

Electricidad

América Latina ha sido la región líder en la reforma del sector eléctrico. En los años ochenta, Chile fue el primer país en introducir reformas integrales con el objeto de abrir el sector a la participación privada y la competencia. En los años noventa, América Latina tenía la mayor cantidad de proyectos de electricidad privados entre todos los países en desarrollo: según el Banco Mundial (2000), de una inversión total de US\$193.000 millones en el mundo en desarrollo, 74.000 millones se invirtieron en América Latina. Brasil, Argentina y Colombia se encuentran entre los diez primeros países en desarrollo de todo el mundo en inversión privada en el sector eléctrico, con US\$29.000 millones, 12.000 millones y casi US\$6.000 millones, respectivamente. Chile, Argentina, Brasil, Panamá y Colombia figuran entre los líderes en inversión per cápita (gráfico 12.1).

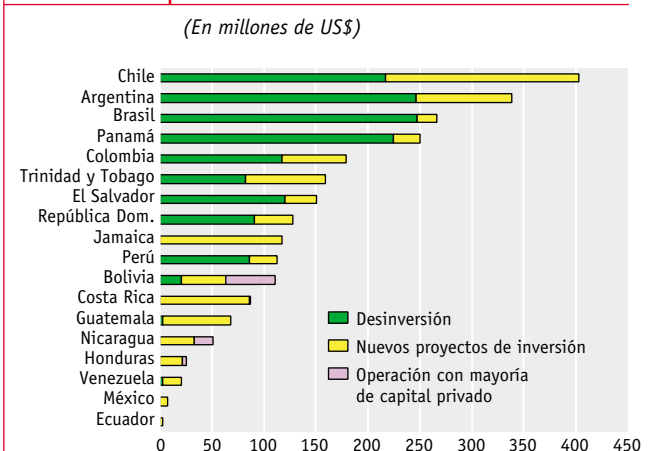
El proceso de reforma de los sectores eléctricos se ha producido en etapas y todavía no ha llegado a todos los países de la región. El ejemplo de Chile fue seguido por Argentina a principios de los años noventa y poco después por Bolivia y Perú. A mediados de los años noventa las reformas ya se habían extendido a Brasil y Colombia y, más recientemente, a varios países centroamericanos, tendencia que en algún momento podría derivar hacia la completa integración física y regulatoria de sus sectores eléctricos. Los principales ausentes en el proceso de reforma del sector eléctrico han sido México y Venezuela, donde la transferencia de los activos eléctricos al sector privado ha sido pequeña y las reformas verdaderamente escasas.

Los esfuerzos de reforma deben considerarse contra el telón de fondo de los fracasos del antiguo régimen. La falta de incentivos para la eficiencia y los niveles de tarifas que no reflejaban los costos reales provocaron un rendimiento general deficiente de las empresas

estatales, que acumularon un enorme déficit financiero. La falta de incentivos adecuados se relacionaba en gran medida con el abuso político de las empresas de servicios públicos. Se permitió que los grupos rentistas acapararan el sector y pervirtieran su objetivo. Las consecuencias fueron subsidios generalizados y mal orientados, la expansión ineficiente e insuficiente del sector y su utilización como especie de agencia de empleo susceptible de corrupción.

La reforma del sector eléctrico ha producido varios resultados positivos. En los sectores reformados, la capacidad de generación ha aumentado significativamente, con la excepción de Brasil, donde se ha demorado la iniciación de actividades totalmente nuevas. Entre 1990 y 1999 el sector privado invirtió US\$16.000 millones en nueva capacidad y al final del período las amenazas de cortes del suministro eléctrico se habían reducido en

Gráfico 12.1 Inversión privada en la industria eléctrica, 1990-1999



Fuente: World Bank (2001).

casi todos los países. La mayoría de las empresas distribuidoras privatizadas aumentaron sustancialmente su eficiencia mediante la eliminación de las pérdidas técnicas y no técnicas, reduciendo el exceso de personal y ofreciendo a la vez un servicio de mejor calidad. Los chilenos fueron los primeros en mejorar la eficiencia de sus empresas privatizadas y luego aprovecharon esta experiencia para participar en la privatización de muchas empresas de distribución en Argentina, Brasil, Perú y Colombia. Por ejemplo, CODENSA, la distribuidora privatizada de Bogotá, disminuyó sus pérdidas a casi la mitad, de 24% a 12,5%, aumentó la cantidad de clientes por empleado de 800 a 1.900 y redujo la frecuencia de apagones y el tiempo promedio de cortes de suministro en más de 30% en solo dos años y medio. Las pérdidas en distribución en las empresas de servicios argentinas y chilenas son aún menores, de entre 5% y 10%.

Los precios al por mayor también han disminuido en los países donde se ha introducido la competencia, hasta 30% en Argentina y 20% en Colombia. Los subsidios cruzados de clientes no residenciales a clientes residenciales han sido parcial o totalmente desmantelados en muchos países.

A pesar de estos resultados, existe una creciente inquietud debido a varias consecuencias no deseadas de la reforma:

- Si bien han ingresado al mercado nuevos inversionistas, no han sido muchos. La competencia es generalmente limitada y se ve obstaculizada por la concentración.
- Los principales beneficiarios de la reducción de precios han sido los grandes consumidores y en algunos países los precios aún son elevados. No se observa una expansión significativa de la cobertura del servicio y el abastecimiento de segmentos poco rentables continúa siendo un problema.
- La seguridad del suministro parece haber mejorado como resultado de las reformas, pero los apagones ocurridos en Chile en 1998 y 1999 y en el Brasil en el 2001 han puesto en duda la suficiencia de los incentivos introducidos por la reforma.
- Las empresas estatales siguen siendo importantes en algunos países, soportan la carga de los programas y prioridades sociales y algunas continúan siendo vehículos para la transferencia de rentas a ciertos grupos de interés. Algunas empresas estatales, en lugar de reducir su participación, la han aumentado.

- El sistema regulador no siempre ha evolucionado hacia una mayor transparencia, simplicidad o certidumbre. Los organismos reguladores, los gobiernos y los legisladores con frecuencia entran en conflicto por la jurisdicción, la interpretación o la implementación de las reformas.

- La falta de competencia y las deficiencias en los organismos reguladores han contribuido a la transferencia de rentas al sector privado.

Por tanto, a pesar de los sustanciales avances, existen problemas importantes que a largo plazo amenazan el curso y la sostenibilidad de las reformas. Este capítulo especifica y analiza los principales problemas en el diseño e implementación de la reforma regulatoria en los sectores eléctricos de América Latina.

Limitaciones de la liberalización de los sectores eléctricos

La reciente ola de reforma de los sectores energéticos de América Latina ha sido motivada mayormente por la necesidad de aliviar a los gobiernos de la pesada carga impuesta por las empresas estatales y evitar que siga deteriorándose el servicio. Según el nuevo paradigma, la atracción de nuevos inversionistas del sector privado reduciría la carga financiera con un mínimo de intervención regulatoria, reclutando fuerzas de mercado para lograr la eficiencia en los segmentos competitivos del mercado. Para fomentar la competencia y la eficiencia y proteger al consumidor se establecería un nuevo marco de incentivos e incluso nuevas instituciones reguladoras. Por último, las consideraciones sociales se atenderían mediante la utilización de instrumentos sin distorsiones y debidamente orientados.

En la práctica, ha quedado demostrada la dificultad que supone poner en efecto dichas reformas. El proceso de privatización ha comenzado en la mayoría de los países de la región, pero grandes segmentos de la industria siguen siendo propiedad del Estado. Además, no siempre se han separado las actividades y la estructura del mercado permanece integrada en muchos países. En la mayoría de los casos, la competencia está limitada a las grandes cargas, pero a nivel minorista parece muy lejana. En muchos países, el nuevo marco regulatorio no ha sido implementado del todo y tampoco se han creado las instituciones regulatorias apropiadas. Las dificultades son básicamente técnicas e institucionales.

Características técnicas de la industria eléctrica¹

Durante casi un siglo, se ha pensado que el sector energético es un monopolio “natural”, en el que el suministro eficiente requiere un monopolio regulado, público o privado. Históricamente, la mayoría de las empresas de servicios públicos han cumplido sus obligaciones ofreciendo las cuatro funciones primarias del suministro de electricidad: generación, transmisión, distribución y comercialización.

La generación es la producción de electricidad utilizando diferentes tecnologías. La transmisión de electricidad requiere el uso de una red de cables, transformadores y subestaciones para distribuir la electricidad desde los centros de generación y distribución. Las plantas generadoras deben integrarse en una red sincronizada de forma que mediante la programación y el nivel de despacho de las plantas generadoras se equilibre la demanda y la oferta (en tiempo real) y puedan manejarse las fallas de los equipos y las limitaciones de la red. Por último, la distribución y la comercialización proveen electricidad de un voltaje relativamente bajo para uso del consumidor. La distribución requiere cables y transformadores para llegar a los consumidores, mientras que la comercialización implica realizar mediciones, facturaciones y arreglos necesarios para que los generadores provean la energía, así como prestar otros servicios relacionados con la gestión de la demanda. En general, la distribución y la comercialización se consideran funciones integradas.

Debido a la reducción de la escala óptima de las plantas generadoras,² en la actualidad se acepta la viabilidad de la competencia en la generación de electricidad. Los cambios tecnológicos junto con los ideológicos han dado lugar a la participación privada y la desregulación en todo el mundo. En consecuencia, los reguladores de muchos países desarrollados y en desarrollo han puesto en práctica reformas orientadas a mejorar los incentivos para la administración eficiente de las empresas de servicios eléctricos. En general, estas reformas estructurales y regulatorias siguen el modelo básico aplicado a otras industrias de red. Los segmentos potencialmente competitivos (generación) están siendo separados estructural o funcionalmente de los segmentos monopólicos naturales (transmisión y distribución). Los precios del segmento competitivo han sido desregulados y los servicios ofrecidos por el segmento monopólico se han separado de la oferta de servi-

cios competitivos. Los precios en el segmento monopólico están determinados por regulaciones que ofrecen incentivos y es obligatorio el acceso no discriminatorio a las instalaciones “esenciales” de la red.

Si bien el marco regulatorio básico es sencillo, varios aspectos clave de la oferta y la demanda de electricidad deben tenerse en cuenta al considerar la oportunidad y la forma de introducir la competencia:

- El costo de almacenar la electricidad es extremadamente alto, por lo que debe existir un continuo equilibrio entre la generación y el consumo en tiempo real. Esta tarea se ve dificultada por la gran variación de la demanda de electricidad a diferentes horas del día. Las redes de energía eléctrica no son conmutables como las redes telefónicas, en las que un proveedor puede hacer una entrega física de un punto a otro sin afectar a toda la red. Debido a la propiedad de transmisión, un desequilibrio entre la oferta y la demanda en cualquier lugar de la red de electricidad puede amenazar la estabilidad de toda la red. Por lo tanto, un sistema de transmisión no es simplemente una red de transporte, sino también un complejo sistema de coordinación, donde la eficiente administración de la red requiere una completa coordinación de todos los generadores y consumidores del sistema. Además, la medición exacta y la determinación de las obligaciones financieras del consumidor y el generador no son nada fáciles en un mercado de electricidad competitivo.

- En general, el suministro de electricidad enfrenta limitaciones durante las horas de mayor consumo. Las unidades generadoras tienen grandes restricciones de capacidad que hacen subir el costo marginal cuando el nivel de producción se acerca a la capacidad máxima de la planta. En la actualidad, la demanda de electricidad es casi totalmente inelástica a corto plazo. Prácticamente, ningún consumidor final de electricidad cuenta con la tecnología para observar, y menos aún para responder a los precios en tiempo real que reflejan el costo —que varía según la hora— de obtener electricidad a nivel mayorista (el costo del generador). Por lo tanto, para lograr un continuo equilibrio de oferta y demanda poco o nada puede lograr el lado de la demanda, a menos que el operador de la red corte el consumo a la fuerza.

¹ Esta sección se basa en Blumstein (2000), Borenstein y Bushnell (2000) y Joskow (1997).

² La innovación en la tecnología de generación de ciclo combinado reduce la escala mínima eficiente de las nuevas plantas generadoras.

Debido a que el almacenamiento de la electricidad es extremadamente costoso y no pueden infringirse las limitaciones de capacidad de producción de una planta durante largos períodos sin ponerla en peligro, existen importantes limitaciones a la cantidad máxima de electricidad que puede suministrarse en determinado momento. La combinación de esta oferta inelástica a corto plazo (en las horas de mayor consumo) y la demanda, también inelástica a corto plazo, torna extremadamente volátiles los precios a corto plazo en el mercado eléctrico mayorista. Esta situación se ve agravada si los mercados no son totalmente competitivos. Como muestran muchos estudios,³ las condiciones de oferta restringida en los mercados de electricidad colocan a los vendedores en una buena posición para usar su poder de mercado, elevando los precios por encima del nivel al que el mercado se equilibraría en condiciones competitivas.

Estas características inherentes de la industria eléctrica suscitan muchos problemas que todo modelo regulador debe tener en cuenta. Entre los más importantes se encuentran la necesidad de controlar y prevenir el poder monopólico en el mercado mayorista y mantener el libre acceso a los servicios esenciales, así como las complicaciones y concesiones recíprocas que surgen de la necesidad de mantener simultáneamente la confiabilidad y la seguridad del suministro, al mismo tiempo que la volatilidad de los precios se restringe a límites razonables.

Dotación institucional de los países

Como señala Joskow (2000b) refiriéndose a los Estados Unidos, la política antimonopólica debe diseñarse teniendo en cuenta las organizaciones o instituciones que estarán a cargo de garantizar su cumplimiento. Este consejo es aun más pertinente en el caso de los países de América Latina, donde instituciones que se dan por sentadas en otras regiones —como el estado de derecho, los derechos de propiedad claros y aceptados, el sistema judicial independiente y competente, los mecanismos para la resolución pacífica de controversias, la exigibilidad contractual, la calidad de las burocracias públicas y organismos de competencia— o faltan o solo están comenzando a desempeñar sus funciones.

Aunque los puntos de partida y los objetivos fueron bastante diferentes, las reformas del sector energético en América Latina siguieron aproximadamente las mis-

mas orientaciones que en los países pioneros de la OCDE. Que el enfoque adoptado debió tener en cuenta el contexto particular de los países respectivos parece no haber merecido suficiente atención por parte de las autoridades de América Latina. En efecto, los esfuerzos reformistas parecen haberse basado en consideraciones ideológicas que daban por cierto que se podía confiar al mercado la solución de los problemas. Un enfoque más cauteloso habría tenido en cuenta que, si bien algunos elementos básicos son esenciales, no existe un modelo universal y que el éxito de la reforma del sector depende del marco institucional y del momento en que se implementa. A menos que esos elementos tácitos o implícitos sean reproducidos o reemplazados por versiones locales, y a menos que las reformas sean coherentes en toda la economía, la transferencia de un modelo fuera de contexto implica un considerable riesgo. Si bien los modelos, las prácticas adecuadas y las normas y códigos internacionales pueden resultar útiles para algunos aspectos técnicos muy específicos, el desarrollo institucional a gran escala requiere todo un proceso de estudio de las necesidades y capacidades locales.

Es obvio que las ineficiencias del entorno regulatorio no son inevitables. Tales ineficiencias podrían en principio superarse mediante regulaciones coherentes, junto con instituciones reguladoras con incentivos claros y recursos suficientes. En la práctica, sin embargo, este tipo de problemas no son fáciles de resolver en un país con un entorno judicial débil o una tradición de interferencias políticas en la toma de decisiones judiciales. Además, la falta de conocimientos especializados y de experiencia reguladora podría limitar seriamente las posibilidades de lograr una reforma sostenible en el mercado de la electricidad.

Limitaciones a la reforma del sector energético en América Latina

Las reformas sostenibles del sector energético en América Latina deben abordar al menos cinco aspectos técnicos e institucionales importantes: la separación de las funciones del Estado y la secuencia de implementación de las reformas; el logro de una competencia via-

³ Véanse Wolfram (1999) para el caso de Inglaterra, Borenstein, Bushnell y Wolak (2000) para California y Wolak (1997) para Noruega, Australia y Nueva Zelandia.

ble en los segmentos competitivos del mercado; la regulación de los segmentos no competitivos; la suficiencia de los precios, los subsidios y los incentivos para las inversiones a largo plazo; y la estructura de los entes reguladores.

La separación de las funciones del Estado y la secuencia de las reformas

El cuadro 12.1 muestra que América Latina aún tiene un largo camino por recorrer para completar la privatización del sector eléctrico. En la mayoría de los países, el Estado todavía controla una considerable porción de los segmentos de generación, transmisión y distribución. En estas circunstancias, pueden surgir conflictos de intereses dentro del mismo gobierno, porque el Estado asume diferentes funciones con respecto a la industria de la electricidad que varían entre legislador y regulador, propietario y comprador de la electricidad. La multiplicidad de funciones puede causar conflictos de intereses y debilitar el poder regulador. Para que la gestión pública sea eficiente, es necesario separar las diferentes funciones y contar con normas claras que definan los derechos y responsabilidades de los distintos organismos, en particular para el manejo de conflictos entre los diferentes intereses del gobierno y entre estos intereses y los de los ciudadanos o las organizaciones no gubernamentales.

Si bien la separación de las funciones del Estado era casi un axioma entre los reformadores, la experiencia sugiere que esto no ha sido fácil de lograr en América Latina. Aún existen zonas grises entre la formulación de políticas y la regulación. Ello es evidente, por ejemplo, en la continua lucha que se observa en Colombia entre el regulador y el Ministerio de Energía respecto de la liberalización del mercado de gas natural, y en El Salvador, donde la responsabilidad de las políticas relacionadas con la energía no ha sido claramente definida o atribuida a una institución en particular. Además, la falta de independencia de los entes reguladores parece constituir un problema en todos los países de la región. Por ejemplo, en Guatemala el regulador depende directamente del Ministerio de Energía, mientras que en Colombia una organización con un nivel aparentemente alto de politización desempeña las funciones de supervisión y vigilancia. En consecuencia, el equilibrio requerido entre el compromiso regulatorio y la flexibilidad ha sido difícil de lograr.

Cuadro 12.1 Participación del sector privado en la industria eléctrica

(porcentajes)

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	60	100	70
Bolivia	90	90	90
Brasil	30	10	60
Chile	90	90	90
Colombia	70	10	50
Costa Rica	10	0	10
Ecuador	20	0	30
El Salvador	40	0	100
Guatemala	50	0	100
Jamaica	20	0	0
México	10	0	0
Paraguay	0	0	0
Perú	60	20	80
República Dominicana	60	0	50
Trinidad y Tobago	40	0	0
Uruguay	0	0	0
Venezuela	20	10	40

Fuente: Espinasa (2001).

Las reformas actuales han sido el resultado de las negociaciones entre las partes interesadas que requerían una compensación. Los reformistas tenían razón al suponer que los perdedores se opondrían a las reformas, no solo porque serían perdedores sino porque una compensación los convertiría en ganadores. El problema es que, probablemente, los privilegios, los subsidios y las diversas actividades de captación de rentas derivadas de compensaciones han creado un interés en paralizar la reforma, impidiendo que sus beneficios se extiendan a quienes más lo necesitan.

Antes de la reforma, la mayoría de las empresas de servicios públicos de América Latina eran empresas estatales integradas verticalmente. Por esta causa, los reformadores se ahorraron los debates sobre los costos encallados (*stranded costs*) que acosaron el proceso de liberalización en los Estados Unidos y Europa. No obstante, la secuencia en la ejecución de las reformas puede a su vez crear sus propios costos encallados condicionando el desempeño del sector después de la reforma. La secuencia de reformas predicada por la literatura sobre el tema comienza con el establecimiento de un sólido marco regulatorio, continúa con la reestructuración de los activos públicos y la organización de los mercados y finaliza con la privatización, comenzando con el

segmento de distribución. Esta secuencia tiene muchas ventajas: permite al sector desarrollar la estructura deseada, facilita la privatización proporcionando señales claras a los inversionistas, garantiza la existencia de compradores financieramente sólidos en los mercados mayoristas y evita la presencia de empresas estatales compitiendo con empresas privadas. Lamentablemente, la oportunidad de introducir la reforma es generalmente muy breve, lo que obliga a los gobiernos a apartarse de esa secuencia ideal.

En consecuencia, la falta de recursos para invertir en generación de electricidad ha obligado a muchos países centroamericanos y caribeños a participar en costosas operaciones de tipo construcción-propiedad-operación o construcción-operación-transferencia antes de comenzar las reformas necesarias. Esto puso la carga de los contratos de adquisición de energía sobre empresas estatales financieramente débiles. La falta de un marco regulatorio claro y la urgencia de estas operaciones permitieron a los productores de energía independientes obtener elevadas ganancias e imponer condiciones inflexibles, como contratos firmes de compra (sin derecho de rescisión) que agudizaron los problemas financieros de las empresas estatales. Además, muchos contratos de adquisición de energía concedidos antes de la reforma han sido acusados de corrupción.

Como parte del acuerdo de reforma en Colombia, la mayoría de las empresas distribuidoras no se privatizaron y permanecieron sujetas a los incentivos y la influencia política del antiguo régimen. En consecuencia, estas empresas continuaron presentando elevadas ineficiencias: por ejemplo, se factura solamente 70% de la energía debido a las pérdidas físicas, robos, falta de medición y prácticas deficientes de facturación. Además, muchas de estas empresas abastecen mercados rurales y de bajos ingresos con limitada capacidad de pago y altos costos de distribución que los hacen dependientes de los subsidios inseguros del gobierno central.

En Brasil, el proceso de reforma comenzó con la privatización de las empresas de distribución, lo cual fue acertado, pero se demoró demasiado en completar el marco regulatorio y establecer el mercado energético mayorista. Este retraso, sumado a otras incertidumbres, ha sido una de las principales causas de la actual falta de interés para invertir en proyectos nuevos de generación en el mercado eléctrico brasileño.

El logro de una competencia que funcione

En la mayoría de los países latinoamericanos, el establecimiento de mercados competitivos para la electricidad se ha convertido en una tarea más difícil de lo que se esperaba. Además de los muchos problemas de implementación que han acosado a los mercados de los países desarrollados, América Latina enfrenta sus propias dificultades. El tamaño reducido, el riesgo de país y el comportamiento estratégico de los grandes inversionistas hacen difícil alcanzar el mínimo necesario de competidores para que el mercado sea competitivo. Al aumentar la competencia que mantiene los precios bajos, aumenta también el riesgo de los inversionistas y se pierde la comodidad que generalmente buscan quienes financian los proyectos de infraestructura. En varios países, la existencia de un mercado en crecimiento y la dependencia con respecto a los recursos hidroeléctricos constituyen condiciones propicias para que el sistema enfrente restricciones por *energía*, en lugar de *potencia*, aumentando la volatilidad de los precios y el potencial para algunos agentes de ejercer una posición dominante en el mercado. En otros, la falta de recursos humanos, la ausencia o la debilidad de las instituciones que controlan y regulan la competencia y la función ambigua del poder judicial han dificultado la supervisión de la competitividad del mercado y la aplicación de las regulaciones.

Es necesario destacar que la competencia efectiva no tiene límites claros. Existen grados de competencia y lo importante es determinar la posibilidad de crear una "competencia que funcione". No existe una regla general que caracterice este concepto; por lo tanto, es inevitable introducir algún tipo de juicio calificado basado en un estudio de las limitaciones de la competencia y el funcionamiento real del mercado.

El debate en torno a la reforma del mercado eléctrico se ha centrado en los mercados de entrega inmediata, también llamados *pools*. Este tipo de mercado generalmente se organiza como una suerte de subasta, pero los detalles de la misma varían considerablemente. En algunos países, solo pueden participar las (grandes) empresas generadoras, mientras que en otros la participación es abierta, inclusive para los consumidores y los comerciantes de electricidad. En ciertos países, la participación en el mercado de entrega inmediata es obligatoria (para las grandes empresas generadoras), mientras que en otros es posible comerciar libremente

fuera del mercado. El formato de las subastas varía enormemente, por ejemplo, en lo referente a la frecuencia con que se realizan (cada hora, diariamente), la oferta de precios (única, múltiple) y el detalle (planta, generador, ubicación). Los precios del mercado pueden ser uniformes (por ejemplo, según la mejor oferta marginal) o discriminatorios (según las ofertas individuales) y a veces contienen pagos por capacidad y otros servicios. En algunos países se celebran subastas adicionales para la regulación de la energía y servicios conexos.

Los países latinoamericanos adoptaron diferentes modelos para sus mercados de entrega inmediata, pero la mayoría utiliza un tipo de *pool* basado en costos, siguiendo el ejemplo chileno. Las únicas excepciones son Colombia, que sigue el modelo de Inglaterra y Gales (previo a la reforma) y El Salvador, cuyo mercado se asemeja al modelo nórdico (recuadro 12.1).

No existe un modelo de mercado ideal, porque no es posible evitar por completo el poder de mercado. Pero la dificultad de hacer frente al poder de mercado puede verse agravada por la existencia de una estructura deficiente. Quizá los ejemplos más obvios son aquellos donde no hay todavía suficientes competidores cuando se introduce el intercambio basado en el mercado. El mal funcionamiento del mercado es a menudo el resultado de un optimismo excesivo respecto de cuáles serán las transacciones cumplidas eficientemente por medios descentralizados, dado el tamaño del mercado. Cuando los mercados son pequeños, no se trata ya de averiguar si hay medidas que puedan hacer efectiva la competencia, sino de determinar lo que puede hacerse para mitigar las consecuencias de la falta de competencia o de una competencia imperfecta.

Incluso desde el punto de vista de la mayoría de los mercados, la generación de electricidad en casi todos los países latinoamericanos está muy concentrada. Los tres productores mayores de Argentina y Brasil, donde la competencia está más desarrollada, controlan 30% y 40% del mercado nacional, respectivamente. En otros países, esta medida de concentración es 50% o más (cuadro 12.2). La concentración también es elevada en los segmentos de monopolio natural. Como el poder de mercado es un hecho innegable en la realidad de los sectores eléctricos, la reglamentación es imperativa.

Otros factores que dificultan la competencia son la integración vertical y el limitado margen de competencia minorista, debido a la endeble base industrial y el bajo consumo residencial per cápita. En estos casos no

Cuadro 12.2 Participación en el mercado de las tres empresas mayores

(porcentajes)

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	30	80	50
Bolivia	70	100	70
Brasil	40	60	40
Chile	50	100	50
Colombia	50	100	60
Costa Rica	100	100	80
Ecuador	50	100	60
El Salvador	90	100	80
Guatemala	70	100	100
Jamaica	90	100	100
México	90	100	100
Paraguay	100	100	100
Perú	100	100	100
República Dominicana	50	100	50
Trinidad y Tobago	100	100	100
Uruguay	100	100	100
Venezuela	90	90	90

Fuente: Espinasa (2001).

queda claro si la segmentación del mercado eléctrico persistirá o incluso si es deseable. En Guatemala y El Salvador no hay límites a la reintegración vertical u horizontal. En Colombia coexisten diversos modelos de integración y propiedad pública y privada y las limitaciones a la concentración han sido impugnadas legalmente. La reintegración dificulta el control del comportamiento anticompetitivo e impone una carga adicional sobre los reguladores.

Debido a que la competencia en los mercados eléctricos de la región es limitada, la mayoría de los *pool* se basan en costos: los operadores del sistema realizan el despacho económico utilizando un algoritmo de optimización con la información técnica y el costo del combustible suministrados por los generadores termoeléctricos y el costo del agua de las represas (la única excepción es Colombia, como se describe en el recuadro 12.1). Si bien los criterios para presentar la información y el uso de los cargos por capacidad varían según los países, la principal función del mercado energético de entrega inmediata es fijar los precios de las transacciones entre empresas generadoras. No obstante, incluso este limitado mercado puede ser captado en un mercado concentrado con una gestión deficiente, como ocurrió en Chile. Sin embargo, dadas las dificultades de administrar un mercado completamente descen-

Recuadro 12.1 Los mercados eléctricos en América Latina

Los pioneros y sus seguidores. Desde de la reforma de principios de los años ochenta, el mercado mayorista chileno está compuesto de contratos regulados con distribuidores y contratos desregulados negociados directamente entre generadores y grandes clientes (que consumen más de 2 Mw). Para fijar el precio entre los generadores —que son los únicos participantes en el mercado de entrega inmediata— se utiliza un modelo centralizado de despacho. No existe un precio de equilibrio resultante de la interacción de la oferta y la demanda, sino precios fijados por un sistema administrativo. El sistema chileno no tiene por objeto aumentar la competencia, sino promover la inversión privada en la generación y la distribución. El éxito de Chile en la privatización de su sistema eléctrico sin poner en peligro la continuidad del servicio llevó a Perú, Bolivia y otros países a seguir su ejemplo en los años noventa.

La primera generación de mercados eléctricos de entrega inmediata. La experiencia chilena no fue aceptada del todo en los países. Ya a principios de los años noventa, Argentina había aprendido de Chile que a fin de asegurar una competencia más amplia, era necesario segmentar la estructura del sector, vertical y horizontalmente, y establecer límites a la propiedad cruzada. Los cambios en la tecnología de generación, como la turbina de gas, habían reducido la importancia de las economías de escala y permitieron elevar el número potencial de participantes. En Argentina, el modelo de mercado eléctrico mayorista difiere en algunos aspectos del modelo chileno en cuanto a su estructura y sus detalles. El operador del sistema no es un club al que solo tienen acceso los generadores, sino que incluye a todos los agentes del mercado, haciéndolo menos vulnerable a la captación. El despacho de electricidad continúa basándose en los costos, pero la base es el estado de costos semestral de los generadores, que incluye la energía hidráulica. En el comercio entre generadores se utilizan precios de entrega inmediata, pero los distribuidores (a un precio esta-

bilizado) y los grandes usuarios también pueden comprar en el mercado mayorista.

Una segunda generación de mercados eléctricos de entrega inmediata. Colombia, que también tiene un sistema predominantemente hidráulico, decidió apartarse aún más del modelo chileno. A mediados de los años noventa se estableció un sistema de subastas similar al mercado de Inglaterra y Gales. Si bien se permiten contratos bilaterales, estos son de naturaleza financiera, similares a los contratos por diferencia y para el acuerdo final se utilizan los precios del mercado de entrega inmediata. El proceso de formación de precios es similar al de Inglaterra y Gales, con idénticos modelos de puja para los generadores hidráulicos y térmicos. El modelo colombiano fue original para la región y aún hoy es el único mercado que fija el precio a partir de la subasta de ofertas de los participantes y no a partir de los costos. Colombia también fue el primer mercado que permitió la participación de los proveedores.

El recién llegado. Inicialmente atraídos por el modelo colombiano, los brasileños llegaron a la conclusión de que las condiciones locales demandaban soluciones locales. El sistema energético brasileño es hidráulico en un 95%, tiene una gran capacidad de almacenamiento y está compuesto de grupos de represas y plantas físicamente interdependientes localizadas en la misma cuenca fluvial. La operación coordinada del sistema representaría un incremento de aproximadamente 20% sobre la energía firme que se obtendría si los productores hicieran sus ofertas individualmente. La toma de decisiones interdependientes por parte de los generadores significa que, para ellos, es prácticamente imposible conocer el costo del agua para cada individuo. Ello dificulta las subastas diarias como las que se realizan en Inglaterra y Gales. El sistema adoptado en Brasil requiere un mercado de contratos a largo plazo y un mercado de entrega inmediata para los saldos administrados por el operador del sistema con la ayuda de un complejo modelo matemático.

tralizado incluso en los países más avanzados, el método basado en los costos no parece haber sido una mala idea después de todo, especialmente en los países pequeños. En estos casos, el tamaño del mercado puede impedir la competencia y es posible que se necesiten enfoques más prudentes.

La falta de instituciones fuertes y complementarias socava el funcionamiento de la industria reformada y puede incluso hacer más lento el ritmo de reforma. Por ejemplo, en el mejor de los casos, la ausencia de una

política de competencia relevante y de organismos antimonopólicos competentes transfiere al regulador la carga de supervisar la competencia. En el peor de los casos, esa tarea queda en manos de organismos incompetentes, susceptibles de captación. En consecuencia, el número de estructuras de mercado viables es limitado. La incertidumbre legal también es importante, ya que surge de las restricciones institucionales y puede desalentar a los inversionistas o darles incentivos perversos. Es posible que los inversionistas busquen con-

diciones favorables de rentabilidad mediante la captación de instituciones judiciales y regulatorias.

Antes de concluir que la concentración es inevitable, deberían considerarse debidamente las medidas que pueden mejorar las condiciones de competitividad. Algunas de estas limitaciones pueden ser eliminadas o atenuadas con tiempo y esfuerzo, haciendo factible el tipo de competencia viable pensada inicialmente por los reformadores. Por ejemplo, podría formarse un mercado más grande integrando mercados regionales, como se intentó hacer en los países centroamericanos. Una institución de estas características no sería fácil de crear y requeriría algún tiempo, como lo demuestra la experiencia de las economías mucho más integradas de la Unión Europea. Además, todavía hay que establecer cuidadosamente los períodos de transición para evitar que los intereses creados durante el período intermedio impidan el logro del objetivo final.

Si no es factible tener mercados competitivos, entonces es necesario poner en práctica mecanismos para reducir el poder de mercado. Por último, es importante mencionar que las experiencias de Chile y, en menor medida, del Perú, parecen sugerir que la privatización y las reglamentaciones que proveen incentivos han sido fundamentales para estimular un mejor funcionamiento en estos países. Cuando las condiciones iniciales no son favorables, quizá sea deseable un desarrollo gradual.

Regulación de segmentos no competitivos

La transmisión y distribución local de la electricidad son generalmente consideradas monopolios naturales. En general, un país tiene una empresa que explota la red de transmisión y varios monopolios regionales que explotan las redes de distribución. Con la excepción de algunos servicios auxiliares, existe escaso margen para la competencia en el suministro de servicios de transmisión de la electricidad (aunque quizá sea posible realizar una evaluación comparativa).

El régimen regulatorio para el negocio de redes puede adoptar muchas formas, pero para alcanzar la eficiencia se requiere alguna forma de regulación que ofrezca incentivos. Es poco probable que si solo los costos son la base de la regulación, esta genere eficiencia en función de costos. Las regulaciones deben tener en cuenta los incentivos no solo para explotar a corto plazo las redes existentes, sino también para extenderlas mientras enfrentan limitaciones de calidad.

El sistema de tarifas debe ayudar a financiar la expansión de la red de transmisión de electricidad. Como los costos de transmisión representan generalmente una pequeña porción del precio de consumo, es poco probable que los esfuerzos del ente regulatorio por “ajustar” la tasa de rentabilidad permitida sobre la transmisión reduzcan significativamente los precios de consumo. Más importante es el hecho de que si esta tasa es muy baja, no habrá suficiente inversión, lo que provocará costos de congestión y el fortalecimiento del poder de mercado local. A largo plazo, los consumidores pagarán un alto precio, a cambio de un pequeño abaratamiento a corto plazo.

Los países han adoptado diferentes mecanismos de fijación de precios para los tres grandes segmentos (generación, transmisión y distribución) de la industria eléctrica. Los mecanismos incluyen el costo de servicio (mercado), precios topes y el modelo de estándar de eficiencia (cuadro 12.3).⁴

El esquema de estándar de eficiencia, que primero adoptó Chile y luego Bolivia, se basa en el costo de un sistema de distribución modelo. Es una combinación de regulación modelo, precios topes y cálculo de costos de reposición. Los críticos señalan la enorme carga de información que impone este método sobre el regulador.⁵ La incapacidad del sistema chileno para transferir al consumidor final las mejoras en eficiencia obtenidas en la generación ha impulsado una revisión de los procedimientos.

Aún no es posible evaluar el éxito de las metodologías utilizadas en Argentina, Brasil y Colombia porque no se han realizado exámenes periódicos. El resultado del análisis argentino, que aún no ha finalizado, arrojará luz sobre este tema. Es más fácil comprender las dificultades enfrentadas por los países pequeños debido a las asimetrías entre el regulador y las empresas reguladas.

⁴ El segmento de generación se refiere al costo de generación que se transfiere al consumidor final regulado; los componentes de transmisión y distribución se refieren a la porción de estos servicios correspondiente a la red eléctrica. El componente de generación se conoce como “mercado” cuando los precios que paga el minorista por la energía en el mercado mayorista se transfieren al consumidor ajustados según las pérdidas y atenuados de algún modo. “Costo de servicio” se refiere a la manera tradicional utilizada por las empresas de servicios públicos en el pasado y “estándar de eficiencia” se refiere al método chileno utilizado en el sector de cableado

⁵ Joskow (2000a) y Jones (1993).

Cuadro 12.3 Mecanismos de determinación de los precios

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	Mercado	Precio tope	Precio tope
Bolivia	Costo marginal	Precio tope	Estándar de eficiencia
Brasil	Mercado	Costo del servicio	Precio tope
Chile	Costo marginal	Costo del servicio	Estándar de eficiencia
Colombia	Mercado	Precio tope	Precio tope
Costa Rica	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
Ecuador	Mercado	Costo del servicio	Estándar de eficiencia
El Salvador	Costo del servicio	Precio tope	Estándar de eficiencia
Guatemala	Mercado	Costo del servicio	Estándar de eficiencia
Jamaica	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
México	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
Paraguay	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
Perú	Costo marginal	Estándar de eficiencia	Estándar de eficiencia
República Dominicana	Mercado	Costo del servicio	Costo del servicio
Trinidad y Tobago	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
Uruguay	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio
Venezuela	Costo del servicio	Costo del servicio	Costo del servicio

Fuente: Espinasa (2001)

Volatilidad de precios, subsidios e incentivos a la inversión privada

Casi por definición, la desregulación conduce a mayor volatilidad de precios. Cuando se eliminan los controles de precios y se descentralizan las decisiones, lo previsible es que los precios reaccionen más rápidamente y con mayor amplitud a los cambios de oferta y demanda. Esto ha sido corroborado por la experiencia de la mayoría de los mercados eléctricos desregulados, sea en Inglaterra y Gales, en Escandinavia o, más recientemente, El Salvador y California. Los consumidores y los inversionistas se quejan de la volatilidad de los precios, aunque por diferentes razones. Los consumidores ven todo aumento en los precios como permanente, mientras que los inversionistas temen que los bajos precios no se recuperen nunca y prefieren un flujo garantizado de ganancias para recuperar su inversión. No es sorprendente que los consumidores y los inversionistas consideren los subsidios gubernamentales como un instrumento adecuado para resolver sus problemas si los precios no son de su agrado.

Las causas subyacentes de la volatilidad de los precios son por lo general la volatilidad en las condiciones

de oferta y demanda, las imperfecciones de la estructura del mercado y el poder de mercado. Dadas las características particulares del sector eléctrico, no debería sorprender que los precios fluctúen considerablemente cuando cambian las condiciones de oferta o demanda. En condiciones económicas generales, los cambios del clima o de la oferta de combustibles se trasladarían casi inmediatamente a las tarifas eléctricas. Estas fluctuaciones son prácticamente inevitables en un mercado desregulado y en cierta medida pueden constituir señales deseables para el uso eficiente de un recurso escaso.

Basándose puramente en la eficiencia, los economistas suelen favorecer una política de no intervención con respecto a la volatilidad de precios resultante de fluctuaciones de la oferta y la demanda. En la medida en que se considera que la volatilidad de los precios representa un costo para los participantes del mercado, existen instrumentos que pueden actuar como protección contra los riesgos asociados. De hecho, en respuesta a las fluctuaciones de precios, en la mayoría de las industrias eléctricas desreguladas se han creado mercados secundarios que ofrecen los instrumentos de cobertura necesarios (contratos a precio y a plazo fijo, futuros, etc.).

No obstante, es posible que los políticos y los reguladores no quieran exponer a los consumidores a todas las consecuencias del mercado, lo cual es razonable si no existen instrumentos de cobertura. Sin embargo, si se impide la fluctuación de los precios, también se reducen los incentivos para crear instrumentos de este tipo. Solo cuando la creación de estos instrumentos es poco probable (debido, por ejemplo, a la fragilidad de los mercados financieros), puede abogarse por la regulación de los precios como forma de proteger a los participantes del mercado contra los costos de la volatilidad. Además, si se desalientan las fluctuaciones naturales de los precios, podrían aumentar los problemas de escasez que constituían la principal preocupación en un principio. Por ejemplo, el incentivo de mantener elevados los niveles de reserva depende de la expectativa de precios futuros, que se reduce si se fija un tope de precio. Si se desalientan las variaciones estacionales de los precios también se transmite una mala señal a los consumidores, como ocurrió en la crisis chilena de 1999 cuando los precios regulados al consumidor y los niveles de reserva disminuyeron de manera simultánea.⁶

A pesar de todo lo anterior, quizá sea aconsejable introducir medidas temporales para proteger a los consumidores de la volatilidad de precios, a fin de evitar interrupciones innecesarias en el proceso de reforma del mercado. La intervención del mercado es, obviamente, menos controvertida si existe una excesiva volatilidad de precios, ya sea por imperfecciones de la estructura del mercado o por usos del poder de mercado. Es importante, sin embargo, determinar cuál de estas posibilidades es la causa verdadera. Resulta bastante inútil manipular los elementos estructurales del mercado si la causa real de la volatilidad es el poder de mercado. Los repetidos ataques terroristas a la red de electricidad colombiana en 2000 y 2001 provocaron una fragmentación de facto del mercado y ofrecieron fuertes incentivos a las empresas generadoras para ejercer su poder de mercado. En consecuencia, los precios de entrega inmediata durante el primer trimestre de 2001 mostraron picos inusuales hasta que el regulador intervino el mercado reconociendo su fragmentación.

Los analistas están de acuerdo en que la falta de respuesta de la demanda ha sido una de las principales razones del hundimiento del mercado eléctrico en California en 2001.⁷ Incluso la aplicación limitada de la determinación de precios en tiempo real únicamente a los grandes consumidores habría sido suficiente para

amortiguar las fluctuaciones de precios y disminuir los cortes de luz. No obstante, el temor a los elevados costos de transacción y la insuficiente comprensión de la importancia de la elasticidad de la demanda impidieron la adopción oportuna de tales medidas. En este sentido, hay ciertas lecciones para América Latina que California puede enseñar (recuadro 12.2).

En algunos países latinoamericanos, los gobiernos han subsidiado los precios para evitar trasladar al consumidor la volatilidad de los precios del petróleo o los costos encallados de la reforma. Por otro lado, algunos países han ofrecido condiciones especiales a los inversionistas, treguas fiscales y precios más altos para la energía local renovable, cuyo costo final recaerá en última instancia sobre los consumidores o los contribuyentes. Algunas de estas medidas pueden estar justificadas en ciertos casos, pero también pueden originar problemas por sí mismas. Dado que la carga financiera del sector eléctrico ha significado un importante problema para la mayoría de los gobiernos, no es realista, y quizá ni siquiera aconsejable, que la inversión en la industria eléctrica dependa de recursos públicos.

Un tema mucho más importante es el de la expansión del servicio a los segmentos de la población que aún no tienen acceso a la electricidad. Como señala el cuadro 12.4, los pobres tienen un acceso muy limitado al servicio eléctrico. Los subsidios bien estructurados pueden ayudar a extender la cobertura del servicio a los mercados no lucrativos, eliminando parte de las barreras que impiden el acceso a los sectores de menores recursos.

A fin de mejorar los incentivos para la inversión, deben promoverse las instituciones de mercado que tienen en cuenta la gestión de riesgos. También es fundamental reducir el riesgo regulatorio y político. Podría argumentarse que un gobierno débil, susceptible de ser captado por intereses industriales, ofrecería un entorno propicio para la inversión del sector privado. Sin embargo, es prácticamente indudable que la mejor garantía para una inversión eficiente es la existencia de una regulación estable y previsible. La dificultad reside, por supuesto, en establecer y garantizar una política de tales características.

⁶ Fischer y Galetovic (2000).

⁷ Borenstein (2001).

Recuadro 12.2 Apagones: Una historia de dos crisis

California y Brasil están experimentando graves restricciones de energía eléctrica. Los expertos se han apresurado a observar sus similitudes, reforzando sus ideas preconcebidas acerca de las causas de las crisis: la falta de inversiones adecuadas, el incremento imprevisto de la demanda, el fracaso del experimento de desregulación o la falta de desregulación —según sus preferencias ideológicas— y otras razones. Si bien resulta fácil extraer conclusiones apresuradas del paralelismo entre California y Brasil, si se observa más detalladamente se encuentran importantes diferencias, no solo en cuanto a causas de las crisis, sino también en cómo fueron gestionadas. Es preciso tener en cuenta esas diferencias para analizar más adecuadamente las aparentes coincidencias.

La base del problema en ambos mercados es la falta de recursos adecuados de generación en un período crítico de la transición durante la implementación de la reforma. La desregulación implica la adopción de nuevos mecanismos de coordinación entre la distribución y la generación que requiere algunos ajustes y hace que el sistema sea particularmente vulnerable al inicio de su implantación. Sin embargo, no es fácil prever cómo funcionarán esos mecanismos en un determinado sistema. Por ejemplo, la mayor parte de los analistas de la debacle de California están de acuerdo en que la falta de contratos a largo plazo, como protección contra la volatilidad, limitó la entrada de nuevos inversionistas, incrementó las oportunidades de que las empresas generadoras ejercieran su poder de mercado y con el tiempo condujo a la quiebra de los distribuidores. Por el contrario, como parte de los acuerdos de transición los distribuidores brasileños fueron contratados en su totalidad y el mercado de entrega inmediata, a todos los efectos prácticos, era inexistente. En consecuencia, cuando el gobierno quiso poner en práctica un programa de emergencia para incorporar plantas térmicas, hubo pocos compradores entre las empresas distribuidoras. Además, el interés de los inversionistas se redujo aún más por la falta de disposiciones adecuadas de protección contra el riesgo cambiario en las importaciones de gas natural. Hay una parte de verdad en que la repentina disminución de la oferta se debe a la naturaleza sumamente volátil de la oferta de energía en Brasil, que se basa en un 95% en la hidroelectricidad, pero tam-

bién es cierto que el sistema no contaba con disposiciones que permitieran un adecuado manejo de un contratamiento inesperado.

Otra característica común de ambos experimentos fue la discusión desusadamente prolongada de la reforma, que permitió que los intereses creados se atrincheraran y logran importantes modificaciones del proceso, que lo hicieron vulnerable. Cinco años después de la primera privatización de una empresa distribuidora en Brasil el sistema todavía carecía de un marco claro para la inversión privada en generación. Los políticos locales y los intereses asociados con la antigua empresa estatal lograron paralizar la privatización de los activos de generación. En California, el debate condujo a concesiones recíprocas con un prolongado período de transición que incrementó la vulnerabilidad del proceso.

Ambos gobiernos tardaron en comprender la verdadera dimensión de la crisis y en reaccionar con un plan creíble. Los reguladores federales y californianos se echaron mutuamente la culpa y no lograron llegar a un acuerdo sobre una estrategia para resolver la crisis. Además, los reguladores californianos cavaron su propia tumba impidiendo el uso de los precios para manejar la escasez. En Brasil, las disputas sobre competencias y atribuciones impidieron poner en práctica un plan para hacer frente a las contingencias, a pesar de que no faltaron alarmas sobre la inminencia de la crisis.

Sin embargo, en un aspecto fundamental la experiencia brasileña se diferencia de la californiana, ya que el gobierno brasileño se mostró dispuesto a utilizar el mercado para distribuir las escaseces de energía con objeto de evitar los apagones sucesivos. El gobierno impuso una cuota de racionamiento y permitió a los grandes usuarios utilizar su participación o venderla en el mercado de entrega inmediata. Se impusieron sobretasas a los grandes usuarios residenciales y se les concedieron bonificaciones si ahoraban con respecto a su cuota, mientras que los consumidores que excedían su cuota fueron sancionados con una desconexión temporal. Si esta estrategia sobrevive las impugnaciones legales y logra aplicarse con éxito, puede convertirse en la mejor enseñanza que los californianos pueden aprender de los brasileños.

Arquitectura de los entes reguladores

Una de las principales hipótesis de este capítulo es que los países latinoamericanos carecen de las condiciones institucionales políticas y regulatorias necesarias para respaldar el tipo de reformas que están introduciendo.

Las reformas deben ser coherentes con las condiciones institucionales. Una forma de lograrlo es mejorar los entes reguladores y la dotación de recursos humanos. De lo contrario, habrá que modificar las reformas para que éstas se ajusten mejor a las condiciones institucionales hasta que se superen las restricciones existentes.

Cuadro 12.4 | Porcentaje de hogares con electricidad por deciles de ingreso*(Porcentajes)*

Decil	Bolivia 1999	República Dominicana 1998	Honduras 1999	Guatemala 1998	México 1998	Brasil	
						1988	1999
1	18	77	33	26	81	48	80
2	18	83	40	41	89	65	85
3	57	80	62	51	94	74	91
4	68	86	64	56	96	81	94
5	82	92	73	60	97	88	96
6	86	93	77	58	98	92	98
7	91	89	80	68	98	95	99
8	97	97	81	83	99	97	99
9	98	96	86	79	99	98	100
10	97	97	82	91	99	99	100

Fuente: Encuestas de hogares.

Al considerar las opciones para la arquitectura regulatoria, el reformador debe contar con un modelo claro del funcionamiento y las limitaciones del gobierno, es decir, de la asimetría entre el regulador y el regulado, los problemas que implican la multiplicidad de tareas y organismos, la compensación entre el compromiso y la flexibilidad y la naturaleza de las restricciones que implica elegir al regulador.

- *Captación por el Estado o captación del Estado*

Todo sistema de regulación enfrenta dos riesgos opuestos. Según el punto de vista de la “mano que arrebata”,⁸ uno de los riesgos es que el ente regulador se convierta en rehén de los intereses políticos de los políticos o burócratas. Aun si se fragmenta y privatiza la antigua empresa estatal, a menos que existan los frenos y contrapesos adecuados los políticos continuarán sus actividades de captación de rentas utilizando la reglamentación como nuevo instrumento. El riesgo opuesto es que el gobierno se convierta en un agente de intereses privados. Los países pequeños con instituciones frágiles y pocas restricciones sobre estructura del mercado pueden terminar en una situación en la que las empresas poderosas determinen las reglas del juego en su propio beneficio. En los servicios públicos de red, el resultado puede ser la integración vertical y horizontal, el aumento de los precios y la existencia de cláusulas contractuales que transfieren todos los riesgos al Esta-

do y producen importantes beneficios para las empresas poderosas.

Ambos tipos de captación son igualmente preocupantes y en muchos casos quizá sea imposible evitarlos por completo. El desarrollo de un entorno regulatorio coherente y previsible requiere la creación de entes reguladores suficientemente independientes para resistir la presión de determinados grupos, incluidos los políticos con intereses creados. Al mismo tiempo, estas instituciones deben tener poderes limitados para que no interfieran indebidamente en las operaciones de los actores de la industria. Los países pequeños y débiles aún tienen mucho que recorrer para alcanzar este objetivo teórico, que necesitará tiempo y esfuerzo. La tarea podría ser menos dolorosa si, como sugiere Joskow (2000b), las regulaciones se enmarcan teniendo en cuenta quienes tendrán que ponerlas en práctica.

- *Multiplicidad de tareas y organismos*

Todo sistema regulatorio puede ser visto como un contrato —entre empresas, reguladores y los poderes ejecutivo y legislativo— probablemente incompleto y sujeto a renegociación. Las razones que justifican esta perspectiva no sólo son las circunstancias externas imprevisibles, sino también los cambios en los objetivos y en el equilibrio de poderes o el comportamiento estratégi-

⁸ Shleifer y Vishny (1998).

co de las partes (debido, por ejemplo, a un proceso de aprendizaje). A fin de minimizar los costos de transacción durante la vida del contrato, el primer paso de un sistema regulatorio es establecer la arquitectura, las normas y los procesos que pueden mejorar el compromiso de todas las partes. Se considera que la separación de funciones mejora el compromiso porque ayuda a crear frenos y contrapesos entre los reguladores y evita la captación del regulador por parte de los grupos de interés o las empresas reguladas. Sin embargo, la separación efectiva requiere procedimientos burocráticos que podrían aumentar los costos de transacción. En la práctica, la separación también puede verse obstaculizada por la falta de conocimientos especializados o de cooperación entre los diferentes entes reguladores.

Si bien la separación de poderes regulatorios podría ser una buena manera de evitar la captación, la escasez de recursos humanos puede hacer que en la práctica esta posibilidad sea dudosa. En la mayoría de los países pequeños existe solamente un organismo que tiene la función de regular y controlar; en otros, el regulador está a cargo de varios sectores de infraestructura. En países como Colombia y Chile, donde las funciones de regulación y control están separadas en dos organismos diferentes, ha sido difícil controlar el poder de mercado y son frecuentes los conflictos de jurisdicción. Este problema se ve agravado por la falta de entes reguladores adecuados en los países de la región. La consolidación de organismos antimonopólicos en toda América Latina podría mejorar la eficiencia potencial de los esfuerzos regulatorios, especialmente en el caso de la electricidad, porque daría lugar a una mayor vigilancia a posteriori, menos propensa a la captación por parte de la industria.

Además, en grandes países de estructura federal, como Argentina y Brasil, los estados o provincias tienen una función en la regulación del sector de transmisión y distribución, lo cual requiere un mínimo nivel de experiencia en este campo. Si bien puede argumentarse que la cercanía a la empresa regulada facilita la labor del regulador, esta ventaja debe ponderarse a la luz de las duplicaciones y el uso de los recursos humanos escasos que implica. Es necesario que exista una cuidadosa y equilibrada distribución del trabajo entre los organismos federales y locales.

- *Grado de flexibilidad*

Un sistema regulador es un contrato incompleto entre los reguladores y las empresas y por lo tanto, la credibilidad del compromiso regulatorio contrapesa la flexibilidad requerida para acomodar circunstancias imprevistas y los cambios de intereses de los diferentes actores. Cuando la credibilidad es escasa, por ejemplo por la fragilidad del estado de derecho o la insuficiente protección de los derechos de propiedad, deben abandonarse las ventajas de una reglamentación flexible y sustituirlas por una regulación rígida. Esto explica la extrema rigidez de algunos sistemas regulatorios de los sectores energéticos de la región que siguieron el ejemplo chileno.

La experiencia chilena es ejemplo de este fenómeno. La rigidez del sistema regulatorio chileno era fundamental para garantizar a los potenciales inversionistas que su inversión no sería expropiada por el regulador, pero tenía el efecto poco deseable de hacer que el marco regulatorio no respondiera a los cambios del entorno, como demostró la sequía de 1998 y 1999.

La experiencia de California demuestra que la estructura de los mercados eléctricos es un asunto inacabado. Los ajustes son inevitables y la tarea a resolver es crear un sistema que asegure que las normas se cambian cuando hace falta. Panamá y algunos estados de los Estados Unidos han adoptado enfoques similares, estableciendo grupos de vigilancia de los mercados integrados por expertos externos e independientes para “institucionalizar el cambio”.⁹ Sus experiencias sugieren dos enseñanzas. Por un lado, los expertos deben ser vistos como actores independientes y objetivos. En países pequeños y medianos eso probablemente implica contratar expertos extranjeros. La mayoría de las personas con conocimientos en ese campo y que vivan en el mismo país serán percibidas como tendenciosas, al menos de entrada, debido a conexiones previas con la industria. Por otro lado, los expertos deben contar con un mandato amplio. Deben tener la obligación no solo de evaluar el funcionamiento del mercado, sino también del operador del sistema y del regulador. Y deben estar habilitados para recomendar modificaciones de las normas y de la estructura.

⁹ Ariza y colaboradores (2001).

- *Elección del regulador*

Otro aspecto relacionado con la posibilidad de captación es la elección del regulador. Estache y Martinot (2000) consideran que existen tres tipos de reguladores: “profesionales de carrera” que probablemente se trasladen a la industria que regulan cuando dejen su cargo en la administración pública; “profesionales” que por lo general son ex gerentes de la industria que desean mantener alguna influencia en el proceso regulatorio; y “políticos”, que ven a la administración pública como parte de su carrera política. Dados los incentivos implícitos de estos tipos, sería óptimo *bascular* el poder desde los profesionales, incluso los de carrera, hacia los políticos. Esta conclusión no concuerda con la recomendación corriente de quienes trabajan en la industria. La justificación habitual es que los políticos no necesariamente responden a su principal *mandante*, el electorado, sino que son propensos a la captación por parte de los grupos de interés. La duración de los cargos de los reguladores también puede ayudar a prevenir la captación: el acortamiento del mandato puede reducir el riesgo. Sin embargo, por lo general se recomienda que los cargos tengan una duración prolongada, porque se cree que ello permite una mayor independencia y estabilidad regulatoria, lo que demuestra que los aspectos relacionados con la elección del regulador implican una serie de concesiones mutuas que deberán resolverse en el contexto de cada país. Todavía no ha surgido ningún modelo y la elección de un buen regulador sigue siendo un arte más que una ciencia.

La corrupción puede considerarse resultado de la deficiente selección de funcionarios y de la falta de incentivos adecuados. Según este punto de vista, la solución al problema requeriría encontrar mejores personas y mejorar sus incentivos. Algunos países (como el Reino Unido) han designado para el cargo de regulador a personas con escasas o nulas conexiones con la industria, que a veces provienen de otras industrias o del sector académico. Sin embargo, esta opción puede resultar de poca utilidad en algunos países, dadas las restricciones en materia de recursos humanos y la limitada dotación institucional. Quizá una solución sea establecer entes reguladores con representantes internacionales, tal vez como modelo de colaboración internacional para el perfeccionamiento paralelo de las instituciones en diferentes países.

Conclusiones

La principal tesis de este capítulo es que si bien la reforma del sector energético ha avanzado significativamente en América Latina, aún quedan muchas tareas que resolver. Algunas surgen de las características tecnológicas de los mercados eléctricos y otras de que muchos países latinoamericanos carecen del desarrollo institucional y los recursos humanos implícitos en los modelos adoptados. En consecuencia, las ventajas obtenidas por la reforma han variado de país a país. No obstante, su éxito debe medirse desde un punto de vista pragmático, ponderando lo deseable y lo factible.

A medida que los países han privatizado y atraído la inversión privada, se han logrado importantes mejoras en la eficiencia productiva y se ha introducido un proceso de aprendizaje institucional. Sin embargo, el consumidor no siempre ha sido el beneficiario de estas mejoras, la competencia sigue siendo una meta inalcanzable en muchos países y los inversionistas aún rehúsan comprometer su capital en proyectos totalmente nuevos sin contar con considerables garantías y demandar precios elevados. La cobertura de los servicios continúa siendo limitada en algunos países y, con pocas excepciones, los subsidios no han sido utilizados de manera prudente. El gobierno tiene una importante presencia como empresario en muchos países y la separación de funciones ha sido difícil de aceptar. Por lo tanto, la regulación es un proceso inconcluso.

Otras enseñanzas claves que pueden extraerse de la experiencia de la reforma del sector energético incluyen las siguientes:

- Las restricciones institucionales impiden el logro de un entorno efectivo de regulación e inversión. Debido a que las instituciones necesitan tiempo para desarrollarse, a veces es preferible adoptar un enfoque de reforma progresiva y no súbita. Sin embargo, para que el proceso no quede atrapado en una estructura limitada, hace falta desde el comienzo una visión clara de los objetivos a largo plazo y condiciones bien definidas que puedan desencadenar cambios importantes.
- Es fundamental mantener la red de suministro, la transmisión y la distribución independiente del suministro, la generación y la comercialización. Sin embargo, aún queda por establecer la manera de incorporar al mercado las consideraciones de demanda y desarrollar el potencial de la competencia minorista.
- Incluso si la competencia no es posible a corto

plazo, hay que tener cuidado de no excluir futuras posibilidades de competencia cuando se eliminen los obstáculos actuales.

- La existencia de una red de transmisión libre de obstáculos es de vital importancia para el mercado y su expansión no debe estar limitada por consideraciones estrictas de eficiencia. En la mayoría de los países, el sector público debe desempeñar una función activa en la expansión de las redes de electricidad.

- En la actualidad, se acepta ampliamente que las restricciones institucionales y técnicas impiden la competencia en los mercados pequeños. Si bien todavía se debate la mejor manera de regular un sistema pequeño o el tipo de acuerdo de mercado que minimiza el ejercicio del poder de mercado, es indudable que la peor actitud sería ignorar el problema y esperar simplemente que los actores se comporten de manera apropiada.

- La intervención reguladora es siempre necesaria

en el sector eléctrico, pero todavía hay muchos interrogantes en cuanto a la manera de organizarla, dadas las asimetrías de información y las restricciones institucionales que hacen difícil exigir el cumplimiento. Un criterio para diseñar el sistema de regulación es minimizar a corto plazo los costos de transacción regulatorios a fin de ganar tiempo mientras se desarrolla la capacidad institucional necesaria. La principal consideración al diseñar o evaluar un marco regulatorio debe ser la valoración objetiva y estricta de las personas y organismos que estarán a cargo de implementarlo y garantizar su cumplimiento.

- Dada la escasez de investigaciones en materia de regulación del sector eléctrico, por el momento el mejor consejo sería adoptar un enfoque pragmático, tener en cuenta las deficiencias institucionales, no optar por soluciones simplistas y mantenerse al tanto de lo que ocurre en otros países.