichas políticas que subsidian solo parte de los costos.

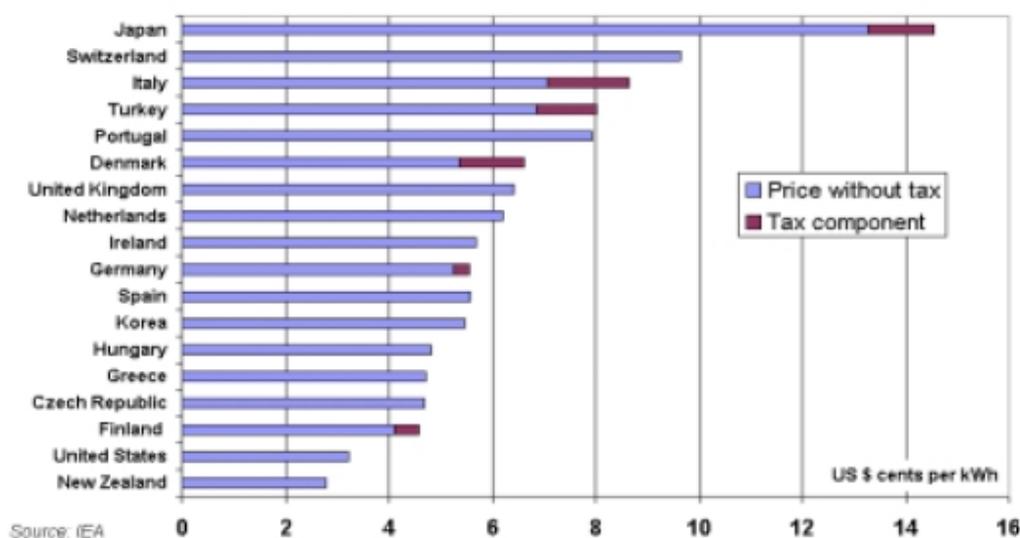
Dichas políticas requieren un buen equilibrio entre los objetivos del gobierno y los medios para lograrlos. Demasiado a menudo los subsidios generosos crean déficits insostenibles que terminan funcionando en contra de aquellos que se suponía debían proteger. Tal como se señala más adelante en este informe, es importante que las políticas en favor de los pobres estén bien dirigidas y sean sostenibles, evitando “captura de subsidio” o distorsiones que se conviertan en una bola de nieve que lleve a la quiebra a las empresas de servicios públicos preexistentes. Se debería optar por los subsidios transparentes directos a los consumidores “correctos” con cláusulas de suspensión o políticas de redistribución mediante impuestos a las ganancias más bajos y posiblemente negativos que brindan soporte a las partes “correctas” de la población.

La energía sostenible de cualquier tipo no es un bien público gratuito. Las reformas del mercado energético son un poderoso impulso para la fijación de precios que reflejen el LRMC que asegure una provisión de energía confiable si el consumo es medido,

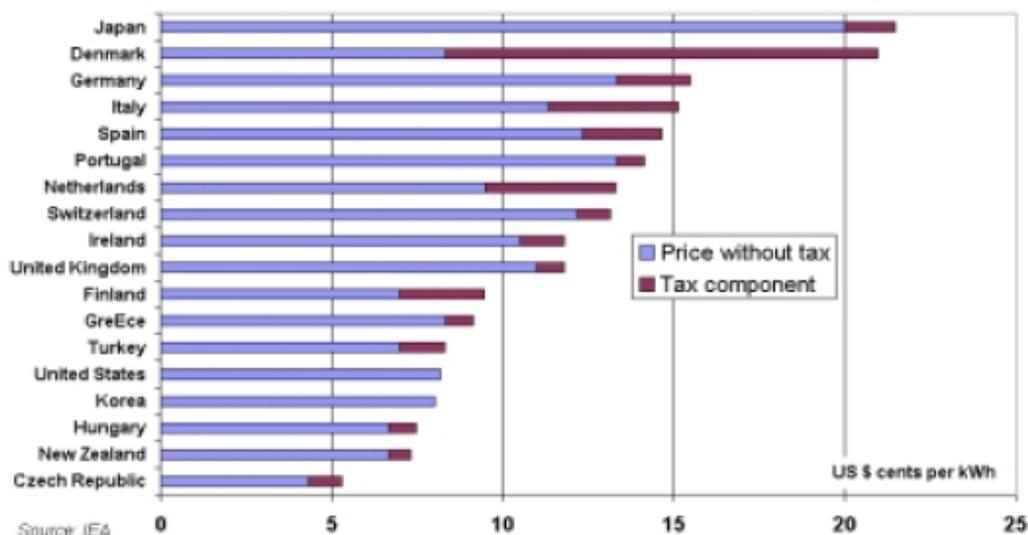
facturado y pagado. Las reformas también crean igualdad de condiciones de competencia y transparencia, generalmente eliminando subsidios y subsidios cruzados, al menos hasta el punto en que dichas reformas abordan como una prioridad la fijación de precios que reflejen los costos.

Muchos países desarrollados hacen lo contrario de los países en desarrollo en cuanto a los subsidios cruzados en el sector eléctrico, aunque hay importantes excepciones. Ellos reducen los precios de la energía industrial a expensas de los usuarios cautivos mediante tarifas más bajas (por ejemplo, fijación del precio del gas como si el consumidor fuese interrumpible) o impuestos para mejorar su competitividad internacional. El Gráfico IV-7 muestra los precios de la electricidad para la industria en una serie de países seleccionados y hay que compararlos con los precios para el sector de los usuarios residenciales en los mismos países, que se muestran en el Gráfico IV-8.

IV-7 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD – SECTOR INDUSTRIAL

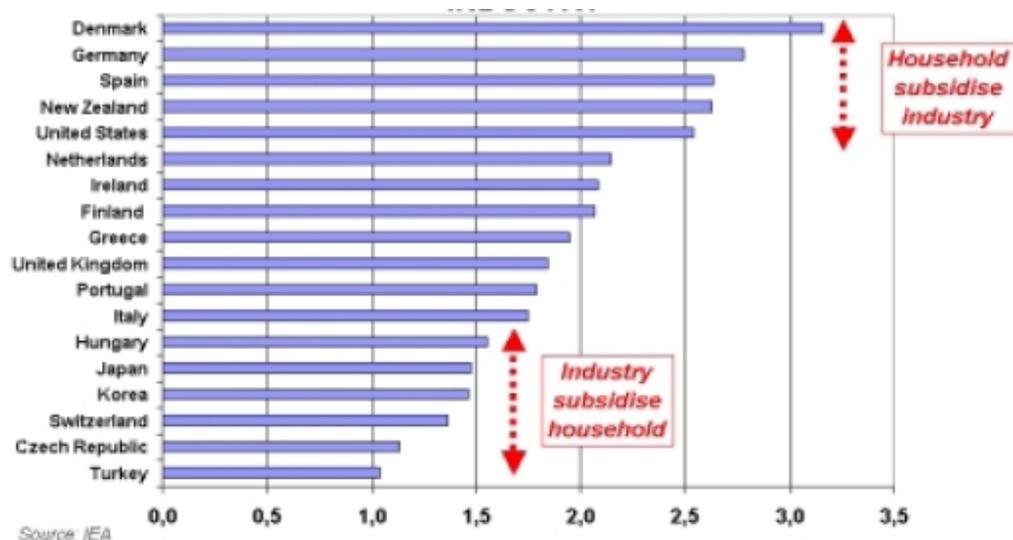


IV-8 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD – SECTOR RESIDENCIAL



El Gráfico IV-9 muestra que en promedio, el precio para los hogares es el doble que para la industria en los países de la OCDE. Dado que los costos de distribución para los hogares explican dos tercios de la diferencia, el último tercio refleja el subsidio cruzado promedio a favor de la industria, la mitad mediante las tarifas mayoristas y la otra mitad mediante los impuestos (20% para el sector residencial y 5% para el sector industrial).

IV-9 ELECTRICIDAD PARA LOS HOGARES EN COMPARACIÓN CON ELECTRICIDAD PARA LA INDUSTRIA



El gas natural muestra el mismo tipo de subsidios cruzados que la electricidad. En la siguiente tabla se presenta un ejemplo específico para España, donde los impuestos (alrededor de US\$1,5/MBtu sobre el fuel oil liviano utilizado en los hogares comparado con US\$0,25/MBtu sobre el fuel oil pesado utilizado por la industria) proveen una renta diferencial al gas natural utilizado por la industria.

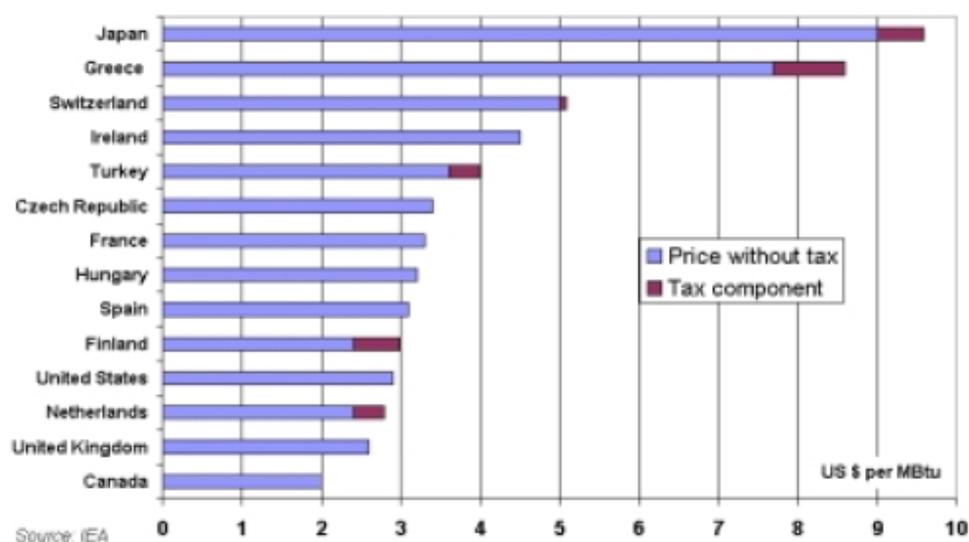
Impuestos a la energía en España en 1999

Sector/combustible	Impuesto sobre consumos específicos (pesetas por unidad)	IVA (%)
Residencial / electricidad	0,94/kWh	16
Residencial / gas natural	0	16
Residencial / fuel oil liviano	13.097/1000 litros	16
Residencial / carbón	No disponible	16
Residencial / gasolina, con plomo	67,35/litro	16
Residencial / gasolina, sin plomo	61,84/litro	16
Residencial / diesel	44,90/litro	16
Gas licuado de petróleo en garrafa de 12,5 kg	1227/kg	7
Industrial/electricidad	0,42/kWh	0
Industrial / gas natural	0	0
Industrial / fuel oil liviano	13.097/1000 litros	0
Industrial / fuel oil pesado (sin importar el contenido de azufre)	2.235/tonelada	0
Industrial / carbón	No disponible	0
Industrial y comercial / diesel	44,9/litro	0

Fuentes: *Precios e Impuestos de la Energía*, AIE/OCDE Paris 2001, y Administración de Energía / Ministerio de Economía.

Nota: Una peseta valía 0,4 centavos de Euro o dólar norteamericano en 1999.

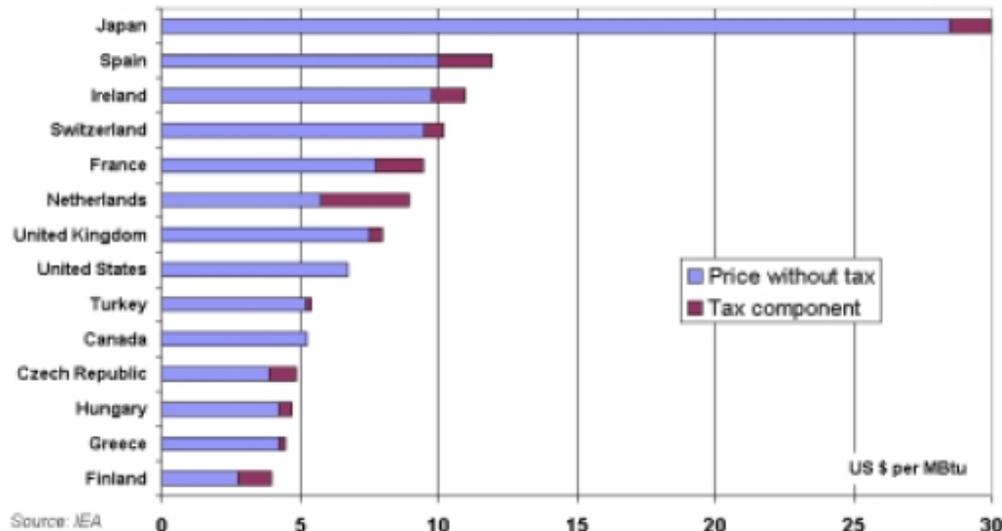
IV-10 PRECIOS DEL GAS NATURAL – SECTOR INDUSTRIAL



Con la excepción de Canadá, los Países Bajos y el Reino Unido, que son exportadores netos de gas natural (aunque el Reino Unido pronto se convertirá en un importador neto), el Gráfico IV-10 muestra que los precios de 2002 en el sector industrial estaban en un nivel similar a US\$3-4/MBtu en la mayoría de los grandes países consumidores. Existen precios más elevados en Turquía y Grecia (que son mercados nacientes), Irlanda (que depende en el margen de las importaciones provenientes del Reino Unido), Suiza (que carece de salida al mar) y Japón (que depende totalmente de las importaciones de GNL

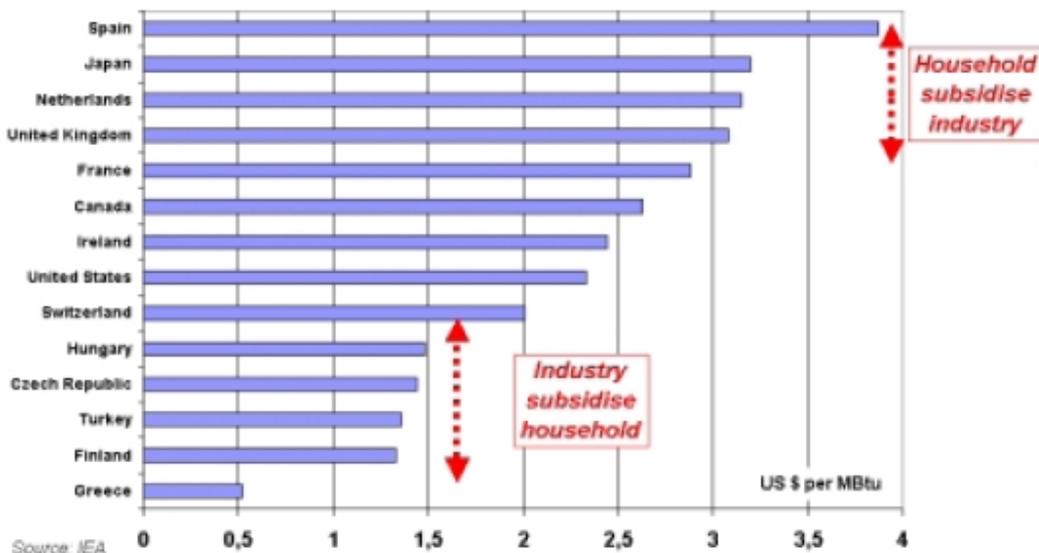
de alto precio, infraestructuras antisísmicas domésticas costosas y falta de competencia). El Gráfico IV-11 muestra los datos para los hogares.

IV-11 PRECIOS DEL GAS NATURAL – SECTOR RESIDENCIAL



El Gráfico IV-12 provee una comparación de los dos conjuntos de precios después de impuestos. En promedio, la relación es 2,3 con costos de distribución – más elevados para el gas natural que para la electricidad – que representan hasta el 77% y el resto es un subsidio cruzado promedio en favor de la industria. Alrededor de la mitad de este subsidio se presenta mediante tarifas mayoristas y la otra mitad mediante impuestos que, en promedio son del 12% para el sector residencial y del 5% para el sector industrial.

IV-12 COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS RESIDENCIALES E INDUSTRIALES



4. Asegurar el acceso de los pobres a la energía en forma económicamente accesible y sostenible

El análisis realizado hasta el momento y, más específicamente, el dedicado a la estructura de tarifas que rastrean la carga, confirma la opinión de ETWAN, publicado en el año 2000:

- La diferencia entre costos irre recuperables (costos hundidos o costos iniciales) y LRMC no afecta la sustentabilidad a largo plazo de la energía y por lo tanto podría estar subsidiada por el estado sin distorsiones indebidas;
- Los costos de rastreo de la carga (similar a SRMC pero con el elemento de capacidad a largo plazo) están formados mayormente por los costos de capacidad y por lo tanto son más pequeños para los usuarios de carga base; y
- La medición debería funcionar de la mano de las tarifas según tiempo de uso para permitir a los usuarios finales, en particular a los pobres, que adapten su consumo de modo económico y eficiente.

a. ¿Cómo tratar los costos irre recuperables?

Dichos costos existen cuando los costos de capital de unidad inicial son mayores que los costos unitarios de expansión. Sucede cada vez que las economías de escala son capturadas a medida que crece el sistema. Esto también sucede para los costos de localización porque la primera unidad de un proyecto de nuevo emplazamiento tendrá que soportar más costos que las siguientes unidades; del mismo modo, para la transmisión, transporte y distribución es menos costoso mejorar o expandir una red existente. En todos estos casos, los costos marginales a largo plazo (LRMC) serán más bajos que los costos históricos. Un último caso de costos irre recuperables es el de la instalación y los plazos del medidor que, una vez colocado, solo necesita mantenimiento.⁵⁷

¿Qué nos dicen la teoría y el sentido común acerca de los costos irre recuperables? En la época de los monopolios, todos los costos, incluyendo los costos ocasionales por adelantado, se recuperaban mediante tarifas “ad hoc”. Las reformas del mercado obligan a los gobiernos y a los reguladores a encontrar nuevas soluciones explícitas, tan simples y tan imparciales como sea posible, para asegurarse de que la competencia y el mercado funcionen correctamente y que los costos sean pagados de una manera u otra. Una solución justificable es cubrir esa proporción de los costos de capital superiores a los LRMC con un subsidio explícito y transparente.

Esta solución tiene sentido no solo para los proyectos de nuevos emplazamientos sino también para los costos irre recuperables⁵⁸ en que incurren las empresas de servicios públicos preexistentes cuando se introducen las reformas de mercado. Deberían ser “subsidiados” en uno de varios modos: mediante un impuesto sobre el precio del consumo de la electricidad (solución clásica); mediante un “regalo” de valor similar, del estado al inversor, por ejemplo, una franquicia por 30 años para un nuevo proyecto de represa

⁵⁷ La experiencia argentina es interesante. Ellos subsidian a los pobres para los costos de instalación (medidor y cableado) porque se notó que este costo es el principal obstáculo para regularizar las conexiones ilegales; no se subsidia la energía consumida.

⁵⁸ En los EE.UU., después del colapso de los precios del gas en 1986, el proceso de librarse de los contratos de gas natural a largo plazo con altos precios firmados a comienzos de la década de 1980 fue largo y doloroso. Para la electricidad, la experiencia de la FERC es que los costos hundidos generalmente son menores que lo que se esperaba que fueran. Más generalmente, los costos hundidos podrían ser bajos cuando las tarifas anteriores a la desregulación reflejaban los costos, y los costos iniciales de localización no eran demasiado elevados, pero altos en el caso opuesto (como en Japón).

hidroeléctrica; o, lo ideal sería, mediante el presupuesto general del estado bajo la forma de un subsidio directo pagado al inversor/propietario con dinero público⁵⁹ (solución que permitiría al mercado depender de los costos marginales a largo plazo para establecer los precios). En los dos últimos casos, sería útil contar con un proceso de licitación para determinar cuán bajo podría ser el regalo o el subsidio directo para apoyar una licitación exitosa.

Por el contrario, sería un error considerar que el suministro de una central completamente amortizada, en particular, una instalación con una vida muy prolongada, tal como una instalación hidroeléctrica (que puede extenderse a lo largo de un siglo) o una central nuclear (que, según la experiencia actual, se extenderá por más de 20 años), deba ser provisto sobre la base de su SRMC porque el costo de capital de la central ha sido "cancelado". La teoría de fijación del precio del costo marginal transmite otro mensaje, a saber, que la renta debería ir al estado, no a los usuarios, con la energía provista por estas centrales pagadas al LRMC actual⁶⁰, precio que posiblemente sería más elevado que al momento de construir la central.

b. Costos para rastrear la carga

Los costos puros de la energía (es decir, los costos de los combustibles fósiles quemados en las centrales energéticas, los costos de las pérdidas en los cables, el auto-consumo en los gasoductos) son variables pero son solo una pequeña parte de los costos totales (ciertamente, son muy pequeños para los países que dependen mayormente de la energía hidroeléctrica y/o nuclear). Todos los otros costos para hacer funcionar el sistema, tales como mantenimiento y mano de obra, son costos fijos, porque es difícil y costoso retrasar el mantenimiento y casi imposible en la práctica despedir al personal. Por lo tanto, los costos variables deberían ser considerados como parte del elemento de capacidad, que es mucho mayor, y que debería ser cobrado a los clientes sobre la base de su perfil de carga. Los usuarios de carga base deberían pagar solo las unidades que funcionan para carga base, y los consumidores con cambios en la carga deberían pagar los costos correspondientes durante su demanda pico. En la práctica, uno puede establecer un perfil de carga estándar para cada categoría residencial o comercial, incluso hasta el punto de distinguir los diferentes tipos de usuarios comerciales/de servicios y, dentro del sector residencial, las diferentes clases de clientes con diferentes demandas pico en comparación con las demandas anuales.

Tal como se señalara anteriormente en este informe, se tiene que distinguir claramente entre las tarifas de suministro y distribución porque las primeras se relacionan con una actividad regulada, mientras que las segundas se relacionan con una actividad competitiva (si se implementa la competencia minorista) o potencialmente competitiva (para las categorías de clientes que siguen teniendo un servicio monopólico). Además, los perfiles de carga de distribución y suministro pueden ser diferentes (cuando el pico de

⁵⁹ Esto es lo que hicieron las autoridades de Singapur para su nuevo tren subterráneo. El costo de inversión inicial fue asumido por el presupuesto general del gobierno y las tarifas se fijaron de modo que reflejaran los costos marginales a largo plazo, lo cual es una combinación de costos variables, costos totales de funcionamiento y costos de expansión del sistema.

⁶⁰ Este tipo de situación crea un renta que no debería ser incorporada al precio de la electricidad sino devuelta, ya sea al estado para la energía hidroeléctrica (la renta del recurso natural puede ser captada volviendo a subastar la represa cada 20-30 años) o al propietario para la energía nuclear.

demanda de un cliente dado no coincide con el pico promedio del sistema) y también requieren dicha distinción.

Combinar los dos servicios en una tarifa única crea el riesgo de subsidios cruzados con otras categorías de clientes. De ahí que una factura en la cual se identifican y se fijan los precios en forma separada para los dos servicios es un requisito mínimo para los clientes que no pueden obtener su suministro en forma competitiva, en particular, los mayores entre ellos (pequeñas industrias y grandes clientes comerciales que generalmente tienen claros patrones de carga, especialmente cuando pueden modular su perfil de demanda como una función de las tarifas).

Para los grandes usuarios comerciales/de servicios, se pueden proponer medidores inteligentes, con características de fijación de precio según el tiempo de uso más o menos sofisticadas, desde el sistema de tarifa dual (día/noche y día de semana/fin de semana y feriados) hasta un sistema con corte de carga remoto automático. Para el sector residencial, en particular, en los países en desarrollo, un simple análisis costo-beneficio ayudará a identificar las clases de hogares para las cuales tiene sentido la medición sofisticada en comparación con aquellos recientemente conectados o a punto de ser conectados que necesitan una cantidad mínima de servicio eléctrico, en particular los pobres, para quienes es clave contar con un sistema simple y sencillo. Lo que es importante en todos los casos es que todos los hogares sean medidos de alguna manera, que se facture en forma correcta el consumo del servicio energético y que los pagos se recauden sistemáticamente.

c. Fijación de tarifas, el caso de los pobres

Para todos los usuarios, incluyendo los hogares pequeños cautivos, es necesario que las tarifas combinen un elemento fijo y un elemento proporcional. Los pagos globales iniciales pueden parecer atractivos cuando los costos fijos son dominantes, pero dado que no están relacionados con el consumo real, finalmente crearían distorsiones al favorecer un consumo más elevado del que existiría de otra manera.

Por lo tanto, es indispensable un elemento proporcional en la tarifa, mucho más si refleja la forma de la carga⁶¹, es decir, el elemento proporcional es más elevado para categorías que tienen las tasas de utilización anuales más bajas.

A esta altura debería recordarse que el análisis desarrollado para el sector cautivo supone que la oferta y la distribución minoristas siguen siendo monopólicas a menos que el usuario esté de acuerdo en pagar un costo de separación. Incluso en el caso de la competencia minorista total, se esperaría que los pobres fueran una categoría especial bajo responsabilidad de un proveedor en último recurso con una cuerda salvavidas para ayudarlos, pero con subsidios temporarios para el elemento fijo en la tarifa. Si este fuera el caso, las reglas básicas de fijación de tarifas que se aplican a todas las situaciones del mercado podrían ser resumidas de la siguiente manera:

- Los usuarios con alta tasa de utilización (el caso de la industria y, tal como se señala a continuación, un modo potencial de abordar a los pobres) debería pagar

⁶¹ Como ya se ha mencionado, el perfil de carga es importante porque los consumidores que contribuyen al pico deberían pagar según las reglas LRM/C/SRMC. Puede suceder que el uso de cables o gasoductos locales sea diferente del correspondiente al mercado mayorista y que se necesite tener en cuenta dos perfiles de carga separados, uno para la oferta y otro para la distribución. Por el contrario, cuando los dos perfiles de carga son similares, puede ser menos costoso tener una tarifa única para la energía y la infraestructura.

bajas tarifas proporcionales que reflejen el costo total del suministro de carga base;

- Los usuarios que requieren energía durante las depresiones de la demanda deberían pagar solamente los costos variables correspondientes (bajos o incluso negativos, como sucede en Noruega durante el verano debido a la necesidad de consumir la energía hidroeléctrica disponible) sin costos de capacidad;
- Los usuarios con baja tasa de utilización (es decir, los clientes de carga media o pico) deberían soportar tarifas que reflejen los costos de capacidad de la totalidad del sistema. Los precios de tiempo de uso deberían señalar la situación y ayudarlos a cambiar su perfil de carga ya sea directamente o mediante inversiones en sistemas de generación distribuida.

Dado que este informe aborda las redes energéticas, el acceso se trata principalmente en cuanto a los pobres urbanos o periurbanos. El CME ha emprendido un estudio especial sobre la pobreza energética urbana en América Latina con tres casos: Buenos Aires (finalizado), Río de Janeiro (a ser finalizado pronto) y Caracas (recién lanzado).

El caso de los clientes energéticos rurales o aislados de la red ha sido abordado en varios estudios del CME, y en el trabajo actual en curso en África, donde el desafío del acceso a la energía es particularmente grave. Las regiones donde no existe una red a causa de una población dispersa plantea asuntos específicos que también han sido estudiados extensamente por el Banco Mundial. Hay varios enfoques a la pobreza energética rural:

- El “modelo comerciante”, que se construye sobre las redes minoristas existentes que proveen servicio a las áreas rurales;
- El “modelo de concesión”, con franquicias privadas otorgadas a firmas que requieren el menor subsidio;
- El “modelo minorista”, basado en un negocio local que desarrolla un plan para proveer un servicio local.

Los clientes aislados de la red también crean desafíos específicos en cuanto a subsidios que deberían alentar la provisión de servicio y no solo la compra de equipo.

Los pobres urbanos dentro o cerca de los sistemas basados en la red pueden obtener tarifas más bajas si utilizan medidores de baja capacidad que impiden la demanda pico y nivelan la carga a una tasa de utilización promedio más elevada. Este es un modo fácil de proveer suministro básico de electricidad barato a un precio económicamente accesible.⁶² Además, el financiamiento de los costos irre recuperables por parte del presupuesto general permitiría contar con tarifas más bajas, sin distorsionarlas.

ETWAN abordaba la cuestión de los costos irre recuperables y proponía que se los pagara con el presupuesto del estado. También abordaba la cuestión de la fijación de precios que refleje los costos y rastree la carga y cómo podría utilizársela para proponer tarifas más bajas para los pobres. Cuatro años más tarde, el CME reconfirma el punto de vista presentado en ETWAN acerca de este importante tema:

“Es una política arraigada el adoptar una tarifa que ofrecerá un precio muy bajo a los pobres, definidos como aquellos que requieren menos que un cierto umbral de capacidad

⁶² Probablemente esta es la razón por la cual en España hay medidores de muy baja capacidad de 0,7 kW para los pobres en comparación con los más estándar de 3 a 9 kW que están normalmente disponibles para el sector residencial.

o que consumen menos que una cierta cantidad de electricidad. Si bien la teoría económica sugiere que los precios deberían reflejar el costo marginal a largo plazo de la energía, es decir, el costo variable y otros costos, tales como el costo de mantenimiento y expansión del sistema (capacidades de generación, transmisión y distribución), también dice que dichos precios pueden no cubrir la inversión inicial cuando existen economías de escala y curvas de aprendizaje. Este es el caso generalmente para la provisión de energía, y ciertamente debería aplicarse a los pobres de quienes los costos hundidos iniciales no deberían recuperarse mediante tarifas energéticas, sino más bien mediante el presupuesto general del país.

Un modo en que puede seguirse esta política es mediante la limitación de la energía accesible (por ejemplo a unos pocos cientos de watts) que permitirá un consumo de carga más o menos base. Por lo tanto la mayor parte del costo hundido inicial para la creación de la infraestructura y la instalación de los medidores será subsidiado a fin de dejar, para esta categoría de clientes, un cargo fijo mensual bajo y más bien simbólico. Además, debido al modelo de consumo de carga base, el costo de la commodity solo reflejará los costos de las centrales energéticas de carga base, que pueden ser tan bajos como unos pocos centavos por kWh, al igual que los costos de mantenimiento del sistema (centrales energéticas, líneas de transmisión y red de distribución)."

d. Subsidios energéticos

Los subsidios energéticos son frecuentes, y los subsidios para las poblaciones rurales remotas y para los pobres existen tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. Además, tal como se señalara anteriormente en este informe, a menudo hay subsidios cruzados que favorecen ya sea al sector de la industria o al sector residencial. Los economistas preferirían idealmente la eliminación de dichos subsidios, pero en el mundo real, es necesario identificar dónde están y el modo en que funcionan para asegurarse de que ciertamente ayuden a los pobres y puedan ser diseñados para ser económicamente sostenibles en el largo plazo.

Un ejemplo para los países industrializados es el de New Jersey (EE.UU.), sobre el cual se informa en *Philadelphia Inquirer* (22 de marzo, 2003). Los residentes de bajos ingresos en New Jersey reciben ayuda para pagar las facturas de gas natural y electricidad bajo un programa aprobado por el Consejo Estatal de Empresas de Servicios Públicos. El Fondo de Servicios Universal pagará hasta US\$1.800 por año por hogar. "Una de las responsabilidades primarias del Consejo es proteger a los contribuyentes y asegurar que haya programas y servicios que asistan a nuestros ciudadanos más vulnerables," dijo Jeanne M. Fox, presidenta del Consejo, en una declaración anunciando el plan. Aquellos que cumplen con los requisitos deben tener ingresos no superiores al 175% de las directrices federales de pobreza. Los participantes en el Fondo de Servicios Universal no pagan más del 3% de su ingreso para electricidad y 3% para el gas, o 6% para aquellos que tienen solamente servicio eléctrico. El fondo fue aprobado oficialmente por la Ley de Descuento Eléctrico y Competencia Energética de 1999, que establece programas de asistencia para los residentes con bajos ingresos.

Un ejemplo para los países en desarrollo es el de la República Kyrgyz, analizado por el Banco Mundial. En promedio, en el año 2001, los gastos energéticos de los hogares eran casi el doble de caros en términos relativos para el quintil más pobre en esa economía. Otro problema era que a menudo los hogares no confiaban en el sistema de facturación y no sabían qué hacer si se les había facturado erróneamente. Además, el gobierno había cortado los subsidios, mejorando el presupuesto del estado pero obligando a los usuarios de energía a reducir su consumo y pasar a combustibles más sucios (tales como el carbón, leña e incluso estiércol y turba) asociados con la contaminación del aire urbana y

de los interiores de los ambientes. La nueva estrategia del gobierno es compensar a los hogares pobres por los costos más elevados de la electricidad no subsidiada con una transferencia de efectivo utilizando el sistema de protección social existente. Lamentablemente, este es un enfoque muy ineficiente. No solo los costos para administrar el sistema son elevados, sino que también el reciente análisis del gobierno indica que en la actualidad solo 13% de los hogares extremadamente pobres reciben asistencia social, y 73% de los destinatarios están mejor que los extremadamente pobres. Las pérdidas no técnicas en la República Kyrgyz (relacionadas con el robo de electricidad o las facturas impagas) siguen siendo elevadas.

Este ejemplo tiene alcance universal. La publicación del CME del 2001, *Fijación de Precios de la Energía en los Países en Desarrollo*, estudia los casos de nueve países. Es extremadamente difícil diseñar un programa de subsidios al consumidor que esté bien destinado, que sea transparente y transitorio, pero si los programas de gobierno para brindar asistencia a los verdaderamente pobres no funcionan, las pérdidas no técnicas siguen siendo elevadas y se frustra el progreso económico. Si bien la solución ideal (cuando se justifica la asistencia a los pobres para que tengan acceso a una cantidad mínima de servicios energéticos comerciales) es mantener las tarifas energéticas en una posición puramente económica (es decir, que reflejen los costos) al tiempo que se utilizan políticas re-distributivas del impuesto a las ganancias para cubrir las transferencias directas de la asistencia a los pobres, la experiencia demuestra qué difícil es lograr esto en los países en desarrollo donde las instituciones a menudo son demasiado débiles para soportar dicho enfoque teórico. Es difícil implementar dichos impuestos porque el ingreso declarado de los pobres a menudo no refleja su ingreso real y porque parte del ingreso de los ciudadanos más adinerados escapa a los impuestos. El Banco Mundial ha sugerido el uso de bonos para los pobres para que adquieran una cantidad mínima de servicios energéticos comerciales, pero otra vez, la experiencia de la República Kyrgyz demuestra que es difícil identificar a aquellos que realmente los necesitan y evitar que los bonos caigan en manos de aquellos que no los necesitan.

Esta es la razón por la cual los países a menudo dependen de tarifas subsidiadas para ayudar a los pobres. Sorprendentemente, los subsidios energéticos directos pueden ser dirigidos a los pobres más fácilmente que el apoyo a los ingresos porque entonces hay un criterio objetivo que puede utilizarse: el del consumo real de energía.⁶³ Las tarifas subsidiadas pueden ofrecerse a aquellos que consumen menos que un umbral dado de electricidad. Esto requiere que la oferta minorista sea fuertemente controlada mediante la medición del consumo real y la eliminación de las pérdidas no técnicas. Los consumidores pobres se beneficiarán entonces con costos fijos más bajos y/o precios más bajos por kWh.

En resumen, si bien es esencial contar con tarifas energéticas que reflejen los costos y que esas tarifas sean realmente pagadas por los usuarios de los servicios energéticos, los medidores apropiados para los pobres, de baja capacidad, pueden asociarse a bajos costos y precios. Si también se requieren subsidios de auxilio en una situación o mercado particular, es posible diseñar tarifas más bajas, transitorias y transparentes destinadas a aquellos cuyo consumo eléctrico está por debajo de un cierto umbral.

⁶³ El 8 de abril de 2004, J.P. Raffarin, Primer Ministro de Francia, anunció la creación de una tarifa social de electricidad para los hogares con un ingreso total anual menor a € 5.520. Esto se aplicará a los primeros 100 kWh de consumo mensual y al costo de suscripción. Se espera que se beneficien 1,6 millones de familias, a un costo anual total de €100 millones.

e. Servicio público

El concepto de servicio público es ambiguo porque abarca y a menudo confunde tres asuntos diferentes:

- El problema de la propiedad (pública o privada) de las compañías de energía;
- El objetivo político y social de proveer servicio eléctrico universal; y
- La necesidad de tener tarifas económicamente accesibles para los pobres.

Estos asuntos son importantes pero no deberían opacar la palabra “servicio” o la necesidad de que la energía sea provista realmente como un “servicio”. Todos los “usuarios” de energía (término utilizado por los monopolios de antaño para describir a los clientes individuales) y aún más, los más pobres, deberían ser tratados como “clientes” con una interfaz respetuosa y transparente. Eso significa que los clientes, incluyendo los más pobres, deberían tener “derechos”, conocer esos “derechos”, y estar seguros de que estos “derechos” sean respetados. La noción de servicio, por lo tanto, va más allá en el sentido de que las preguntas de los clientes deben escucharse y abordarse, sus facturas deben ser explicadas y, cuando hay un error en la facturación u ocurre una falla en el servicio, la situación debe ser corregida rápida y debidamente.

En este contexto, en relación con la propiedad, en el mejor de los casos es incierto si la propiedad del estado provee un mejor “servicio” que los sistemas competitivos de propiedad privada. Como dijo Jenny Kirkpatrick, Directora General de la Asociación de Electricidad del Reino Unido, al preguntársele si el servicio público y los mercados liberalizados competitivos eran mutuamente contradictorios, “El servicio público no se pierde en un mercado liberalizado, pasa a primera plana y, de hecho, los clientes del Reino Unido muestran la tasa más alta de satisfacción entre los ciudadanos de la Unión Europea. Los trece años de mercado abierto en el Reino Unido han mostrado claramente que la excelencia en la calidad del servicio al cliente es compatible con la competencia. El cliente tiene el derecho de esperar estándares mínimos y quejarse y recibir compensación si no se los cumple”. Vale la pena notar, con respecto al mercado energético del Reino Unido, que los pagos de compensaciones han descendido de 13.000 casos en 1991 a 3.000 en el 2001.

En cuanto al acceso y a la capacidad de pago, todos los países tienen programas especiales para ayudar a los pobres. Como ha dicho Jenny Kirkpatrick, “Los proveedores del Reino Unido también tienen enfoques especiales para proveer servicio a los clientes vulnerables y a aquellos que se considera que entran dentro de la categoría de pobreza de combustibles (donde más del 10% del ingreso disponible se gasta en calefacción e iluminación de los hogares).” Sin embargo, mientras los países ricos pueden afrontar el costo de dichas políticas sociales sin comprometer la sustentabilidad de su sistema eléctrico, los países pobres enfrentan la necesidad de atraer el dinero nacional y extranjero necesario para construir y extender la capacidad; tienen que ser extremadamente cuidadosos y diseñar sus políticas de modo que no se amenace la sustentabilidad a largo plazo de sus sistemas energéticos.

Las compañías de electricidad no pueden sobrevivir si los subsidios mediante las tarifas se convierten en una característica del sistema más o menos permanente o si aumentan rápidamente cubriendo usos y categorías de la población que realmente no los necesitan, o si la demanda de electricidad aumenta artificialmente debido a dichos programas. Y no es solo la compañía de electricidad o el sistema el que puede verse afectado. Cuando también existe un mercado de gas natural, cada vez que se usa electricidad en lugar de

gas, se utiliza dos o tres veces más de energía primaria que lo que se utilizaría si no hubiera distorsiones.

Queda claro que el “servicio público” tiene fundamental importancia. Su importancia se relaciona con el “servicio al público” y no como una razón para mantener los monopolios de propiedad pública. Hay mucho en juego en cuanto a equilibrio social y desarrollo económico. Un nivel sostenible y económicamente accesible de calidad de servicios energéticos es vital para todos, especialmente los pobres, y es un imperativo que requiere reformas cuidadosamente diseñadas que apuntan a asegurar la eficiencia a largo plazo de las empresas energéticas, la capacitación y la motivación de sus empleados y la educación y conciencia de los clientes acerca de las soluciones transaccionales que requieren las reformas del mercado energético.

5. Resumen de la Parte IV: Fijación de tarifas y pobreza energética

Los consumidores son el “alfa y omega” de las reformas del mercado energético, ya sea directamente en los países desarrollados o indirectamente en los países en desarrollo que buscan capital para satisfacer sus crecientes necesidades energéticas. A este respecto, las tarifas deberían reflejar el funcionamiento de los sistemas de electricidad o gas natural a fin de tomar decisiones pertinentes y convertirse en los actuadores del desarrollo, la cohesión social y el crecimiento económico.

Al tratarse de la fijación de tarifas en el contexto de la reforma del mercado energético, se han abordado cuatro asuntos:

- La importancia del acceso a la energía sostenible en cuanto al desarrollo nacional;
- La estructura de tarifas basada en los modelos de carga de los consumidores;
- Los parámetros de subsidios en el interés nacional; y
- La provisión de energía sostenible y económicamente accesible para los pobres.

La importancia del acceso a la energía sostenible es enorme. Aunque la energía no es el único servicio básico, es el más importante, porque sin energía, no hay agua pura en la el grifo, no hay cuidado de la salud, no hay educación ni información y no hay modo de que un país y su gente entren en el camino hacia el desarrollo. Es necesario que el acceso sostenible a la energía sea un emprendimiento nacional para el bien del país, su gente y una mayor armonía mundial.

La estructura de tarifas es clave para enviar las señales adecuadas a los consumidores acerca de las opciones que ellos hacen. En este ámbito, enfoques muy simples basados en la máxima capacidad requerida y el consumo energético promedio permiten rastrear la carga bastante bien para amplias categorías de clientes sin depender de los medidores inteligentes de tiempo de uso que pueden seguir siendo demasiado costosos en algunos mercados.

Los subsidios y los subsidios cruzados no son el mejor enfoque teórico pero existen en todos los países en mayor o menor grado. A menudo el CME ha dejado clara su posición acerca de los subsidios: se deberían evitar los subsidios del productor o los subsidios cruzados en el sector energético, pero los subsidios de auxilio a los consumidores pueden ser necesarios para abordar las necesidades de acceso de los pobres a la energía; de ser así, dichos subsidios deberían estar bien dirigidos, ser transparentes y transitorios. Si bien los subsidios directos al consumidor provenientes del erario público teóricamente son mejores que alterar la tarifa eléctrica, hay modos en los cuales se pueden incorporar subsidios de auxilio dentro de la tarifa eléctrica.

El apoyo a los pobres involucra programas que combinan los enfoques de tarifas más pertinentes, la eliminación de los costos “irrecuperables” que superan el LRMC, el uso de medidores de baja capacidad para nivelar la carga de consumo y la posible dependencia de un subsidio directo basado en la tarifa que se aplique solamente al consumo inferior a un cierto umbral por una categoría específica de clientes.

ANEXO A

BIBLIOGRAFÍA

Fuentes generalesArthur D. Little

- <http://www.adl.com/default.asp>
- *Opportunities for Europe's TSOs*. World Gas Congress. Tokyo, June 2003. By Nick White, Director of the Energy Practice.

Cambridge Energy Research Associates

CERA es un miembro activo de la USEA (Asociación de Energía de los EE.UU.), el Comité Nacional del Consejo Mundial de la Energía de los EE.UU. Como contribución a este estudio, CERA invitó al Director de Estudios a participar en los encuentros anuales de la "CERA Week" del año 2002, 2003, 2004. Las discusiones acerca de las reformas del mercado en los EE.UU. y en el resto del mundo proveyeron muchas revelaciones útiles para el estudio.

- <http://www.cera.com>
- *Energy Restructuring at a Crossroads, Creating Workable Competitive Power Markets –Summary of CERA Special Report Preliminary Findings*. An independent assessment of the future of deregulation and competitive markets in North America (CERA, March 2002).

Cap Gemini Ernst & Young

- <http://www.cgey.com/utilities/thought-leadership/articles-pov.shtml>
- www.cgey.com/energy
- *Delivering Value through Competition - 2002 complete survey report*.
- *Energy Exchanges - point of view* by Eamon Delaney and Colin Cooper. November 2001.
- *Gas Deregulation in Europe - point of view* by Colette Lewiner and Philippe Coquet. November 2001.

Deloitte and Touche

- *21st Century Utility Retailing - Strategic Flexibility in the Energy Sector*. An energy industry study by Deloitte Consulting and Deloitte & Touche. 2001.
- *Executive Summary - Strategic Flexibility in the Energy Sector, Factors That Will Impact Strategic Decision-Making through 2010*. An energy industry study by Deloitte Consulting and Deloitte & Touche. 2001.
- *Liberalisation & Globalisation, The Utility Executive's Field Guide to Future Key Issues: 2000–2010*. An energy industry study by Deloitte Consulting and Deloitte & Touche. 2001.

Eurelectric

- <http://public.eurelectric.org/Content/Default.asp?>
- *Eurelectric Report on Ensuring Investments and Position Paper on Security of Electricity Supply Stress the Role of the Market*, 29 March 2004.
- *Internal Electricity and Gas Markets: What Vision for the Future?* 4th EURELECTRIC IEM Conference. 2004.

- <http://www.eurelectric.org/CatPub/Document.aspx?FolderID=1524&DocumentID=12373> *Regulatory Aspects of Electricity Trading in Europe*. EURELECTRIC Working Group Trading. February 2003. Reference: 2003-030-0099.
- Secure Electricity Supply in Europe. EURELECTRIC Statement.

Comisión Europea

Electricidad

- Generalidades: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- Legislación: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/index_en.htm
- Comparación: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/index_en.htm
- Publicaciones, documentación e informes: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/index_en.htm
- Grupo de Reguladores Europeos: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/regulators_group/index_en.htm
- Foro de Florencia: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/index_en.htm
- Sudeste de Europa: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/south_east/index_en.htm
- Infraestructura: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/infrastructure/index_en.htm

Gas natural

- Generalidades: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/index_en.htm
- Legislación: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/index_en.htm
- Comparación: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/benchmarking/index_en.htm
- Publicaciones, documentos e informes: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/index_en.htm
- Grupo de Reguladores Europeos: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/regulators_group/index_en.htm
- Foro de Madrid: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/index_en.htm
- Seguridad del suministro de gas: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/internal_market/index_en.htm
- Sudeste de Europa: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/south_east/index_en.htm
- Infraestructura: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/infrastructure/index_en.htm
- Transmisión de Gas en Europa: <http://www.gte2.be/>

Comisión de Planificación y Junta Directiva de Energía de Francia

- *Regulating Network Utilities: The European Experience*. Claude Henry, Michel Matheu & A. Jeunemaître. Oxford University Press. 2001.
- *Regulation of European Network Utilities*. Conference held by the Nuffield College, the French House of Oxford & the French Planning Commission in Oxford, 2-3 July 2000.

- *Regulation of Energy Industries*. Conference jointly organised by the French Planning Commission and the Directorate General for Energy and Raw Materials, 13 September 2001.
- *Services Publics en Réseau: Perspectives de Concurrence et Nouvelles Régulations* Report of a working group chaired by J. Bergougnoux. La Documentation française. 2000.

Agencia Internacional de Energía (IEA)

- <http://library.iea.org/dbtw-wpd/textbase/nppdf/free/2003/findings.pdf>. *Findings of Recent IEA Work*. International Energy Agency. 2003.
- *Power Generation Investment in Electricity Markets*. IEA. 2003. 144 pgs., ISBN 92-64-10556-5.
- *Security of Supply in Electricity Markets, Evidence & Policy Issues*. Energy Market Reform series. IEA. 2002.
- *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets*. IEA. 2001.

PA Consulting Group

- *Sweeping Changes in US Electricity: FERC Takes Major Step Forward to Eliminate Discrimination and Market Manipulation in Electricity Transmission and Wholesale Markets* PA Knowledge Limited. 2002. WAS~9145.

PricewaterhouseCoopers

- <http://www.pwcglobal.com>
- *Different Worlds: Views of Australia's Energy Decision Makers on How Market Can be Improved*.

<http://www.pwcglobal.com/Extweb/pwcpublications.nsf/docid/EC08E7C28F3CD4B9CA256B120021D9B5>

- *Movers and Shapers: The Results of a Survey of 118 Key Executives from Major Utilities in All EU Member States, as well as the Czech Republic, Hungary, Poland, Norway and Switzerland*.
<http://www.pwcglobal.com/Extweb/pwcpublications.nsf/docid/684868F88DB4F2CF85256B70007DB54A>
- *Power Deals: Cross-Border M & A in the Global Electricity Market during 2001*.
<http://www.pwcglobal.com/Extweb/pwcpublications.nsf/docid/A5402CB0F83D0D4B85256B4500527A46>

Departamento de Energía de los EE.UU

• http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/fact_sheets/facts.html. *Electricity Restructuring Fact Sheets*

- http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/fact_sheets/restructuring.html. (nótese que este sitio Web provee enlaces con sitios Web relacionados).
- *Report to Congress: Impacts of the Federal Energy Regulatory Commission's Proposal for Standard Market Design U.S. Department of Energy*. 30 April 2003. N° DOE/S – 0138

http://www.doe.gov/engine/doe/files/dynamic/205200310489_DOES0138SMDfinal.pdf

- *Status of Natural Gas Residential Choice Programs by State as of December 2003*

.http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/restructure/restructure.html

Informes y Congresos del Consejo Mundial de la Energía

- 18th World Energy Congress. Buenos Aires, Argentina, 2001. Roundtable IV: *Energy Markets in Transition*. Chairman's Introduction (Graham Ward).
- Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation. World Energy Council. 1998.
- Electricity Market Creation in Asia and Pacific WEC. 2001.
- *Energy Markets in Transition*. Devoted to Latin America. WEC. 2001.
- Restructuring and Privatising the Coal Industries in CEE and the CIS. WEC. 2000.
- South Asia workshop on *Electricity Market Reforms*. WEC. 2003.
- *Liberalisation, Energy & the Environment*. Keynote address of Kieran J. O'Brien, WEC Vice Chairman (Europe) to the International Energy Forum, 8 November 2003. Rimini, Italy.

Banco Mundial

- *Mitigating Regulatory Risk for Distribution Privatization, The World Bank Partial Risk Guarantee*. Pankaj Gupta, Ranjit Lamech, Farida Mazhar, Joseph Wright. Energy & Mining sector board discussion paper N° 5. November 2002.
- Regulating Infrastructure for the Poor – Perspectives on Regulatory System Design. *Warrick Smith*.
- *Regulation by Contract: A New Way to Privatize Electricity Distribution?* Tonci Bakovic, Bernard Tenenbaum and Fiona Woolf. Energy & Mining sector board discussion paper N° 7. May 2003.
- A Renewed Agenda for Energy: Concept of Smart Subsidies. Subodh Mathur. March 2002.
- A Renewed Agenda for Energy: Country Case Scenario, Republic of Kyrgyz. Energy Week: Energy and poverty workshop. 27 February 2003.
- Taking Stock of Progress, The Energy Sector in Developing Countries - Institutional Reform. Yves Albouy.
- What International Investors Look for When Investing in Developing Countries, Results from a Survey of International Investors in the Power Sector. Ranjit Lamech and Kazim Saeed. Energy & Mining sector board discussion paper N° 6. May 2003.

Fuentes específicas

PARTE I: PROMOCIÓN DE LA AUTONOMÍA DE LOS USUARIOS FINALES

- Leading competitive energy retailers form the Alliance for Retail Choice at the National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC). Winter committee meetings. 10-13 February 2002. Washington DC. More information on this conference can be found at: <http://www.naruc.org/Meetings/winter/2002/index.htm>
- *Automated Meter Reading: Fortunes to Grow*. Ken Silverstein, Director, Energy Industry Analysis. 4 August 2002. (News item from Energy Engineering).
- Blackout Boosts Distributed Generation and DG Making Inroads Into Electric Grid. *Natural Gas Week*. 25 August 2003.

- Demanding Real-Time Pricing Puget Sound Energy Has Officially Declared Its “Time-of-Use” Rate Program a Disaster and Wants to End It. Ken Silverstein, Director, Energy Industry Analysis. 11 November 2002. (News Item from the Seattle Times).
- *Distributed Generation: DGenie Is Out of the Bottle* Steve Blankinship. Power Engineering via ProQuest Information and Learning Company. 18 April 2003.
- *Electric and Gas Restructuring Can Adversely Affect Residential Consumers*. A five US state study of the National Center for Appropriate Technology (NCAT). 16 September 2002.
- Electricity Metering – Automatic Meter Reading: Pilot Project Offers Valuable Lessons. Betsy Loeff (Originally published in the AMRA Newsletter, February 2003). Electricity Today, Issue 5. 2003.
- Energy Technology in Electricity & Gas. Utility-Point. March 2003.
- The Fix-It Business - Centrica Used to Sell Gas. Now It Has Invented a New Type of Business. 9 November 2000. The Economist.
- *Health of Retail Electricity Markets Questioned*. Energy Industry Issues Newsletter. Ken Silverstein, Director, Energy Industry Analysis. 10 January 2003.
- Itron, Baltimore Gas and Electric Announce Automatic Meter Reading (AMR) Project Expansion; 33,000 Additional Meters Will Be Automated in Central Maryland Service Territory. Business Wire. 28 October 2002.
- *Managing Default Service to Provide Consumers Benefits in Restructured States: Avoiding Short-Term Volatility*. <http://neaap.ncat.org/experts/defservintro.htm>. June 2003.
- *Pooling Purchasing Power*. Energy Industry Issues Newsletter by Ken Silverstein - Director, Energy Industry Analysis. 1 October 2002.
- *Small is Beautiful*. Published by Amory Lovins, CEO of Snow Mass (Colorado)-based Rocky Mountain Institute. May 2003.
- Why the Private Sector Should Play a Bigger Role in Water Supply and Water Privatisation: How To Improve Child Health. 20 March 2003. From The Economist print edition.

PARTE II: SEGURIDAD/CONFIABILIDAD DE SUMINISTRO

- *Addressing the Barriers to the Interconnection of Power Grids in APEC Member Economies*. (EWG 03/2001T) Resources Law International in association with CEPMLP, University of Dundee and Bardak Energy & Management Services. March 2002.
- Antitrust Expert Asks Whether Reliability Can Coexist with Competitive Power Markets. Power Daily. 17 December 2003.
- Centrica Facing Tight Rules on Storage Use. WGI. 6 August 2003.
- Changing World of Distribution Companies Needs New Models Regulation. Jamie Wimberley, President of CAEM in Natural Gas. July 2002.
- *Economic Theory and an Update on Electricity Deregulation Failure in Sweden*. Professor Ferdinand E. Banks, Department of Economics, Uppsala University, Sweden.
- Energy Market Trends in the Netherlands. ECN Policy Studies. 2001.
- Estimating the Benefits of Restructuring Electricity Markets – An Application to the PJM Region. Ronald J. Sutherland, senior scholar, CAEM. September 2003.
- European Power Exchanges Experience Mixed Fortunes. WGI. 25 June 2003.

- Evaluating the Near-Term and Long-Term Outlook of US Electricity Fundamentals. Simmons & Company. 4 October 2002.
- FERC Plans Action to End System Vulnerability. Restructuring Today. 8 December 2003.
- *Gas and Electricity Distribution Companies Face Uncertain Future*. Jamie Wimberley (CAEM) in Power & Gas Marketing. July/August 2002.
- *Long-Term Supply Arrangements in Liberalized Markets*. Royal Institute of International Affairs (RIIA). 2002.
- MISO Chooses Reliability before New Market. NGW. 27 October 2003.
- *Regulation of Quality Infrastructure Services in Developing Countries*. Bill Baker & Sophie Trémolet. Infrastructure for Development: Private Solutions and the Poor. London. 31 May - 2 June 2000.
- Report Criticizes Deregulation. NGW. 2 September 2002.
- Report Sees Deregulation Benefits. NGW. 26 August 2002.
- *The Role of the Federal Government in Distributed Energy*. Report of the Distributed Energy Task Force. Center for the Advancement of Energy Markets (CAEM). January, 2002.
- Security of European Natural Gas Supplies: The Impact of Import Dependence and Liberalization. Jonathan Stern. RIIA. July 2002.
- Strengthening Operational Aspects of APEC Energy Micro-Economic Reform. Electricity Reform in APEC Economies – The Way Ahead Peter Smiles & Associates. Resource Law International. Country Energy. 2003.
- US Focuses on Reliability before Market Restructuring. World Gas Intelligence (WGI). 29 October 2003.
- Wood Sets Reliability Rules Goal by Summer. Restructuring Today. 1 December 2003.

Apagones

- *Behind the Blackout*. Financial Times Weekly. Exclusive interview of Matthew Simmons (CEO of the world's largest energy investment bank, Simmons & Company International. <http://www.simmonsco-intl.com>) via telephone from his home in Rockport, Maine. 21 August 2003.
- Blackout Adds Intensity To US Deregulation Debate. WGI. 20 August 2003.
- Blackout Betrays Ailing North American Power Grid. Reuters. 16 August 2003.
- *Blackout Deals Another Blow To Market Fans*. Petroleum Intelligence Weekly (PIW). 25 August 2003.
- Blackout Hearing Concentrates on Prevention, Short on Causes. NGW. 8 September 2003.
- Blackout Puts Spotlight on US Energy Bill. PLATTS. 19 August 2003.
- Electricity in America: How to Keep the Lights On; Electricity in Other Countries: Could It Happen to Us; America's Electricity Crisis: Bring Me Your Powerless Masses. *The Economist* print edition. 21 August 2003.
- *FirstEnergy Cites Software Problems in Blackout*. 21 November 2003. <http://www.electricityforum.com/news/nov03/FirstEnergy.html>
- Global Concern: Grid Reliability and Resource Adequacy. E-Energy Informer. November 2003.
- A Homer Simpson-Like Chain of Errors at an Ohio Power Company Triggered Events that Plunged 50 Million People into Darkness on August 14. US-Canada

- | | | | | |
|------|--------|----|----------|-------|
| Task | Force. | 21 | November | 2003. |
|------|--------|----|----------|-------|
- <http://www.electricityforum.com/news/nov03/blackoutinterim.html>
- ISO New England “PUSH” Mechanism Gets Poor Marks from Market Monitor. Power Daily. 5 December 2003.
 - Report Places Blame for August Blackout on FirstEnergy. MISO NGW. 24 November 2003.
 - *Shining Light on the Blackout*. The Energy Daily. 24 September 2003.
 - *Special Bulletin*. Restructuring Today. 15 August 2003.
 - *WEC Blackouts Information focus*: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/focus/blackouts/>

PARTE III: DISEÑO DEL MERCADO

Poder de mercado

- *Defining the Relevant Market in European Electricity Markets*. François Boisseleau, TU Delft University, in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine, 7 June 2002.
- *Factors Affecting Market Power*. David Newbery, DAE, Cambridge in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine. 7 June 2002. www.econ.cam.ac.uk/dae/electricity
- *Modelling the Strategic Behaviour of a Dominant Firm in an Electricity Spot Market: The Dilemma between Market Power and Market Position*. Alvaro Baillo Moreno, PhD student, ICAI, University Pontificia Comillas. Madrid.
- *Market Power in Boom-Bust Cycles*. Benjamin Leyre, Associate director, CERA, in “Market Power in Power Markets. Paris, Paris IX Dauphine. 7 June 2002.
- *Market Power in Restructured Electricity Markets: The Case of the US*. Sophie Meritet, assistant Professor, University of Paris IX Dauphine in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine. June 7 2002.
- *Mergers and Acquisitions (M&A) in the European Electricity Sector, Cases and Patterns*. Marc-Kévin Codognet, Jean-Michel Glachant François Lévêque & Marie-Anne Plagnet. (CERNA, Centre d'économie industrielle de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris). Report prepared for the second edition of the international symposium on M&A in the EU electricity sector (Ecole des Mines de Paris. 23 September 2002.
- *Modelling Market Power in US Power Markets*. Udi Heman, FERC & Benjamin F. Hobbs, California ISO Market Surveillance Committee, in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine. 7 June 2002.
- *Negotiated TPA in the German ESI: New Developments*. Gert Brunekreeft, DAE, Cambridge in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine. 7 June 2002.
- *The Role of the TSO in the French Market*. Olivier Herz, head of institutional relations, RTE, in “Market Power in Power Markets”. Paris, Paris IX Dauphine. 7 June 2002.

Otros asuntos

- *Auctions to Gas Transmission Access: The British Experience*. Tanga McDaniel and Karsten Neuhoff. 23 October 2002.
- *Competition Economics*. Royal Economic Society annual public lecture by John Vickers, Chairman of the Office of Fair Trading. 4 December 2003.

- DOE Joins Electricity Innovation Institute Partnership to Redesign the Nation's Power Delivery System. EPRI - Transmission & Distribution World. 1 May 2003.
- European Interconnection: Joint Eurelectric/UCTE Report Summarises Current Situation, Projects & Prospects. State of the Art. 2002.
- Europe's Cross-Border Bottlenecks Hamper Liberalization. WGI. 14 May 2003.
- FERC Tips Balance of Power to Generators. NGW. 28 July 2003.
- FERC Uses PURPA for Authority to Override State Laws on RTOs. NGW. 12 August 2003.
- *Four Designs of Electricity Reform: Great Britain, California, Scandinavia, and Germany* (in French). Jean-Michel Glachant (ADIS, Université de Paris XI). Economie & Sociétés. Série Economie de l'Energie. 2003.
- Impact of Wind Power Generation in Ireland, on the Operation of Conventional Plant and the Economic Implications. www.EirGrid.com. February 2004.
- Liberalization and the Inadequacies of Power Systems: Lessons to be Learnt. Petrostratégies. 13 October 2003. (Excerpts of a speech given on 12 September 2003 in Beijing by EDF Chairman François Roussely at the Chinese Communist Party School).
- Madrid Forum Recommends Entry-Exit and Starts to Tackle Gas Quality. Gas Matters. November 2002.
- *Managing Default Service to Provide Consumers Benefits in Restructured States: Avoiding Short-Term Volatility*. Barbara R. Alexander. <http://neaap.ncat.org/experts/defservintro.htm> Prepared for The National Energy Affordability and Accessibility Project National Center for Appropriate Technology. June 2003.
- Oregonians Make Local Renewable Energy Program One of Fastest Growing in the Country. Sign-Ups for Renewable Power Tripled in Nine Months from PGE and Pacific Power. Nearly 30000 Oregonians Purchasing Cleaner Energy. PR-Newswire via COMTEX. 29 October 2002.
- *The Role of the Default Provider in Restructuring Energy Markets*. R.. Sutherland, CAEM Scholar, Adjunct Professor of Law, School of Law, George Mason University. January, 2001.
- *Transmission Infrastructure Needs Critical Care*. Energy Competition Strategy Report. 16 August 2002.
- *The Trouble With Electricity Markets (and Some Solutions)*. Severin Borenstein. January, 2001. (Working papers series of the Program on Workable Energy Regulation – POWER - a program of the University of California Energy Institute, a multicampus research unit of the University of California, located on the Berkeley campus).

PARTE IV: FIJACIÓN DE TARIFAS Y PREOCUPACIÓN POR LOS POBRES

- Demand Response Now Considered Critical in Strengthening National Electric System. Apogee CEO Addresses DOE National Electric System Vision Conference Today. Business Wire. Atlanta. 2 April 2003.
- *The Economics of Universal Service: Theory* Helmut Cremer, Farid Gasmi, André Grimaud, & Jean-Jacques Laffont. The Economic Development Institute of the World Bank. 1998.
- In Brazil, President Lula launches the program "Light for All". 11 November 2003.
- Low-Income New Jersey Residents to Get Help with Heating Bills. Suzette Parmley. The Philadelphia Inquirer. 22 March 2003.

- *Marchés de gros et bourses de l'électricité.* Claude Crampes (Professeur de science économique à l'Université Toulouse 1, Membre du GREMAQ et de l'IDEI). Conférences Jules Dupuit. 5 Décembre 2002.
- *Poverty & Property Rights.* The Economist print edition. 31 March 2001.
- S&P Reports on LDC Strategies For Managing Volatile Gas Prices. NGW. 17 February 2003.
- Tariff Guidelines - Chapter 7: Tariff Features Jean-Michel Glachant. Revised version. May 2002.

Varios

- Different articles from the Power Market Association (PMA); Energy Industry Issues Newsletter. issuealerhtml@listserv.scientech.com. (e.g., from Ken Silverstein, Director, Energy Industry Analysis); Electricity INTER@CTIVE (<http://www.electricityint.com>), etc.
- Harvard Electricity Policy Group. <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/>
- Kansas Town to Use New Transmission Wire, Pole Technology. Power Daily. 12 December 2003.
- Spinning Reserve and Black Start Services Ensure Electricity Availability. PJM Programs *Provide Power When System Needs Boost*. PR-Newswire via COMTEX. 2 December 2002.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT) Center for Energy and Environmental Policy research (CEEPR). <http://web.mit.edu/ceepr/www/index.html>
- Statements of Professor Joskow before the Committee on Governmental Affairs. US Senate. 13 June 2001 and 12 November 2002. (<http://econwww.mit.edu/faculty/pjoskow/index.htm> and <http://econwww.mit.edu/faculty/pjoskow/files/joskowsenatefinal.pdf>)

ANEXO B

MIEMBROS DEL GRUPO DE ESTUDIOS Y EXPERTOS INVITADOS

Miembros del grupo de estudios

Dr. Pablo Mulás del Pozo	Presidente del estudio sobre Reformas del Mercado Energético. Oficina del Presidente, Universidad Autónoma Metropolitana, MÉXICO
Sr. Jean-Marie Bourdaire	Líder del proyecto, Director de Estudios del CME, REINO UNIDO
Sra. Fawzia Abou-Neima	Ministro de Electricidad y Energía, EGIPTO (Rep. Arabe)
Sr. Mohsen Bakhtiar	Ministro de Energía, IRAN (Rep. Islámica)
Dr. Máximo Beccarello	Direttore per le Public Utilities e la Concorrenza Confindustria, ITALIA
Sr. Nourredine Boutarfa	SONELGAZ, ARGELIA
Dr. Alessandro Clerici	ABB, ITALIA
Dr. Chris Cooper	Asociación de Energía de Sudáfrica, SUDÁFRICA
Prof. Adilson de Oliveira	Instituto de Economia Universidade Federal do Rio de Janeiro, BRASIL
Sr. Daniel Dumas	SNC-Lavalin, CANADÁ
Sr. Arne Faaborg Povlsen	ELSAM A/S, DINAMARCA
Dr. Alioune Fall	Comisión de regulación del sector energético, SENEGAL
Shri Sajal Ghosh	Confederation of Indian Industry, INDIA
Sr. Ahmed Hafsi	Compañía de Servicios Públicos a cargo de las Instalaciones de Productos Petroleros, TÚNEZ
Sra. Sheila Slocum Hollis	Socia Duane Morris LLP, EE.UU.
Sr. Peter Høstgaard-Jensen	ELSAM A/S, DINAMARCA
Sra. Sevinç Kiciman	Comité Nacional del CME, TURQUÍA
Dr. Bo-Young Kim	Korea Gas Corporation (KOGAS), COREA (República)
Dr. ir Kees-Jan Kuijlaars	Oficina de Regulación Energética, PAÍSES BAJOS
Dr. Willa Le Roux	Marketplace Company South Africa (Pty) SUDÁFRICA
Sr. José Sierra López	Comisión Nacional de la Energía, ESPAÑA
Sr. Ichiro Maeda	Tokio Electric Power Company, JAPON
Sr. Jyoti Mehta	Comité Miembro del CME, INDIA
Sr. José Luis Montes	UNION FENOSA (Empresa de servicios públicos), ESPAÑA
Dr. Rolando Nieva Gomez	Instituto de Investigaciones Eléctricas, MÉXICO
Sr. Kieran O'Brien	EIRGRID, IRLANDA
Sr. Nadjib Otmane	SONELGAZ, ARGELIA
Dr. Jens Perner	RWE AG, ALEMANIA
Dr. Eng Vasile Rugina	ICEMENERG SA, RUMANIA
Sr. Bob Pritchard	Resources Law, AUSTRALIA
Sr. Fieke Rijkers	Centro de Investigación Energética, PAÍSES BAJOS
Dr. Hardiv Situmeang	PT PLN (PERSERO), INDONESIA
Dr. Jan Sundell	VETTANFALL, SUECIA
Shri Tantra Narayana Thakur	Power Trading Corporation of India Ltd, INDIA
Sr. Kartal Usluel	USLUEL Energy Inc. , TURQUÍA
Sr. Graham Ward	PricewaterhouseCoopers plc, REINO UNIDO

Ing. Mario Wiegers	EDESA Ingenieros Consultores, ARGENTINA
Sr. D. Wijeratna	Ceylon Electricity Board, SRI LANKA
Sr. Hussnain Zaigham	National Electric Power Regulatory Authority, PAQUISTÁN

Expertos invitados

Sr. Jorge de Vasconcelos	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), PORTUGAL
Dr. Nils Flataboe	SINTEF Energy Research, NORUEGA
Dr. Graham Thomas	GT Power Consultants Ltd, REINO UNIDO
Prof. Raymond Leban	Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM University), FRANCIA
Sr. William Webster	Comisión Europea, BÉLGICA

ANEXO C

DEFINICIONES Y CONVENCIONES

1. “Mercado”

El título del estudio es *Reformas del Mercado Energético*, y el uso de la palabra “mercado” y la combinación, “reformas del mercado”, tendrán diferentes interpretaciones para diferentes lectores. Por ejemplo, “reforma de la industria”, “reforma tarifaria”, “reforma regulatoria”, “mejor acceso” y “liberalización” se consideran todas como reformas del “mercado” dentro de este informe. Se podría sostener y preferir una definición más ajustada del mercado como el encuentro de muchos proveedores y consumidores, ninguno lo suficientemente grande como para influir el precio de equilibrio, es decir, que ninguno tenga el poder de “mercado”. Lamentablemente, una definición más ajustada haría imposible describir la situación cuando la oferta y la demanda están en equilibrio, cualquiera sea la cantidad de actores, y el modo en que se determina el precio (por ejemplo, los precios más elevados pueden crear una baja demanda que será provista por un monopolio o un oligopolio).

El punto de partida de las reformas del mercado energético en los EE.UU. fue la publicación en 1978 de dos leyes principales: la PURPA (Ley sobre Normas Regulatorias de Empresas de Servicios Públicos) y la NGPA (Ley de Políticas de Gas Natural). En cuanto a la PURPA, las empresas de servicios públicos de los EE.UU. de esa época estaban sometidas a regulación tarifaria. El objetivo principal de las reformas era aumentar la competencia permitiendo la entrada de generadores privados, pero dentro de lineamientos para las tecnologías tales como PCCE y con obligaciones para la empresa de servicios públicos principales de comprar la producción.⁶⁴ El acceso fue mayor, pero no competitivo, dado que la compra se basaba en tarifas definidas previamente.

En Europa, el uso del gas para generación de energía estuvo prohibido hasta la década de 1990, en que se fomentó la PCCE mediante ofertas competitivas, pero tal como sucedió en los EE.UU., los precios estaban bajo control público.

La NGPA comenzó la progresiva liberalización de los controles de precio de las nuevas “cosechas” de producción de gas. Primero se liberalizaron los pozos nuevos⁶⁵ Luego,

⁶⁴ Las economías de escala para PCCE se aplican ciertamente, en cuanto la creación de unidades de producción “sobredimensionadas” es más eficiente, pero si la fuente de combustible no es lo suficientemente barata esto no será fomentado. Esto explica por qué las reformas de electricidad y gas natural necesitan correr paralelas. En el Reino Unido, al igual que en los Países Bajos, el asunto de la fijación del precio del gas propuesto a los cogeneradores se basaba en la competencia con el petróleo para calefacción de BG o Gasunie respectivamente, como es el caso de los consumidores residenciales, comerciales e industriales pequeños en los monopolios de gas. Los agentes de desarrollo de PCCE lo cuestionaron y finalmente lograron en los dos países la paridad con el fuel oil pesado, como para los grandes usuarios industriales. En el Reino Unido este asunto resultó irrelevante una vez que la MMC (Comisión de Monopolios y Fusiones) obligó a BG a liberar gas y a los productores a vender al menos 10% de su nuevo gas a otros operadores del mercado que no fueran BG, dado que estas acciones dieron nacimiento a una igualdad de condiciones gracias al desarrollo del mercado spot para el gas natural. El atractivo del gas natural se incrementó aún más después de 1995 cuando el precio spot del gas cayó a 10-12 p/therm (1,5-1,8 US\$/MBtu), similar al precio marginal del carbón importado. En los Países Bajos, el gobierno ordenó la fijación del precio del gas en paridad con los grandes usuarios industriales por el bien de la eficiencia y la reducción de las emisiones totales de gases de efecto invernadero.

⁶⁵ Para Japón, la liberalización total se podría definir como “el estado en el cual todos los clientes pueden elegir proveedor” y puede no ser igual a la segmentación vertical. Japón diría, “En tanto un mercado competitivo tiene asegurado el sector de suministro, no es necesaria la segmentación

progresivamente, se les permitió a los pozos de gas más antiguos - cuyos precios habían estado controlados desde la década de 1950 - que vendieran a precios "liberalizados". En la práctica, estos nuevos precios fueron más elevados que el nivel de "precios de mercado competitivo", dada la posibilidad de los agentes de mercado de combinar gas regulado antiguo con gas desregulado nuevo y venderlo a su precio promedio ponderado. Dado que el precio promedio era aquel establecido por la competencia con los productos del petróleo, y el gas "antiguo" con precio controlado era mucho más barato, no fue ninguna sorpresa que el gas nuevo se vendiera a precios de mercado más elevados, hasta U\$10 /MBtu a comienzos de la década de 1980.

Para los objetivos de este informe, cualquiera sea el equilibrio entre la oferta y la demanda y las influencias externas sobre ellos o sobre el precio de equilibrio, esto es un mercado. Por lo tanto, *Reformas del Mercado Energético* cubre cualquier reforma que hace que el antiguo "mercado" funcione en forma más eficiente para el beneficio de todos. La liberalización significará que nuevos actores tienen derecho de acceder a algunas partes del "mercado" que anteriormente no tenían ingreso disponible. La privatización significará que ya sea la propiedad o la administración de la actividad pase al sector privado, con reglas semejantes a la competencia. Para este último caso, también se utilizará la palabra "corporatización".

2. Las partes de la red de energía (electricidad y gas natural)

Es necesario considerar la infraestructura (generación, transmisión, distribución) y los lazos comerciales (oferta mayorista y minorista, y comercio).

Para los servicios eléctricos, el siguiente gráfico⁶⁶ (cortesía de John Paffenbarger, de la AIE) muestra los tres componentes principales de la infraestructura (ver definiciones a continuación):

- Generación (50 a 70% de los costos totales)
- Transmisión de alto voltaje (alrededor del 5% de los costos totales)⁶⁷
- Distribución (20 a 40% de los costos totales⁶⁸).

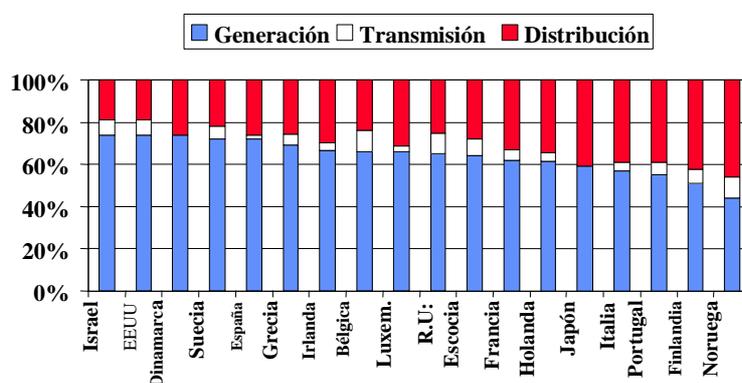
vertical de las compañías de energía preexistentes." El Foro Regional del WEC en Tokio en 1999 fue el primero en acuñar la frase "liberalización parcial" para describir los desarrollos en el mercado japonés.

⁶⁶ La información reciente provista por las empresas japonesas de servicios públicos provee la división del 40% que no son costos de generación. Los costos de transmisión de alto voltaje representan el 19% (costo de tierra, riesgo sísmico, montañas) y costos de distribución 21%.

⁶⁷ Los costos de transmisión pueden llegar al 10%, dependiendo del contenido y del estado de desarrollo del país.

⁶⁸ Si nos centráramos en el sector residencial y en el comercial cautivo, la participación de los costos de distribución sería más elevada, cercana a, o a veces superior al 50%.

A-1 % DEL COSTO DE LA OFERTA DE ELECTRICIDAD



Fuente: AIE (según John Paffenbarger)

Para los servicios de gas natural, el precio en boca de pozo del gas nacional o el precio en la frontera del gas importado representa una participación menor de los costos del servicio energético final que la de la generación para la electricidad, digamos, alrededor del 40%. Dado que a menudo es imposible “generar”, es decir, producir gas localmente, esto lleva a la paradójica evidencia de que el gas se transporta a lo largo de grandes distancias y que, incluso dentro de un país, la participación de los costos de transporte a alta presión es más elevada que para la electricidad, digamos, 20 a 30% de los costos totales. La participación de los costos de distribución es elevada, como para el sector eléctrico, digamos, cercana al 50% de los costos totales para los clientes residenciales y comerciales cautivos.

Segmentación vertical

La definición del “mercado” se complica aún más por el hecho de que las redes de energía reúnen varias actividades diferentes que se presentan en los siguientes párrafos. En la estructura monopolística tradicional de las empresas de servicios públicos, estas actividades se administraban en forma simultánea. Sin embargo, las reformas introducen algunos elementos de libertad que afectarán sólo a ciertas actividades. De ahí la cuestión de la segmentación vertical de las diferentes actividades de la red. Esta cuestión se halla en el centro de las reformas del mercado energético y depende del grado de las reformas, y de la cantidad de “mercados” separados que crea.

3. Sector “upstream”

Para la electricidad, este cubre la generación de energía nacional y las importaciones al igual que el mercado mayorista.⁶⁹ Las fronteras externas del sistema tradicionalmente eran nacionales o incluso más pequeñas en los grandes países federales (por ejemplo,

⁶⁹ Se pueden separar la generación y los mercados mayoristas cuando existen fuertes limitaciones en la transmisión.

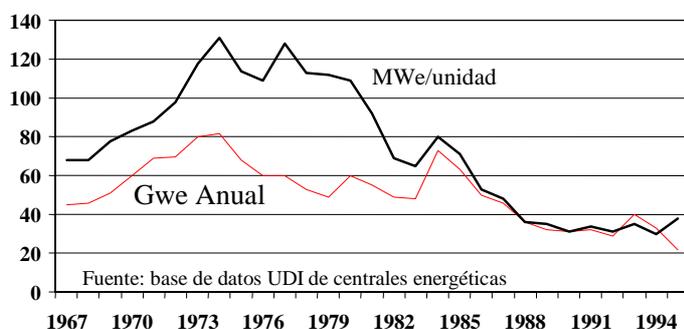
las empresas de servicios públicos eran diseñadas al nivel estatal en los EE.UU., situación que aún se mantiene para Texas aunque otros estados ahora hayan elegido unirse en organizaciones regionales).

Desde el fin de la Segunda Guerra Mundial las economías de escala han favorecido la creación de grandes centrales energéticas, de hasta 1 GW y más, que entregan su electricidad a la red de transmisión energética de alto voltaje (digamos > 130-150 kV). Sin embargo, desde la década de 1980 y 1990 el surgimiento de diseconomías de escala para las CCGT (turbinas de gas de ciclo combinado), especialmente para sistemas industriales (y ahora comerciales) térmicos y energéticos combinados, ha creado una nueva oleada de productores independientes de energía que pueden vender su energía directamente a las compañías de distribución, pero generalmente no lo hacen (por ejemplo por razones de calidad [energía reactiva]).

La figura que aparece a continuación (cortesía de John Paffenbarger [AIE]), se basa en los datos de UDI. Muestra que el tamaño promedio de la unidad a nivel mundial creció hasta la primera crisis del petróleo en 1973, estuvo en el máximo entre las dos crisis (valor promedio cercano a 120 MW) y desde ese momento ha caído hasta su tamaño promedio actual de 30 MW. La adición total anual de capacidad aumentó bruscamente de 40 (mediados de la década de 1960) a 80 GW (1973), permaneció alta en alrededor de 60 GW por año hasta 1986 y desde entonces ha venido cayendo (actualmente 30 GW).

Las elevadas entregas hasta mediados de la década de 1980 son consecuencia de los tiempos requeridos para construir las nuevas unidades. El lanzamiento de nuevas capacidades se aceleró después de la primera crisis del petróleo de 1973 con el objetivo de diversificarse más allá del petróleo y se detuvo recién después de la segunda crisis petrolera en 1979-80, cuando se hizo evidente que las nuevas centrales en construcción excedían de lejos los nuevos pronósticos sobre el crecimiento de la demanda, que eran mucho menores. Sin embargo, estas nuevas centrales, a causa de sus, digamos, seis años de tiempo de construcción, siguieron entrando en funcionamiento hasta 1985. Además, entraron en funcionamiento nuevas centrales pequeñas a comienzos de la década de 1980 porque la nueva política norteamericana definida por la PURPA de 1978 permitía la construcción de "instalaciones calificadas" independientes.

A-2 TAMAÑO DECRECIENTE DE LAS UNIDADES EN LA OCDE



En resumen, el surgimiento de las diseconomías de escala en un momento en que todos los sistemas de electricidad de la OCDE reflejaban grandes excesos de capacidad fue un actuador, por no decir *el* actuador, de las reformas del mercado. La secuencia causal de los acontecimientos que comenzaron a fines de la década de 1970 fue la siguiente:

- la construcción de nuevas centrales para diversificarse más allá del petróleo luego de las crisis del petróleo dado que los costos del fuel oil pesado aumentaron bruscamente después de 1973 y 1979;
- las recesiones (1974-75 y 1980-82) y el frenado coyuntural (desde las altas cifras de las “décadas doradas de 1950 y 1960” hasta las bajas cifras de la “crisis” de las décadas de 1970 y 1980) que condujeron hacia una fuerte caída en las tasas promedio de crecimiento eléctrico; que llevaron a
- una diferencia entre las crecientes capacidades y la menor demanda con excesos de capacidad voluminosos y costosos atribuidos a la ineficiencia de los antiguos monopolios (aunque un sistema competitivo no hubiese hecho diferencia);
- esta ineficiencia justificaba a su vez las reformas y la nueva dependencia de las instalaciones calificadas que no eran controladas por las empresas de servicios públicos preexistentes.

Para el gas natural, el “upstream” cubre las producciones nacionales y las importaciones al igual que el mercado mayorista⁷⁰. La producción nacional, ya sea el gas no asociado (es decir el que fluye de los pozos de “gas”) como el gas asociado (es decir el que fluye con el petróleo de los pozos de “petróleo”) se vende directamente a la red de transporte de alta presión, que cumple con los requisitos de calidad (contenido de Btu, composición, etc.). El gas natural también puede importarse mediante gasoductos o como GNL (Gas Natural Licuado) desde fuera de las fronteras nacionales. Mientras la electricidad sigue siendo un asunto estatal en los EE.UU., hace tiempo que el gas natural se convirtió en un

⁷⁰ Para la electricidad, cuando existen fuertes diferenciales de localización, puede ser más conveniente asociar el mercado mayorista al manejo de la red de alta presión.

asunto inter-estatal (antes de la Segunda Guerra Mundial). Hoy en día coexisten infraestructuras y legislaciones intra e inter estatales.

4. Sector “Midstream”⁷¹

Para la electricidad, tal como lo sugiere su nombre, este es el sector ubicado entre el sector upstream, que provee el suministro en grandes cantidades a los grandes consumidores, ya sean clientes industriales individuales o compañías de distribución colectiva. Es mayormente la red de alto voltaje (digamos, más de 130 kV). Solo representa una pequeña porción de los costos totales, 5% en promedio en una serie de países.

Los servicios auxiliares⁷² tradicionalmente están asociados con el manejo de la red de HV⁷³. Incluyen una serie de servicios técnicos que se manejan mejor en forma centralizada, tales como el manejo de la potencia reactiva y la estabilidad del voltaje y la frecuencia.

Para el gas natural, el midstream lo constituye principalmente la red de gasoductos de transmisión de alta presión (digamos alrededor de 70 bars), pero también incluye algunos servicios auxiliares destinados a mantener la presión lo suficientemente alta como para evitar que el aire entre en las líneas de distribución, respetando las propiedades del chorro de gas (poderes caloríficos, punto de condensación, etc) y las instalaciones de almacenamiento:

- ya sea las instalaciones de almacenamiento upstream destinadas a asegurar la regularidad del flujo en la red de transmisión (ubicadas por lo tanto cerca de las áreas de producción, por ejemplo Texas, Louisiana y Oklahoma en los EE.UU). Esto es cierto siempre y cuando no se separe la oferta del transporte. Si es desagregado verticalmente la responsabilidad del manejo recae en los proveedores mayoristas.
- o instalaciones de almacenamiento downstream destinadas a allanar los desequilibrios entre la oferta y la demanda a nivel de los consumidores (ubicadas por lo tanto cerca de las áreas de consumo, por ejemplo Medio Oeste y Noreste en los EE.UU). Para resolver las oscilaciones estacionarias regulares se recurre a los antiguos depósitos de petróleo y gas o depósitos acuíferos, y las variaciones aleatorias rápidas se solucionan con minas de sal o yacimientos al aire libre. Estas instalaciones generalmente son controladas por las compañías de distribución siempre que la oferta minorista siga estando agregada (y a cargo de los proveedores en el caso de oferta desagregada).

En cuanto a la infraestructura midstream, mientras la transmisión de alto voltaje representa solo 5% del costo promedio total de la electricidad, representa 10 a 20% para

⁷¹ Los grandes usuarios que reciben el suministro directamente de la red de transmisión HV o de transporte HP, dada su conexión, no son parte del sector downstream, mientras que los clientes de las compañías locales de distribución (LDC) que también están conectadas a la red a la “entrada de la ciudad”, dependen de las redes LV y LP del sector downstream.

⁷² La importancia de los servicios auxiliares difiere ampliamente entre las centrales alimentadas a combustibles fósiles y los mercados dominados por la energía hidráulica, tales como el Nordpool, donde los servicios auxiliares no tienen ningún valor.

⁷³ La “operación del sistema” en un área de control es una actividad clave, además de los servicios auxiliares y la transmisión.

el gas natural para la red nacional de gas de alta presión, al menos otro 10% si se incluye el almacenamiento y mucho más si se incluyen los gasoductos internacionales tales como aquellos que proveen el suministro a Europa desde Noruega, Argelia o Rusia. Estos altos costos comparados con los de la red de transmisión de electricidad pueden parecer paradójicos, pero la razón básica de por qué es más barato transportar el gas es el nivel mucho más bajo de las pérdidas de auto consumo. Esta es la razón misma de por qué la electricidad no se transmite a grandes distancias (y cuando se lo hace, se deben utilizar líneas de corriente continua) pero sí se lo hace con el gas natural.

5. Autoridades de regulación

Las reformas de mercado crean nuevos sistemas que necesitan ser regulados ya sea por autoridades especializadas (dada la peculiar naturaleza de las industrias de la red energética) y autoridades de competencia/mercado que aseguren que las transacciones se lleven a cabo de buena fe, o solo por estas últimas (el caso de Alemania hasta ahora). Al respecto, hay varios modelos que dependen del legado histórico del país.

El modelo norteamericano surgió durante el siglo XIX con las principales características de una regulación basada en el interés público (caso Munn en 1870) y la progresiva aparición de una legislación anti-monopolio. Las “Comisiones” aparecieron como las primeras autoridades regulatorias a finales del siglo. Ellas:

- son independientes (miembros inamovibles) a nivel estatal o federal;
- trabajan como colegios;
- son híbridas (poder ejecutivo, legislativo y judicial);
- son nombradas por el poder ejecutivo pero son refrendadas por las autoridades legislativas;
- tienen derecho a supervisar, investigar, controlar e intervenir.

El modelo del Reino Unido nació a comienzos de la década de 1980 como respuesta a la oleada de liberalización y privatización de la época. Sus características son las siguientes:

- regulador independiente e inamovible para evitar conflictos de interés con otras políticas del estado;
- regulador individual con responsabilidad personal;
- regulador nombrado por el poder ejecutivo;
- posibilidad de apelar al ente de competencia MMC (Comisión de Fusiones y Monopolios).

Este modelo fue recientemente modificado por la fusión de los reguladores de gas y electricidad y por la referencia explícita a la prioridad a ser otorgada a los consumidores de servicios energéticos.

En forma más general, estos dos “modelos” juegan un papel clave, ya sea como referencia directa, o como medio de categorizar todos los otros modelos en cuanto a las dos variables principales: la definición de misiones regulatorias y la arquitectura institucional (entre el estado -marco legislativo y judicial-, el gobierno -fallo ejecutivo -, y las autoridades de regulación).

La incertidumbre regulatoria es una nueva preocupación. Los cambios de regulación pueden tener razones sólidas, en particular el hecho de que los reguladores, al tener menos información que los actores del mercado acerca de cuáles son los verdaderos

costos, necesitan adaptar sus regulaciones normativas al descubrir que los costos reales son más bajos de lo que habían previsto inicialmente. Sin embargo, para los actores del mercado, dichos cambios son similares a la incertidumbre regulatoria, y una mayor incertidumbre significa mayores riesgos que se reducen a mayores costos. Esta cuestión “¿quis custodiet ipsos custodes?” (“¿Debería regularse a los reguladores?”) se trató en el Foro Mundial de Regulación Energética realizado en Roma en noviembre de 2003 y tiene una importancia aún mayor en los países en desarrollo porque los riesgos percibidos generalmente son más elevados que en las economías maduras. Esta nueva preocupación acerca de la estabilidad de las regulaciones energéticas explica la propuesta del Banco Mundial de mayo de 2003, “Regulación por contrato: ¿un nuevo modo de privatizar la distribución de la electricidad?”, cuyo propósito es reducir el riesgo regulatorio en los países en desarrollo.

En este contexto, la “independencia regulatoria” debería entenderse como la ausencia de interferencia del mundo político, pero no como una carrera libre sin control. Tal como sugiriera el Banco Mundial, el concepto de un contrato “regulatorio” puede ser un buen modo de equilibrar los beneficios y riesgos de la “independencia”.

6. Opciones de diseño claves para las agencias de regulación

La tabla en la siguiente página resume los diferentes ámbitos cubiertos por la regulación, los asuntos de diseño y las opciones claves. Es un resumen del informe de la reunión “Regulación del Sector Eléctrico”, (03/09/2001 – Ciclo de conferencias patrocinadas por la Comisión Francesa de Planificación y el Directorio General para la Energía y las Materias Primas) preparado por M. Maheu.

7. ¿Regulación energética especializada o autoridades de competencia?

Si bien el problema es menos serio en los EE.UU. dado que su larga tradición de regulación ha contribuido al desarrollo de cooperación formal/informal supervisado por la ley, Europa sigue sufriendo la ausencia de dualidad entre autoridades energéticas especializadas y autoridades de mercado/competencia. La competencia es responsabilidad conjunta del Directorio General para la Competencia en la Comisión Europea y el Tribunal de Luxemburgo, pero la regulación energética existe solamente como una coordinación informal, ya sea como circuito cerrado de los reguladores europeos o entre la Comisión y los reguladores. Además, al nivel sub-nacional, todos los modelos son posibles en cuanto a compartir las competencias entre los dos casos extremos respectivos del modelo centralizado francés y la combinación alemana de niveles federal, regional (lander) y municipal.

Por lo tanto no hay una respuesta única a esta pregunta, pero pueden proponerse los siguientes elementos:

- A favor de las autoridades de competencia: una parte significativa del análisis de las reformas del mercado se relaciona con el problema del poder de mercado. Otros asuntos parecen ser de crucial importancia en las primeras etapas de la reforma del mercado pero pierden su importancia una vez que el sistema ha madurado. Es por eso que algunos expertos o países (Alemania) tienden a favorecer la opción de autoridades de mercado para controlar las redes de electricidad y gas natural y no han querido crear agencias especializadas.
- A favor de las agencias de regulación: principalmente trabajan ex-ante, mientras que las autoridades del mercado trabajan ex-post. La mayor certeza de un régimen ex-ante (hasta el punto en que hay una verdadera estabilidad regulatoria,

un enfoque hasta ahora no probado en Europa) tiene valor tanto para los clientes como para los accionistas. Otro argumento es la especificidad técnica de las redes energéticas que requieren que las autoridades tengan un alto grado de pericia⁷⁴

- En último lugar, pero no por eso menos importante, este asunto parece referirse más a la forma de la intervención pública (¿qué regulaciones ex-ante?) que la de la institución que regula⁷⁵. En particular, las autoridades de mercado existentes tienen el beneficio, por su diseño o gracias a alguna jurisprudencia establecida con el paso del tiempo, de interfaces bien definidas con los poderes ejecutivo (gobierno) y judicial del estado.

Opciones de diseño claves para las agencias de regulación (fuente: bibliografía)		
Área	Asunto de diseño	Opciones claves
<i>Misión</i>	Objetivos	Uno o varios entre: <ul style="list-style-type: none"> • protección del consumidor • protección del inversor • eficiencia económica • apoyo a la competencia
	Jurisdicción (poderes)	Poderes de regulación solo o, adicionalmente: <ul style="list-style-type: none"> • fusiones • otra ley de competencia • política sobre ingreso, inversión, privatización
	Cobertura de la industria	Una industria (ESI) o múltiples industrias
<i>Gobernanza</i>	Estructura de toma de decisiones	Regulador único o comisión Número par o impar de miembros en las comisiones Términos escalonados o no
	Nombramiento de los reguladores	Hecho por el parlamento o el gobierno Actores permitidos o no Basado en criterios de competencia profesional o no
	Salvaguardia de la independencia	Mandatos irrevocables Prohibición de conflictos de interés durante y después del mandato

⁷⁴ Además de la naturaleza específica de la electricidad o el gas natural, los argumentos a favor son el número de cuestiones técnicas que necesitan ser resueltas (definición y provisión de servicios auxiliares, identificación del poder de mercado, interfaces políticas específicas para la seguridad, diversificación de los combustibles primarios, objetivos ambientales y sociales), mucho más cuando hay conflictos entre ellos. Todas estas cuestiones tuvieron su impacto en los casos de California y Taiwan.

⁷⁵ Los argumentos de Alemania para confiar en la Bundeskartellamt (autoridad de defensa de la competencia) pueden ser de esta naturaleza, pero esto va más allá de la simple cuestión a nivel nacional debido a la necesidad de asegurar también la coherencia a nivel transnacional, por ejemplo dentro de la UE o dentro de los estados federales tales como Australia (donde sigue siendo un problema), Canadá, o los EE.UU. (donde, desde fines de julio de 2002, el asunto ha estado bajo una regulación propuesta por la FERC).

		Financiación estable
<i>Actividades de regulación</i>	Funciones	Una o varias entre: <ul style="list-style-type: none"> • regulación de monopolios • tarifas a los usuarios finales y estándares de calidad • control • solución de disputas • rol de consejero del gobierno
	Procesos y apelaciones	Proceso basado en: <ul style="list-style-type: none"> • creación de reglas • negociación entre los actores • control y acción correctora • reglas para promover la transparencia de la toma de decisiones tales como audiencias y publicación de las decisiones • designación o no de un cuerpo independiente de apelación • motivos de apelación restringidos a las quejas sobre procesos indebidos o no
	Coordinación con otras autoridades	Mecanismos formales o informales para consulta y remisión a la comisión
<i>Recursos, gestión y control externo</i>	Financiación	Afectados o no Del presupuesto estatal o del sector Tamaño Estabilidad del horizonte temporal
	Recursos humanos	Salarios a niveles de mercado o sujetos a reglas de la administración pública Competencia y especialización del personal Uso de recursos externos
	Dependencia y auditoría	Dependencia del parlamento, ministerio del área, otro ministerio Auditorías externas
<i>Asuntos de transición</i>	Estrategia de arranque	Coordinación: establecimiento antes o después de las reformas Inicialmente, personal en comisión de servicio provenientes del sector o del ministerio permitido o no

8. Sector “downstream”

Este es el sector cercano a los usuarios finales; incluye la “distribución”, es decir la parte de componente físico o “hardware” del negocio downstream (redes de bajo voltaje y baja presión que alimentan a los “pequeños” consumidores residenciales y comerciales). El párrafo siguiente trata de la parte comercial o “software” del downstream (oferta minorista, medición asociada y servicios de facturación a los pequeños consumidores). La energía distribuida para los clientes de las redes de distribución aún no es un asunto urgente. Ya no existe para el gas natural dado que el gas natural ha reemplazado al gas ciudad. Sin embargo, se podría convertir en una preocupación para la distribución de electricidad cuando la PCCE pequeña o la tri-generación (que provee energía, calor y frío) o las celdas de combustible estén disponibles para los sectores residenciales comerciales

Los grandes consumidores industriales están alimentados directamente por la red de alto voltaje, respectivamente de alta presión, convirtiendo así a las compañías de distribución en un “gran” usuario específico (debido a su mercado cautivo) directamente conectado a la red de transmisión de alto voltaje o de transporte de alta presión siempre y cuando el suministro de sus clientes permanezca bajo su responsabilidad.

Un asunto clave es la definición de la línea divisoria entre la transmisión de alto voltaje (respectivamente transporte de alta presión) y distribución de bajo voltaje (respectivamente baja presión). Dicha línea divisoria no existe en ciertos mercados (por ejemplo, Transco en el Reino Unido maneja la totalidad de la red de gas) y cuando existe, puede incluir varios parámetros de diferenciación a fin de dividir entre los clientes “mayoristas” y los clientes “cautivos” o entre los clientes cautivos para crear varias compañías locales de distribución independientes (LDC):

- voltaje (digamos por encima de 130 kV)
- consumos anuales (digamos, superiores a 100 MWh)
- cantidad de clientes dentro de una compañía local de distribución (ver a continuación)
- extensión cubierta por una sola LDC;
- pero también algunos otros parámetros tales como la densidad⁷⁶

A fin de lograr una coherencia interna, este informe supondrá que la transmisión y distribución están claramente separadas y que la distribución en sí misma está dividida en entidades menores llamadas compañías “locales” de distribución (LDC). El significado de “local” va de “nacional” (UK TRANSCO para gas natural aunque la creación de entidades regionales está en discusión) o “regional” (compañías regionales de electricidad del Reino Unido) con, digamos, cinco millones de clientes o más, a las realmente “locales” (grupo de pequeñas municipalidades o grandes ciudades o partes de ciudades muy grandes), con, digamos, unos pocos cientos de miles de clientes como máximo)

9. Oferta

Mientras el “upstream”, el “midstream”, y el “downstream” están asociados con una parte física del sistema energético, la oferta es un concepto que atraviesa estos tres sectores y los reúne. La oferta es no sólo un concepto global, sino que también comienza en los usuarios finales, es decir la demanda para la provisión del servicio energético adecuado en el momento adecuado antes de convertirse en lo que generalmente se conoce como “oferta”, es decir la provisión de electricidad o gas natural por parte del sector upstream.

⁷⁶ Los monopolios geográficos pequeños pueden causar serias reacciones NIMBY (del inglés “no en mi patio trasero”, en oposición a los supuestos riesgos que supone la instalación en su entorno inmediato de ciertas actividades o instalaciones que son percibidas como peligrosas). En el caso de Japón, las prefecturas de Niigata y Fukushima pertenecen a Tohoku Electric Power, pero son las principales fuentes de energía de TEPCO gracias a tres centrales nucleares ubicadas en estas dos prefecturas. De ahí viene la queja de que la energía generada en su territorio es enviada a Tokio y no beneficia a la región. Del mismo modo, si se dividiera la distribución de TEPCO en LDC más pequeñas, los residentes dentro de un área de monopolio de una LDC podrían quejarse de que su suministro se origina en otras regiones. Por ejemplo, la prefectura de Chiba, donde se ubican alrededor del 60% de las instalaciones de generación térmica de TEPCO, podría hacer el mismo reclamo mientras que, a la inversa, algunas prefecturas suburbanas podrían quejarse por la ubicación de líneas de transmisión.

En las antiguas empresas de servicios públicos integradas, la “oferta” no era identificada como tal porque estaba totalmente integrada a la gestión de los tres sectores. En un sistema abierto a la competencia y parcial o totalmente desagregado, se convierte en el asunto clave que a su vez tendrá influencia sobre la gestión de los tres enlaces físicos.

ANEXO D

FINALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO EUROPEO INTERNO: LOS PASOS FALTANTES

Declaración del Consejo de Reguladores de Energía Europeos en Roma, 6 de octubre de 2003

1. En los viejos tiempos de los monopolios nacionales, las empresas de servicios públicos de energía estaban bajo el “control y dirección” de los gobiernos. Los costos y beneficios de este enfoque eran soportados por los consumidores y las empresas de servicios públicos según los criterios nacionales. El comercio transfronterizo de energía estaba limitado a las transacciones mayoristas entre las empresas de servicios públicos preexistentes, se toleraban los subsidios cruzados entre los diferentes grupos de consumidores nacionales, algunas empresas de servicios públicos estaban subsidiadas mientras que otras no recibían suficiente remuneración. Dado que no había competencia entre las empresas de servicios públicos y los consumidores no tenían opción, las decisiones nacionales no tenían ningún impacto directo sobre las empresas de servicios públicos o los consumidores en otros países.
2. Las directivas 96/92/CE (electricidad) y 98/30/CE (gas natural) establecieron la base legal para el Mercado Energético Interno. Millones de consumidores que reúnen los requisitos necesarios ya gozan de la libertad de elegir su proveedor de electricidad o gas natural en cualquier Estado Miembro de la Unión Europea. Los emprendimientos energéticos tienen la libertad de comerciar e invertir en todos los Estados Miembros. Esto significa que los sistemas energéticos nacionales ahora están abiertos. Las decisiones políticas, legislativas o regulatorias relacionadas con la inversión energética y los marcos de comercio en un Estado Miembro tienen un potencial impacto sobre todos los Estados Miembros. Las decisiones de adquisición, inversión o negociación por parte de un emprendimiento energético tienen un potencial impacto sobre todos los mercados energéticos de la Unión Europea. Sin embargo, el Mercado Energético Interno sigue estando lejos de ser una realidad.
3. El Mercado Energético Interno provee nuevas oportunidades a los consumidores de energía y a los emprendimientos energéticos. Tiene el potencial de incrementar la eficiencia económica y técnica, al igual que la seguridad de suministro, asegurando así el bienestar europeo y la competitividad de la industria europea. También puede ser una importante herramienta para reforzar los lazos políticos y económicos con Europa del Este y los países Mediterráneos del sur, contribuyendo así a la estabilidad y el desarrollo en estas áreas.
4. Si el Mercado Energético Interno no está correctamente organizado, y si la creciente interacción entre las decisiones políticas, económicas e institucionales no es debidamente tomada en cuenta, puede engendrar ineficiencias, que llevan a altos precios de la energía y mala calidad del servicio e incluso pone en peligro la seguridad del suministro.
5. La conclusión del Mercado Energético Interno es un proceso complejo y relativamente lento. Está muy influido por las diferentes velocidades de los desarrollos legales, institucionales e industriales de las naciones. La etapa actual del Mercado Energético Interno es crítica. Es tarea de los reguladores energéticos el señalar las dificultades actuales y sugerir soluciones apropiadas que conduzcan a mercados energéticos justos, eficientes, seguros e integrados en la Unión Europea.
6. Los cinco factores principales que dificultan el rápido desarrollo de un mercado energético único pueden agruparse en las siguientes categorías:

- a) Falta de capacidad de transmisión (en particular, capacidad de interconexión transfronteriza).
- b) Falta de transparencia en las condiciones de acceso a la red (incluyendo tarifas de acceso a la red y manejo de la congestión).
- c) Falta de transparencia en la operación técnica de los sistemas interconectados.
- d) Falta de mercados energéticos organizados fuertes, profundos y líquidos en la mayoría de las áreas geográficas.
- e) Falta de transparencia y predictibilidad en cuanto a las reglas aplicadas a la aprobación o rechazo de las fusiones y adquisiciones en el campo energético.

7. La capacidad de transmisión, en particular la capacidad de interconexión transfronteriza, es esencial para el desarrollo de eficiente comercio energético y para una creciente seguridad de suministro. Si bien hay en construcción algunas nuevas interconexiones y el Consejo Europeo solicitó que la capacidad de interconexión de electricidad aumente substancialmente para el año 2005 (hasta, al menos, 10% de la capacidad de producción instalada en cada Estado Miembro), aún hay cinco problemas principales:

- a) Los procedimientos administrativos son demasiado prolongados y a veces propensos a la interferencia política, lo que conduce a retrasos irrazonables e incluso, en algunos casos, a la cancelación de los proyectos.
- b) La asignación de la capacidad de interconexión a contratos a largo plazo entre las empresas de servicios públicos reduce la capacidad comercial disponible en algunas áreas.
- c) Las empresas de servicios públicos integradas verticalmente generalmente no tienen interés en el desarrollo de nuevas interconexiones.
- d) Los regímenes especiales aplicados a la construcción, funcionamiento y uso de las líneas comerciales puede reducir la capacidad comercial disponible para los usuarios de la red en general y desalentar la expansión de las redes públicas.
- e) Es necesario cierto grado de coordinación entre aquellos responsables de la planificación y construcción de la red de transmisión si es que se deben evitar las soluciones tipo "parche".

Las recientes iniciativas de la Comisión Europea relacionadas con la infraestructura energética reconocen algunas de estas dificultades y llevarán a soluciones adecuadas.

Se necesita con urgencia un mapa claro e integrado de las capacidades de transmisión disponibles y en construcción en Europa, tanto para la electricidad como para el gas natural.

8. Las redes de transmisión no se desarrollaron a fin de brindar soporte a un comercio eficiente. Las redes de distribución no se desarrollaron a fin de brindar soporte a la integración eficiente de la generación descentralizada en el sistema eléctrico. Por lo tanto, la planificación de la red – y no solo la planificación de la interconexión – debe adaptarse a los nuevos requisitos, a fin de asegurar la calidad y la seguridad de suministro bajo nuevas condiciones ambientales y de mercado.

9. Se debe mejorar la transparencia en las condiciones de acceso a la red a fin de asegurar un tratamiento justo de todos los usuarios de la red, independientemente de su tamaño, nacionalidad, arreglos contractuales o propiedad.

La confianza en la independencia y el comportamiento no discriminatorio de los Operadores de los Sistemas de Transmisión (FSOS) se fortalece por su separación completa de cualquier otro interés en generación, comercio o suministro. La separación de la propiedad, aunque ha sido introducida en una cantidad creciente de Estados Miembros, aún no ha sido aplicada completamente. Esta situación es particularmente preocupante en aquellos países donde aún no se han nombrado los reguladores energéticos independientes (Alemania y aún más Suiza).

A fin de asegurar la no discriminación, las tarifas de acceso a la red deben reflejar completamente los costos. Los subsidios cruzados entre las diferentes actividades (por ejemplo, transmisión y generación en emprendimientos integrados verticalmente) o entre diferentes grupos de consumidores (por ejemplo, bajo voltaje y alto voltaje) tienen como resultado distorsiones perjudiciales de la competencia.

La reciente Regulación (CE) N° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las condiciones de acceso a la red para intercambios transfronterizos establece principios básicos en cuanto a fijación de tarifas y asignación de capacidad. Las autoridades de regulación y la Comisión Europea cooperarán a fin de asegurar un adecuado cumplimiento de la regulación y la total transparencia.

En consecuencia, a partir del año 2004, el acceso a las redes de electricidad será más transparente en toda Europa. Se necesita una regulación similar para el gas natural.

10. La transparencia del acceso a la red y la eficiencia de las operaciones de la red está mejor asegurada cuando el TSO también es el propietario de todos los activos de transmisión pertinentes.

11. La coordinación técnica entre los TSO es esencial para el funcionamiento adecuado de los sistemas interconectados de electricidad y gas natural. La falta de coordinación tiene dos desventajas principales – puede:

- Hacer peligrar la confiabilidad y la seguridad de los sistemas interconectados;
- Limitar la libertad comercial de los usuarios de la red más allá de niveles estrictamente necesarios.

Las reglas técnicas, los procedimientos y los criterios que rigen el funcionamiento de los grandes sistemas energéticos interconectados de la UE deben ser adaptados y vueltos a redactar, teniendo en cuenta la complejidad resultante de la creciente cantidad y diversidad de transacciones comerciales que tienen lugar hoy en día. Deberán ser preparados por el TSO, aprobados por los reguladores (dado que pueden tener un impacto sobre los costos y la competencia) después de una amplia consulta de todos los actores y luego ser publicados; los procedimientos de revisión deberán ser transparentes y conocidos por adelantado.

En respuesta a la solicitud del CEER realizada en el Foro de Regulación Eléctrica en febrero de 2002, las asociaciones de TSO europeas están trabajando hacia la definición de un conjunto abarcador de estándares de seguridad y confiabilidad comunes. Los TSOS de gas natural deberían desarrollar esfuerzos similares.

12. El cumplimiento paso a paso del Mercado Energético Interno requiere la creciente convergencia de los mercados regionales. Sin embargo, en algunas regiones aún no existen los mercados energéticos organizados y en otras regiones los mercados existentes no son lo suficientemente fuertes, profundos y líquidos. El diseño y la implementación de los mercados energéticos eficientes (electricidad y gas) en Europa debería ser una prioridad. Los mercados con buen funcionamiento también deben

proveer instrumentos de manejo de riesgo adecuados: en un entorno de mercado, la integración vertical no es necesariamente el mecanismo más eficiente.

13. Pasar de los monopolios nacionales a los mercados de gas y electricidad de la UE requiere realizar importantes ajustes a la presente estructura del sector energético. Los mercados energéticos de la UE no pueden funcionar adecuadamente sin una cantidad razonable de emprendimientos energéticos que vendan sus productos y servicios en varios Estados Miembros. La reestructuración del sector energético traerá más innovación y más eficiencia a los mercados energéticos. Por lo tanto es importante que los gobiernos nacionales y las autoridades de competencia cooperen entre sí y con la Comisión Europea a fin de implementar una política coherente relacionada con la aprobación de las fusiones y adquisiciones, al igual que la evaluación del poder de mercado. Los reguladores energéticos han señalado su deseo de cooperar hacia este objetivo en común.

14. Las recientes Directivas 2003/54/CE (electricidad) y 2003/55/CE (gas natural) proveen un marco claro para completar el Mercado Energético Interno. El camino a seguir fue definido conjuntamente por el Parlamento Europeo y por el Consejo.

El CEER trabajará con la Comisión Europea, cooperando de cerca con todos los actores pertinentes, a fin de asegurar que el Mercado Energético Interno, mediante regulación adecuada, satisfaga las expectativas de los consumidores en cuanto a precio, calidad y seguridad de suministro.

15. Los incidentes recientes y no relacionados que afectaron a muchos consumidores de electricidad en Europa pueden ser la consecuencia de algunos factores descriptos anteriormente que obstaculizan el desarrollo de un mercado energético único. No son consecuencia de la liberalización e integración del mercado eléctrico europeo. Estos problemas han sido identificados, al igual que sus respectivas soluciones.

Algunas personas creen que los Mercados Energéticos Internos magnifican los riesgos y reducen las oportunidades. El CEER cree lo contrario. Por lo tanto, tratarán de completar el Mercado Energético Interno tan pronto como sea posible, según el mandato que nos ha sido dado por los Estados Miembros, el Parlamento Europeo y el Consejo. El CEER está trabajando para completar el Mercado Energético Interno para asegurar que los consumidores europeos obtengan todos los beneficios de los mercados liberalizados al igual que suministros de energía seguros.