

Electricidad

Susan V. Bogach, Demetrios Papathanasiou y Eduardo H. Zolezzi

Resumen

El sector electricidad peruano se encuentra entre los pocos de América Latina que no ha enfrentado ninguna crisis en los últimos años, y ha mostrado un buen desempeño técnico y financiero. Sin embargo, existen problemas que es preciso resolver para evitar graves dificultades en el futuro. Algunos de estos problemas tienen su origen en el diseño estructural del sector; otros son consecuencia del proceso de reforma, mientras que otros constituyen el resultado de la situación energética de la región y del mundo, especialmente el impacto del aumento de los precios del petróleo. Un aspecto que es motivo de gran preocupación es la cobertura extremadamente baja de la electrificación en las zonas rurales

Teniendo en cuenta la situación del sector, las principales cuestiones pendientes y los problemas que se presentan, el Gobierno recién elegido debería analizar las siguientes recomendaciones de política:

- *Es necesario un nuevo régimen legal, normativo e institucional para la electrificación rural con el fin de incrementar la eficiencia y atraer financiamiento mediante la generación de ingresos estables, garantizar que los proyectos sean viables desde el punto de vista financiero luego de recibir un subsidio del costo de inversión y expandir el uso de nuevas tecnologías rentables, especialmente de energías renovables, para abastecer a poblaciones remotas*
- *Tras doce años de experiencia con el régimen legal y normativo introducido por la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992-93, existe la necesidad de perfeccionar o corregir sus limitaciones. Es necesaria en particular una reforma para garantizar que los precios sean adecuados y así atraer nuevas inversiones. El hecho de permitir la transferencia de precios para contratos en el largo plazo que se han licitado públicamente es una forma de logarlo, pero se debería tener cuidado de no introducir nuevos problemas en el sistema.*

- ***Aunque la situación de las compañías privadas de distribución en Lima es satisfactoria, la restricción del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) de la inversión de compañías públicas de distribución está produciendo un deterioro de sus activos. Hay que tomar decisiones para aclarar el futuro del negocio de la distribución en el resto del país y para garantizar un acceso adecuado a la inversión para el mantenimiento y el crecimiento. Mientras las compañías permanezcan en manos públicas, el FONAFE debe permitirles operar como compañías comerciales, incluyendo una interferencia mínima en las decisiones de inversión y un financiamiento adecuado para inversiones que garanticen el mantenimiento de los activos***
- ***La integración regional de la energía está adquiriendo impulso, sobre todo en relación con las interconexiones de electricidad y gasoductos. Colombia, el Ecuador y el Perú están sentando las bases legales y normativas para la integración de sus mercados de electricidad. Al mismo tiempo, los países del cono sur y el Perú están intentando llegar a un acuerdo sobre un anillo regional de gasoductos. Es necesario realizar un estudio y un análisis adecuados que clarifiquen las normas para dar prioridad al mercado nacional y exportar solamente el superávit, además de garantizar que los clientes nacionales reciban precios preferentes, especialmente mientras los mercados se estén desarrollando.***

I. Introducción

A excepción de la cobertura extremadamente baja de la electrificación en las zonas rurales, la situación del sector eléctrico en el Perú es relativamente satisfactoria, y muestra un buen desempeño técnico y financiero. En 2004 se produjeron ciertas dificultades en la generación debidas sobre todo a las condiciones hidrológicas y a los elevados precios del petróleo, pero el desempeño siguió siendo bueno. La generación y la demanda de electricidad aumentaron bruscamente en 2004: 5,8 por ciento en comparación con el año 2003. La generación en 2004 fue de 22.613 GWh, de los cuales 76 por ciento provenía de recursos hídricos.

El Perú disfruta de fuentes naturales de energía para la generación de electricidad (energía hidroeléctrica y gas natural) y de una economía estable y en crecimiento. El sector eléctrico peruano se encuentra entre los pocos de América Latina que no ha enfrentado ninguna crisis en los últimos años. Sin embargo, existen problemas que hay que resolver para evitar graves dificultades en el futuro. Algunos de estos problemas tienen su origen en el diseño estructural del sector, otros son consecuencia del proceso de reforma, mientras que otros constituyen el resultado de la situación energética de la región y del mundo, especialmente el impacto del aumento de los precios del petróleo.

LA REFORMA. El sector electricidad del Perú experimentó un proceso de reforma y reestructuración en el periodo 1991-93, seguido de un proceso de privatización y concesiones. Como resultado se estableció un moderno régimen legal y normativo en la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992-93. Se llevó a cabo una transferencia de la propiedad

de los activos, la gestión y la operación de las principales centrales eléctricas de manos públicas a privadas. Tras la reforma se redujo el déficit eléctrico, las pérdidas en la distribución cayeron drásticamente y las tarifas eléctricas se estabilizaron a niveles razonables.

El régimen legal también estableció la metodología para la determinación de tasas, la adjudicación de concesiones, las directrices de atención al cliente y la rendición de cuentas de los operadores, cambiando además el papel del Estado de propietario y operador a encargado de la formulación de políticas y la elaboración de normas y regulador. El principal organismo regulador creado por la ley fue el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), responsable de la determinación de tarifas, la supervisión y el monitoreo de las normativas técnicas y legales del sector eléctrico.

En la actualidad el sector privado posee alrededor de 65 por ciento de la capacidad instalada en generación y de toda la transmisión (el Estado tiene solamente pequeños intereses minoritarios que está intentando traspasar). En la distribución, dos compañías privadas abastecen a Lima y las compañías estatales siguen proveyendo al resto del país, con aproximadamente la mitad del total de usuarios de electricidad del Perú. El servicio eléctrico en las zonas urbanas se considera satisfactorio y la parte comercial de la industria funciona, en general, bastante bien.

Distriluz, un grupo de distribución eléctrica formado por cuatro compañías regionales (Electronorte, Hidrandina, Electronoreste y Electrocentro), fue privatizado en 1998 para volver a manos públicas en agosto de 2001, tras incumplir sus obligaciones contractuales con el Estado. El FONAFE, una unidad de gestión que depende del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), se encarga actualmente de la administración de Distriluz. Se trata de la mayor compañía de distribución en manos públicas y abastece a doce departamentos con un total de 1,2 millones de clientes (unos 6 millones de personas).

TARIFAS Y SUBSIDIOS CRUZADOS. En el Perú existen dos tipos de usuarios de electricidad: los pequeños consumidores con precios regulados y los grandes consumidores por encima de 1.000 kW, que pueden contratar su servicio eléctrico directamente con los generadores o distribuidores. Los precios para los consumidores regulados se calculan anualmente (véase el recuadro 1).

El 60 por ciento de los hogares (unos 2,4 millones de usuarios) se benefician del FOSE, y de ellos menos de una cuarta parte son consumidores rurales. El subsidio cruzado ascendió a unos 20 millones de dólares en 2004. Esta cifra será superior en 2005, debido al incremento señalado en el nivel de subsidio. El cuadro 1 presenta muestras de tarifas eléctricas cuando se incluye el subsidio del FOSE.

Cuadro 1. Tarifas residenciales subsidiadas (\$/kWh)

<i>Consumo en kWh/mes</i>	<i>Consumidor de Lima</i>	<i>Consumidor rural</i>
Menos de 30 kWh	0,242	0,201
De 31 a 100 kWh	0,322	0,402

Fuente: OSINERG.

Recuadro 1. Las tarifas eléctricas y el subsidio cruzado FOSE

La tarifa de un consumidor típico regulado consta de: la tarifa de generación + la tarifa de transmisión + la tarifa de distribución (VAD). El VAD se regula sobre los costos de un modelo de compañía eficiente para cada uno de los cuatro sectores típicos de distribución (alta densidad urbana, media densidad urbana, urbano-rural y rural). El VAD se recalcula cada cuatro años para las distintas zonas y compañías de distribución. El precio promedio de la electricidad para los consumidores residenciales en el año 2004 era de 0,10 dólares por kWh, de los cuales unos 5 céntimos representaban los costos de generación. El precio promedio para los consumidores comerciales e industriales regulados era de 0,074 dólares por kWh. Los grandes consumidores que pueden negociar directamente su suministro eléctrico pagaron un promedio de 0,052 dólares por kWh en el año 2004.

La legislación estableció una «tarifa social» para subsidiar a los pequeños consumidores residenciales (el denominado FOSE) a partir de noviembre de 2001. El subsidio se incrementó en el año 2004, y en la actualidad supone reducciones del 25 por ciento y del 62,5 por ciento con un máximo de 30 kWh/mes para usuarios abastecidos por el sistema interconectado y para usuarios abastecidos por sistemas aislados respectivamente. Entre 31 y 100 kWh/mes, la reducción es gradual, del 31,25 por ciento al 7,5 por ciento para usuarios rurales abastecidos por sistemas aislados y para usuarios urbanos abastecidos por el sistema interconectado respectivamente. Un consumo superior a 100 kWh/mes incluye un subsidio cruzado (recargo) para financiar el descuento del FOSE. El recargo para el FOSE supone un incremento ligeramente superior al 3 por ciento en el costo total de la electricidad para los usuarios que proporcionan el subsidio.

Fuente: Banco Mundial 2005.

Las tarifas eléctricas del Perú reflejan los costos. Como resultado, las tasas residenciales son elevadas y las tasas comerciales e industriales son bajas, y muestran economías de escala. Las tarifas residenciales son más altas que en la mayoría de los países de América Latina, excepto el Ecuador y Surinam (véase el cuadro 2). Los impactos en la equidad de las elevadas tarifas residenciales se ven mitigados por la existencia del subsidio cruzado del FOSE. Las tarifas para los sectores comercial e industrial se encuentran en un término medio, similares a las tarifas de Colombia y México. La salud del sector se debe en parte al hecho de que las tarifas son suficientes para cubrir costos en cada uno de los segmentos del sector.

Cuadro 2. Estadísticas de precios de la electricidad de OLADE (US\$/kWh - Diciembre de 2003)

<i>País</i>	<i>Residencial</i>	<i>Comercial</i>	<i>Industrial</i>
Argentina	4,14	4,44	2,08
Bolivia	5,49	8,43	3,98
Brasil	8,27	7,27	3,84
Colombia	7,70	9,24	7,17
Chile	8,56	8,21	5,56
Ecuador	13,03	11,11	9,65
México	8,09	13,95	6,95
Paraguay	5,60	9,97	3,76
Perú	11,37	7,59	7,20
Surinam	17,10	17,30	13,10
Uruguay	10,55	7,03	3,89
Venezuela	5,50	7,90	2,80

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

COBERTURA RURAL DE LA ELECTRICIDAD. Más de seis millones de personas, en su mayoría de las zonas rurales más pobres del Perú, no tienen acceso a la electricidad. Con una cobertura de 30 por ciento, se trata de una de las tasas de electrificación rural más bajas de América Latina. Junto con la escasez de otros servicios de infraestructura, la falta de electricidad conlleva una menor calidad de vida, una asistencia sanitaria y una educación deficientes y oportunidades limitadas para el desarrollo económico. La incidencia de la pobreza en las zonas rurales destaca la importancia de invertir en la provisión de infraestructura básica, como la electricidad, como parte de la agenda nacional de desarrollo rural.¹

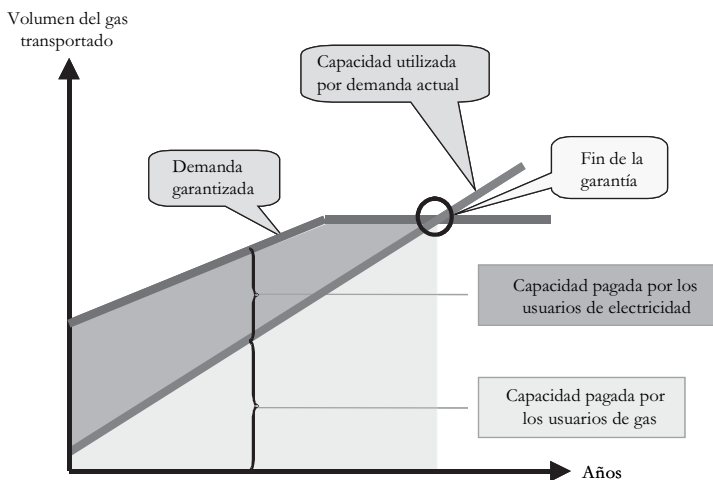
Las compañías de distribución eléctrica poseen áreas de concesión concentradas en pequeñas zonas alrededor de centros urbanos.² Están obligadas a satisfacer las solicitudes de servicio solamente en un espacio de 100 metros de la red existente. Así, pues, para expandir la cobertura el Gobierno ha invertido 40-50 millones de dólares al año en electrificación rural en la última década mediante fondos sociales (por ejemplo, FONCODES) y, sobre todo, a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) del Ministerio de Energía y

1 De los 9,4 millones de personas que vivían en zonas rurales del Perú en el año 2002, 78 por ciento eran pobres y 51 por ciento, extremadamente pobres (frente a 42 por ciento y 10 por ciento en zonas urbanas).

2 Los dos concesionarios privados que cubren el área de Lima, Luz del Sur y Edelnor, representan alrededor de 45 por ciento de los consumidores regulados, 65 por ciento de la electricidad vendida y 90 por ciento del beneficio neto. Aunque la mayoría de las compañías de distribución pública muestran una eficiencia y una gestión de costos razonables, no son capaces de ofrecer rendimientos atractivos debido a los bajos volúmenes de ventas y tarifas. Incluso los servicios públicos de distribución del Perú se administran mediante contratos de gestión basados en el desempeño.

Recuadro 2. La Garantía por la Red Principal del gasoducto de Camisea (GRP)

Los estudios sobre el gasoducto mostraban unas tarifas elevadas poco atractivas, debido a la baja demanda en los primeros años de producción. Los inversionistas exigieron al Gobierno que garantizara un uso/pago mínimo en los primeros diez años. El MEM y OSINERG diseñaron una garantía de pago denominada GRP (Garantía por Red Principal). Parte del pago recae sobre los consumidores de electricidad. A cambio se garantiza un precio fijo del gas natural para la generación de electricidad. El GRP se incluye en las facturas de electricidad como componente de la tarifa de transmisión. Como se puede observar a continuación, inicialmente casi la totalidad del pago proviene de los consumidores de electricidad, reduciéndose a medida que aumenta la demanda de gas natural. La garantía finalizará cuando la demanda real alcance la demanda garantizada o bien al terminar el décimo año.



Fuente: OSINERG.

Minas (MEM), creada en 1993 para la implementación de proyectos de electrificación rural. Los proyectos que se construyeron fueron transferidos, sin ningún costo, a las compañías de distribución existentes o a la estatal ADINELSA.

Las actividades de la DEP en el periodo 1993-2003 contribuyeron a aumentar los niveles de cobertura nacional de la electricidad de 55 por ciento en 1993 a aproximadamente 76 por ciento en el año 2003. En el mismo periodo, la cobertura de la electrificación rural aumentó de 5 por ciento a alrededor de 32 por ciento. La inversión total en este periodo bordeó los 600 millones de dólares. Sin embargo, los niveles de inversión se han reducido significativamente desde la elevada cifra de 135 millones de dólares en 1996 a un promedio de 40-50 millones de dólares en los últimos años. El Gobierno del Perú

mantiene su compromiso de reducir la brecha de electrificación, y su objetivo es incrementar la cobertura rural de 30 por ciento a 75 por ciento para el año 2013.³ Se estima que para ello se precisarán 864 millones de dólares, u 86 millones de dólares anuales.

El sector eléctrico y el gas natural de Camisea. El proyecto de gas natural de Camisea está estrechamente vinculado al sector eléctrico.⁴ El gasoducto de Lima no habría sido factible desde el punto de vista financiero sin el subsidio del sector eléctrico. Además, los futuros mercados de gas natural dependen esencialmente de la generación de electricidad. El sector eléctrico representa 70 por ciento de la demanda total estimada en los primeros quince años de producción de Camisea. Los consumidores de electricidad están pagando un subsidio por el gasoducto, denominado GRP (véase el recuadro 2).⁵

II. Principales problemas y recomendaciones

ELECTRIFICACIÓN RURAL. Los niveles de prestación de servicios eléctricos en zonas rurales del Perú figuran entre los más bajos de América Latina, superados solo por Bolivia. El problema más importante del sector es la necesidad de acelerar el suministro de electricidad a los habitantes rurales para así cumplir la meta establecida por el Gobierno de contar con una cobertura de 75 por ciento en las zonas rurales para el año 2013. Hay que abordar varias cuestiones interrelacionadas.

UN RÉGIMEN LEGAL Y NORMATIVO ESPECÍFICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL. La Ley de Concesiones Eléctricas y sus normativas se diseñaron para la distribución urbana. Las zonas rurales precisan unas disposiciones más sencillas y flexibles para las concesiones, las tarifas, la construcción y los estándares de diseño y de calidad del servicio, con el fin de que la electrificación rural sea más eficiente y viable desde el punto de vista financiero. Se han aprobado dos leyes,⁶ pero no se han implementado debido a conflictos con otras normas legales. Recientemente se aprobó una tercera ley que aguarda la aprobación presidencial, pero el MEF y OSINERG se han opuesto. Aunque todas las iniciativas incluían elementos positivos (incentivos para la inversión privada, una planificación descentralizada y la creación de un Fondo de Electrificación Rural), ninguna se ha

3 Véase el Plan de Electrificación Rural del año 2004.

4 El proyecto de Camisea inició su producción en agosto de 2004. El primer año la producción diaria fue de 20.400 millones de pies cúbicos, aproximadamente 90 por ciento de los cuales se utilizaron para la generación de electricidad.

5 La GRP gira en torno de los 0,006 dólares por kWh. La GRP comenzó incluso antes de que finalizara el proyecto de Camisea, en noviembre de 2002, por un total de 93 millones de dólares al 31 de julio del año 2004. Desde el inicio de las operaciones en agosto de 2004 hasta febrero de 2005 la GRP era de 51 millones de dólares. El pago estimado para el año entre marzo de 2005 y febrero de 2006 es de 97 millones de dólares.

6 La Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera en 2002, y la Ley de Promoción de la Inversión Privada en Electrificación Rural en 2004.

complementado ni implementado. El MEM debe crear un consenso en el sector y con el MEF sobre una nueva ley de electricidad que incluya los elementos necesarios antes de presentarla al Congreso para que este la apruebe y, así, se garantice su aplicación.

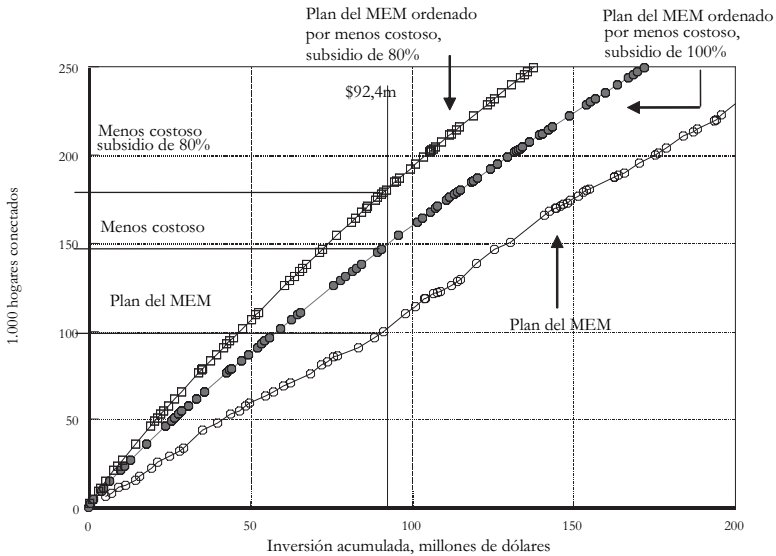
UN FINANCIAMIENTO SEGURO Y ADECUADO DE LOS SUBSIDIOS A LOS COSTOS DE INVERSIÓN. La electrificación rural en el Perú, como en otros países con una geografía menos compleja, exige unos subsidios a los costos de inversión que prácticamente cubran estos costos. La extensión del nuevo servicio para cumplir el objetivo del Gobierno de contar con una cobertura rural de 75 por ciento en diez años exigiría una inversión de entre 800 millones de dólares y 1.000 millones de dólares. Los subsidios han de provenir de fondos públicos, a partir de una combinación de dinero del Tesoro, recursos de los gobiernos regionales, incluyendo el canon, o de un gravamen a los consumidores de electricidad. Con un nivel de subsidio de 80 por ciento, sería necesaria una inversión de entre 600 millones de dólares y 800 millones de dólares de fondos públicos en los próximos diez años. El actual financiamiento, de 40 millones de dólares al año del Gobierno Central, varía año a año y está por debajo de lo necesario. La Ley de Electrificación Rural mencionada ha de incluir una disposición para movilizar fondos en el sector. La forma más equitativa de hacerlo sería un pequeño recargo a todos los clientes de aproximadamente dos tercios del recargo de Camisea, es decir, 0,004 dólares/ kWh. Esto movilizaría cerca de 60 millones de dólares al año para invertir en electrificación rural. Junto con la inversión proveniente del Tesoro, de aproximadamente la mitad del nivel actual, permitiría al Gobierno cumplir los objetivos establecidos, ya que el monto recaudado se incrementaría con el tiempo.

INCENTIVOS A LAS COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN PÚBLICAS Y PRIVADAS PARA QUE PRESTEN UN SERVICIO ELÉCTRICO RURAL EFICIENTE Y PROMUEVAN USOS PRODUCTIVOS. El MEM selecciona y construye hoy proyectos basándose en criterios de pobreza y de bajas proporciones de electrificación. Esto genera proyectos con costos operativos superiores a los ingresos que no solo requieren el subsidio de los costos de inversión, sino también el subsidio de los costos operativos, y que imponen una carga a las compañías de distribución o a ADINELSA. Esta compañía tiene en la actualidad un déficit de 5 millones de dólares al año, que es cubierto por el Tesoro. Por otro lado, las comunidades con capacidad para pagar y posibilidades de usos productivos suelen estar más cerca de la red y no son objetivos de la DEP. No existe ningún incentivo para que las compañías de distribución públicas o privadas extiendan sus servicios más allá de los 100 metros o para que promuevan usos productivos de la electricidad. Su función se limita a la aceptación pasiva de los proyectos recibidos de la DEP.

Si se permitiera a las compañías de distribución eléctrica competir por el subsidio mediante la presentación de proyectos que se seleccionaran sobre la base del costo mínimo por subsidio, un análisis muestra que el número de nuevas conexiones podría aumentar manteniendo el mismo subsidio. Los cálculos sobre una muestra de proyectos de electrificación rural señalaron que las compañías de distribución podrían invertir un promedio de 20 por ciento y obtener una tasa de rendimiento de 12 por ciento sobre esa inversión. Tomando como base los primeros 100 millones de dólares de proyectos del Plan de Electrificación Rural 2004 de la DEP, y suponiendo que se volvieran a ordenar de menos a más costoso, resultaría un incremento de las conexiones de 120 mil hogares

a 160 mil hogares (véase el gráfico 1). Suponiendo que las realizaran las compañías eléctricas que recibieran un subsidio de 80 por ciento e invirtieran 20 por ciento, el número de conexiones se podría incrementar aún más, a 195 mil hogares. Los criterios de selección podrían garantizar que solamente se seleccionaran los proyectos financieramente sostenibles con las tarifas actuales.

Gráfico 1. Comparación de nuevas conexiones bajo distintos supuestos



LA ESTRUCTURA DE TARIFAS DEBE FOMENTAR USOS PRODUCTIVOS DE LA ELECTRICIDAD. Con un promedio de 0,17-0,18 dólares sin el FOSE para un sector típico de distribución de la zona rural, los precios de la electricidad en estas zonas son prohibitivos, llegando a casi el doble que en las zonas urbanas. El subsidio del FOSE se reduce cada vez más y desaparece con un nivel de consumo de 100 kWh al mes. Se trata de un poderoso desincentivo para lograr un mayor uso de la electricidad en las zonas rurales. El FOSE, aunque aborda aspectos de equidad, tiene el efecto añadido de hacer que los usuarios no deseen pasar del límite de 100 kWh. Se deberían considerar mecanismos más innovadores para el subsidio cruzado; por ejemplo, contar con tarifas fijas y variables y aplicar el subsidio a la tarifa fija. Para aumentar la eficiencia general del suministro de electricidad rural y distribuir los costos entre una mayor demanda, las compañías también deben promover un uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

PROMOCIÓN DE UN USO RENTABLE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES. La gran mayoría de los proyectos de electrificación rural implementados en los últimos diez años han sido extensiones de la red e instalaciones de generadores diésel aislados. En vista de que los niveles de uso son reducidos y el costo de la extensión de la red resulta elevado en el accidentado

terreno del Perú, los sistemas de energías renovables como los de energía solar o hidroeléctrica para hogares tienen grandes posibilidades de desempeñar una importante función en el suministro de electricidad rural. El MEM no cuenta con ninguna estrategia para el desarrollo de energías renovables. La DEP está llevando a cabo un Proyecto de Electrificación Rural a base de energía fotovoltaica con apoyo del PNUD/GEF, pero el proyecto ha tenido problemas en su implementación, y después de seis años sigue luchando por instalar los primeros mil sistemas bajo la DEP. No existen políticas sólidas ni incentivos financieros para el desarrollo de energías renovables. Como parte de los nuevos modelos de electrificación rural, el MEM debe promover que las compañías de distribución utilicen energías renovables para la electrificación rural donde resulte menos costoso. Ello requeriría un aumento de la capacidad en materia de energías renovables en el MEM y las compañías de distribución.

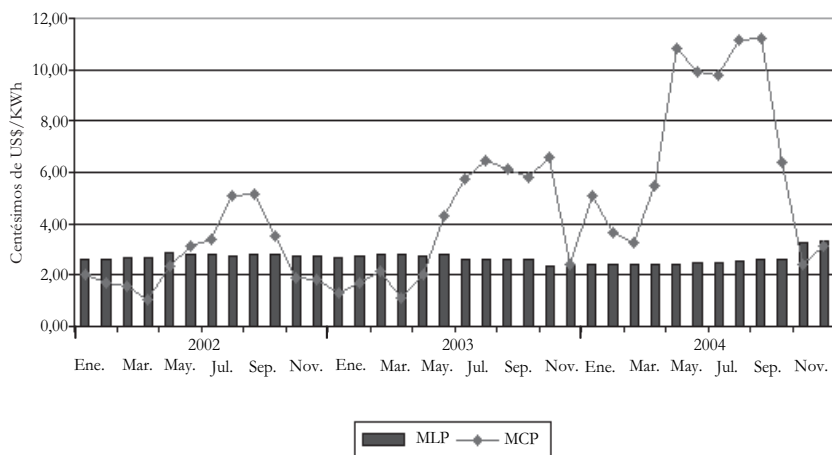
LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO: POLÍTICAS NECESARIAS PARA GARANTIZAR LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN. Una segunda cuestión que interesa sobremedida a los encargados de la formulación de políticas en la región y en todo el mundo es garantizar suficiente electricidad a los consumidores a precios razonables, es decir, la seguridad del suministro. La última revisión de las tarifas de generación indicó un margen de reserva de 27,6 por ciento del pico de demanda, que se considera adecuado. Pero existe preocupación por la falta de inversión en la nueva generación, la «emergencia hidroeléctrica» que surgió en los años 2003 y 2004 y la reticencia de los generadores a renovar los contratos de suministro para el mercado regulado.

En cuanto a la nueva inversión en generación, hay razones para preocuparse. A la tasa actual de crecimiento de la demanda de entre aproximadamente 4,5 por ciento y 5,0 por ciento, son necesarios al menos 120 MW de nueva inversión (60-70 millones de dólares) al año. En los cuatro años transcurridos en el periodo 2001-04 la inversión en generación ha sido de solo 250 millones de dólares, de los cuales 100 millones de dólares provenían del sector privado. Esta inversión resultaba inadecuada para mantener el margen de reserva. Si la demanda continúa creciendo y no aumentan las inversiones para satisfacer los niveles exigidos, está en peligro la seguridad del suministro.

Junto con una inversión inadecuada, los detonantes que hicieron que el Gobierno de Toledo propusiese un cambio radical de las normativas para la generación fueron la emergencia hidroeléctrica y la crisis del mercado de contratos. El precio de la energía generada que se cobra a los pequeños consumidores es establecido por el regulador sobre la base de una simulación del sistema de tres años, como se muestra en el gráfico 2 en forma de barras.

Las operaciones en el mercado mayorista se realizan al precio marginal de corto plazo «al contado» de la energía, como se muestra mediante la línea en el gráfico 2. Normalmente, la línea «oscila» en torno de las barras como respuesta a las variaciones estacionales y anuales de la disponibilidad de agua para la generación de energía hidroeléctrica y los precios del combustible. En todo el periodo 2000-02 el precio al contado se encontraba por debajo del precio regulado, pero durante diecisiete meses consecutivos en el periodo 2003-04 el precio de la energía «al contado» estuvo muy por encima del precio regulado, y llegó a un máximo de cuatro veces ese precio. Esta situación llevó a los generadores a

Gráfico 2. Precios de la generación de energía marginal de corto plazo (MCP) vs. marginal de largo plazo (MLP)



Fuente: OSINERG

rechazar la renovación de contratos al precio regulado. Tanto los generadores existentes como los posibles nuevos inversionistas se quejaron de que el precio regulado se estaba manteniendo artificialmente bajo, razón por la cual no fomentaba nuevas inversiones en generación.

En junio de 2005 el Ejecutivo propuso al Congreso una nueva ley eléctrica para abordar los problemas. Además, el regulador incrementó 25 por ciento el precio de la energía regulada en el ajuste de tarifas de noviembre de 2004. Esto fue seguido con una propuesta de cambio radical del régimen normativo. Si un distribuidor no puede obtener suministros mediante contratos al precio regulado, el nuevo modelo permitiría al distribuidor realizar subastas para contratos en el corto y largo plazo y transferir los precios de contrato resultante al precio «regulado». Aunque podría garantizar nuevas inversiones, también corre el riesgo de abrir el sistema a la manipulación y aumentar la inestabilidad de los precios. En Panamá se introdujo un sistema de subastas similar como parte de una segunda ola de reformas del sector electricidad, y ha producido una mayor inestabilidad.

PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN. El esquema de regulación introducido en 1992 para la transmisión tenía fallas. Se prestó poca atención a la transmisión al diseñar las reformas, sobre todo porque no se consideró inicialmente para la privatización. Así ocurrió con casi todas las reformas del sector eléctrico de la región (con la posible excepción de la Argentina).

El Perú siguió de cerca el enfoque chileno hacia la regulación de la transmisión, con sus dos características distintivas. En primer lugar, cada línea de transmisión individual se clasifica como «línea principal» o «línea secundaria». Los precios que pagan los usuarios de la línea principal se establecen para cubrir el total de los costos. Las líneas secundarias

son sufragadas solo en parte por los usuarios de estas, en proporción a la capacidad utilizada. Los propietarios de la transmisión, en especial las compañías privadas de generación y distribución, discutieron con el regulador para clasificar sus líneas como principales con el fin de garantizar que los consumidores pagaran en su totalidad el servicio de transmisión. Segundo, el concepto de «línea adaptada a la economía» introdujo otro problema con las tarifas de transmisión tanto para las líneas principales como para las secundarias. Se dice que una línea está adaptada a la economía si se utiliza en su totalidad en su capacidad de diseño. De acuerdo con este concepto, una línea recibiría por ejemplo el pago de la mitad de su costo económico si se empleara la mitad de su capacidad. La medición de la capacidad utilizada se realiza cada periodo de revisión de tarifas (un año para la transmisión). Resulta evidente que el pago de una línea variará todos los años en función de su uso, y en la práctica nunca cubre todo su costo si no se utiliza permanentemente en su totalidad.

Además de causar constantes fricciones con el regulador por las tarifas de transmisión, el resultado del sistema existente es la falta de inversión privada de riesgo en la expansión de la transmisión. Por contraste, la aplicación de la legislación determinada para la inversión privada bajo un sistema de concesiones ha producido una expansión satisfactoria de la transmisión eléctrica. Este sistema garantiza unos rendimientos de la inversión y una recuperación de costos razonables a través de un contrato de concesión en régimen de construcción, propiedad, operación y transferencia en el largo plazo. Aunque el regulador de la electricidad admite este tipo de inversión y acepta los precios de contrato acordados, resulta evidente que este acuerdo escapa de la normativa del sector.

El Gobierno y el regulador han propuesto cambios a la ley para modificar la regulación de la transmisión, eliminando los conceptos de líneas principales y secundarias y de línea adaptada a la economía y estableciendo un mecanismo más estable de tarifas y pagos que incluya algunas de las características del exitoso sistema de concesión en régimen de construcción, propiedad, operación y transferencia. Los cambios propuestos también contemplan la creación de una nueva entidad reguladora de planificación de la transmisión.

PRIVATIZACIÓN. Al comienzo de la administración del presidente Toledo, se definió una política de privatización en el sector energía más dinámica que durante el periodo final de la administración anterior, que había moderado su entusiasmo inicial por la participación privada en los servicios públicos. En diciembre de 2002 el Gobierno impulsó la privatización de Egesur (la compañía generadora que abastece a Arequipa), ante a la rotunda oposición de las autoridades regionales y la población local. El Gobierno perdió este enfrentamiento, y así se produjo un revés para su programa de privatización, no solo en el sector energía sino en general. Aunque el Gobierno ganó terreno en esta cuestión, el público en general sigue teniendo una percepción negativa de la privatización tal y como se practicó durante la administración de Fujimori. Debido al miedo a la oposición pública, las perspectivas futuras de la privatización son algo negativas en el corto plazo, especialmente en los servicios públicos de agua y electricidad.

FALTA DE UNA INVERSIÓN ADECUADA EN EL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN FUERA DE LIMA. Como ya se señaló, la distribución del servicio eléctrico se divide actualmente entre dos grandes compañías privadas que abastecen a Lima, con 1,63 millones de clientes, y

distintas compañías estatales regionales (de las cuales Distriluz es la mayor, con 1,21 millones de clientes). Luz del Sur y Edelnor, las compañías de Lima, cuentan con un mercado concentrado y rentable, con buenos indicadores técnicos y financieros. Distriluz, la mayor compañía estatal, abastece a un mercado diverso que incluye a ciudades de mediano tamaño con una concentración de carga moderada. El mercado de Distriluz no es muy rentable, pero su rendimiento es suficiente para mantener el negocio y expandir poco a poco el mercado. Las otras dos compañías de distribución que abastecen a las ciudades de Arequipa y Cusco tienen características similares a Distriluz. Las restantes compañías estatales de distribución abastecen a ciudades relativamente pequeñas y a pueblos con una baja concentración de carga, y a zonas rurales con comunidades dispersas y escasa demanda. Estas compañías no son rentables; algunas apenas cubren los costos operativos, y otras presentan déficits operativos.

Todas las compañías estatales de distribución son administradas por el FONAFE, que controla las nuevas políticas de inversión y rendimiento/beneficio de estas compañías. En general, la política del FONAFE ha consistido en restringir las inversiones y mantener los beneficios para transferirlos al Tesoro. Evidentemente, no se trata de una práctica adecuada para la sostenibilidad de los activos en el largo plazo, sobre todo en un negocio en el que una gran parte de los ingresos de las tarifas proviene de la depreciación que pretende garantizar una inversión adecuada en el mantenimiento de los activos. La política de restringir la inversión se justifica porque la administración del FONAFE es transitoria. La restricción de las inversiones exigida para mantener los activos está produciendo una declinación gradual de los activos de las compañías de distribución. La política también limita la capacidad de estas compañías para expandir los servicios.

Aunque el Gobierno de Toledo reiteró su intención de transferir Distriluz al sector privado, no está claro el momento oportuno para hacerlo, y lo está aún menos el destino del resto de las compañías estatales. El Gobierno está considerando privatizar solamente las partes más rentables de Distriluz, lo que dejaría las restantes áreas problemáticas sin solución. Así, pues, se recomienda mantener unido todo el territorio de servicio de Distriluz. Para garantizar la prestación de un servicio adecuado, el FONAFE debe privatizar inmediatamente las compañías de distribución (algo difícil, si no imposible, en el entorno actual), o bien tomar la decisión de permitirles operar comercialmente, con unas inversiones adecuadas para mantener sus activos. Esto significaría seguir permitiendo a Distriluz gestionar sus inversiones fuera del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y consentir a otras compañías invertir hasta los límites del monto de los ingresos obtenidos con la parte de la tarifa prevista para cubrir la depreciación.

También hay que considerar un nuevo ingrediente: la descentralización y regionalización del país. Algunas regiones están disputando al Gobierno Central la propiedad de las compañías de distribución regionales. En algunas regiones como Arequipa y Cusco existen fuertes sentimientos regionales sobre esta cuestión. No es probable que la transferencia de la propiedad de las compañías eléctricas regionales a los gobiernos regionales mejore la situación, e incluso podría empeorarla.

AVANCES REGIONALES Y CONVERGENCIA ENTRE GAS NATURAL/ELECTRICIDAD. Uno de los temas recientes más importantes de América Latina es la integración regional de la energía.

Aunque durante veinticinco años ha habido propuestas para una interconexión global de la electricidad en la región, solo se han implementado ciertas interconexiones bilaterales, sobre todo en el cono sur (la Argentina, el Brasil, el Uruguay, el Paraguay y Chile). Colombia, el Ecuador y el Perú han iniciado recientemente conversaciones para implementar un mercado subregional andino de electricidad.

Además, la última década ha sido testigo de la expansión de la utilización del gas natural, que se ha convertido en uno de los componentes más importantes de la matriz energética de la región y en el principal combustible para la generación de electricidad. En el cono sur se construyeron grandes gasoductos para transportar el gas natural desde las fuentes de exportación en Bolivia y la Argentina hasta los consumidores, principalmente en el Brasil y Chile. Cuando graves sequías en Chile entre los años 1997-99 causaron una crisis en el suministro eléctrico, se tomó la decisión de iniciar grandes importaciones de gas natural para la generación de electricidad. En ese momento la Argentina estaba promoviendo las exportaciones de gas natural. Como resultado del deseo de este país de exportar gas y la necesidad de gas de Chile, se desarrollaron tres gasoductos: Gasandes, Gasatacama y Norandino. Todos funcionaron bien hasta que llegó un frío invierno en 2004, que disparó la demanda de calefacción en la Argentina. Con unos suministros de gas escasos (la inversión en exploración de gas se redujo drásticamente debido a disputas sobre tarifas con las compañías energéticas), la Argentina se vio forzada a recortar las exportaciones de gas natural a Chile para satisfacer la demanda interna. La pérdida repentina de los volúmenes contratados de gas de la Argentina a Chile sirve como recordatorio de las verdaderas complejidades y riesgos de la integración regional de la energía.

Luego de esta experiencia, Chile pretende diversificar sus fuentes de gas natural para reducir su dependencia de la Argentina. Teniendo en cuenta que la generación de electricidad alimentada por gas representa alrededor de 50 por ciento de la generación total, Chile necesita un suministro seguro de gas natural. Bolivia, con las mayores reservas de gas de la región después de Venezuela, casi se ha descartado como proveedor de Chile debido a las disputas sobre su reclamación histórica de regir el acceso al océano Pacífico. Así, pues, Chile se muestra interesado en el gas de Camisea del Perú, y está promoviendo un «anillo energético» que incluye a la Argentina, el Brasil, Chile, el Paraguay, el Perú y el Uruguay para garantizar el acceso a esta fuente.

Sin embargo, las reservas probadas de Camisea se consideran insuficientes para garantizar el suministro interno durante al menos veinte años, el proyecto de exportación de gas natural licuado (GNL) ya aprobado para México, y exportaciones adicionales al «anillo energético». También existe un interés público en la promoción del uso masivo de gas natural en el Perú para la industria y el transporte, además de la demanda residencial y comercial. Reina cierta preocupación sobre el compromiso de valiosos recursos de gas natural para la exportación que podrían poner en peligro el suministro interno en un futuro. Las anunciadas reducciones de precios del gas licuado de petróleo (GLP), tras la puesta en funcionamiento de Camisea, no se han materializado. El público teme que los suministros no sean adecuados para la demanda interna y de exportación, y también que los precios del gas natural serían establecidos por las exportaciones sin un precio preferente para los consumidores nacionales.

En preciso realizar amplias consultas internas y globales en los países implicados para el desarrollo de cualquier proceso de integración energética viable y sostenible. En cualquier legislación es importante mantener un delicado equilibrio entre los intereses nacionales y la explotación de valiosos recursos naturales.

Bibliografía

- Banco Mundial. 2006. «Peru: Rural Electrification Project, Project Appraisal Document». Informe n.º 32686-PE. Washington D.C.: Banco Mundial.
- Banco Mundial. 2005. «Electrificación en las zonas rurales de Perú». Elaborado para Infraestructura Rural en el Perú. Lima: Banco Mundial.
- Banco Mundial. 2005. «Independent Economic Evaluation of the ILZRO/RAPS Renewable Energy System in the Amazon Region of Peru». Informe del ESMAP. Washington D.C.: Banco Mundial.
- Banco Mundial. 2005. «Private Participation in Infrastructure: The Peruvian Experience». Informe n.º 32674-PE. Washington D.C.: Banco Mundial.
- Comisión MEM-OSINERG. 2005. ***Libro Blanco: Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica***. Lima: MEM-OSINERG.
- Consejo de las Américas, Energy Action Group. 2005. «Energy in the Americas, Building a Lasting Partnership for Security and Prosperity». Washington, D.C.: Consejo de las Américas.
- Ministerio de Energía y Minas-Dirección General de Electricidad. 2005. ***Anuario estadístico 2004***. Lima: MEM.
- OSINERG. 2005. ***Aplicación de tarifas de gas natural en Lima y Callao***. Lima: OSINERG.
- OSINERG. 2004. ***Anuario estadístico***. Lima: OSINERG.
- The American Oil & Gas Reporter. 2005. ***Momentum Building for Gas Natural in Southern Cone of Latin America***. Kansas: The American Oil & Gas Reporter.
- Universidad de Stanford-Programa de Energía y Desarrollo Sostenible. 2004. ***Gas natural Pipelines in the Southern Cone***. California: Universidad de Stanford.
- Zolezzi, Eduardo. 2005. «Nuevo esquema para el desarrollo de la electrificación rural en el Perú». Presentación en el Colegio de Ingenieros del Perú.
- Zolezzi, Eduardo. 2005. «Situación de la reforma del sector eléctrico en América Latina». ***V Congreso Internacional Energía 2005***. Lima: Congreso Internacional de Energía.