



Problemática de la energía eléctrica: impacto fiscal y de mercado en Honduras

Resumen Ejecutivo

Preparado por Manuel I. Dussan

Tegucigalpa, septiembre de 2005

Las opiniones y conceptos expresados en este documento son los del autor y no necesariamente representan el punto de vista de la Fundación para la Inversión y Desarrollo de Exportaciones (FIDE)

Resumen Ejecutivo

Este resumen presenta las conclusiones de dos estudios sobre la problemática del subsector eléctrico: uno en el que se abordó su impacto fiscal y otro en el que se consideraron sus repercusiones sobre la eficiencia del mercado y la competitividad. Ambos estudios analizan la situación del subsector y presentan opciones de política sectorial para atender los problemas más apremiantes. Los estudios fueron contratados por FIDE, como parte del Proyecto de Competitividad, Inversión y Comercio financiado por USAID, con el objetivo de someter las opciones de política energética a consideración de los candidatos para la Presidencia de la República de Honduras, periodo 2006-2010.

La *Ley Marco del Subsector Eléctrico* de 1994 promovió la participación privada y la reestructuración de la ENEE como medidas para solucionar los problemas de un modelo de monopolio estatal integrado verticalmente, caracterizado por falta de eficiencia, dependencia del presupuesto nacional, e incapacidad financiera para atender la expansión de la capacidad de generación. La aplicación de la *Ley Marco* fue exitosa en ampliar la capacidad de generación con capital privado, pero no logró avanzar en la reestructuración de la ENEE para crear unidades separadas de distribución con participación privada. Como resultado, la ENEE ha continuado operando como un monopolio estatal integrado verticalmente con funciones de comprador único de energía.

Desde 1998 se han tratado de tramitar sin éxito, ante el Congreso Nacional, reformas de la *Ley Marco* para facilitar la privatización de la distribución y el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, con lo cual se podría atender problemas recurrentes sobre la ineficiencia de la gestión de la distribución, la baja calidad del servicio eléctrico, los altos costos de suministro de energía, la alta dependencia de combustibles importados y la baja cobertura del servicio eléctrico. Aparentemente las propuestas de reforma se perciben como un intento de privatización, lo cual no cuenta actualmente con apoyo político.

Actualmente las opciones de política dependen de la consideración de distintos factores: los costos y la confiabilidad de suministro, la cobertura del servicio eléctrico, las tarifas y subsidios de electricidad, la gestión y las finanzas de la ENEE y el funcionamiento del mercado de energía.

Costos y confiabilidad de suministro.

En los últimos 10 años la estructura de generación de energía en Honduras ha tenido una transformación profunda de un sistema predominantemente hidroeléctrico en manos estatales a un sistema predominantemente termoeléctrico en manos privadas, desarrollado con base en contratos de suministro de largo plazo. Los inversionistas privados que participan en las licitaciones han preferido la opción de motores diesel de mediana velocidad, con costos de capital relativamente bajos, tiempo de maduración corto, alta eficiencia y bajos riesgos de construcción. Sin embargo, la dependencia de una sola tecnología ha hecho que los costos de compra de energía sean muy sensibles a la volatilidad de los precios internacionales del bunker.

El proceso de compra de energía de la ENEE en licitaciones públicas ha tenido dificultades debido a apelaciones y atrasos, que han llevado a adjudicaciones directas y al arrendamiento de motores diesel para atender situaciones de emergencia. Los precios de energía en los contratos iniciales y en los arrendamientos son altos, superiores a 14 UScents/kWh, pero los

precios se han reducido con el tiempo y los últimos contratos tienen precios competitivos de 7.5 UScents/kWh.

Actualmente el precio promedio de compra de energía es de aproximadamente 8.5 UScents/kWh, calculado con los precios en el mercado internacional de combustibles durante el segundo trimestre de 2005. Se espera que el nivel de precio de compra no disminuya durante los próximos 4 años, pues no entran en operación nuevos proyectos que tengan impacto sobre el precio y el mercado de combustibles muestra una tendencia a mantener precios altos. Los planes de expansión de generación indican que es posible reducir y estabilizar los costos de generación a partir de 2010 si se diversifica el parque generador con base en recursos renovables y termoeléctricas que utilicen combustibles no líquidos, que deben entrar en operación para atender el crecimiento de la demanda y reemplazar contratos costosos de compra de energía que vencen a partir de ese año. Por lo tanto, durante los próximos 4 años el costo de generación dependerá de factores no controlables como el precio de los combustibles y la hidrología. Las plantas hidroeléctricas más atractivas que se encuentran en estado de avance de preparación son Patuca 3, un proyecto competitivo que puede entrar en operación en 2010 pero que no contribuye a reducir los costos de generación y Patuca 2, un proyecto muy económico que podría entrar en 2013 si se maneja adecuadamente su impacto ambiental.

La ENEE ha firmado contratos de compra de energía con más de 20 pequeños proyectos que usan fuentes renovables, de los cuales 46 MW están en operación y 37 MW en construcción. El precio promedio de compra es de 6.5 UScents/kWh que refleja el costo marginal de energía más un incentivo de 10% establecido en la Ley para este tipo de proyectos. Aun cuando el precio de energía es menor que el de las plantas térmicas, no es comparable pues la capacidad efectiva de estos proyectos varía con las condiciones hidrológicas y los ciclos de cultivos y debe ser respaldada con generación térmica convencional. Estos proyectos son un complemento, pero no un sustituto, de los proyectos más grandes.

Los cortes de electricidad que se presentaron en 2002 han sido motivo de preocupación de la industria, pues representan una pérdida importante de productividad. Los cortes generalmente están relacionados con falta de capacidad efectiva de generación o con restricciones en las redes de transmisión y distribución. La reserva de generación mejoró sustancialmente en 2005 con la entrada en operación de 410 MW de capacidad (proyectos Lufussa III y Enersa). Los índices de calidad de servicio de las redes son aceptables, pero son preocupantes los rezagos en los planes de inversión en transmisión y distribución debido a falta de recursos financieros de la ENEE.

Cobertura del servicio eléctrico.

La estructura de las ventas de electricidad por sectores de consumo se ha mantenido estable durante los últimos 10 años, con la mayor participación (40%) del sector residencial. Aun cuando en ese periodo la demanda de electricidad ha crecido a una tasa anual superior a 6% y la cobertura del servicio eléctrico ha aumentado 2 puntos porcentuales por año, la cobertura de 64.6% en 2004 era de las más bajas de Centroamérica y tenía una distribución regional muy desigual (96% en áreas urbanas y 35% en rurales).

La estrategia de reducción de la pobreza (ERP) reconoce la mejora en la infraestructura rural como un instrumento importante para el desarrollo económico y ha establecido la meta de lograr para el 2015 un 80% de cobertura a nivel nacional. A pesar de que la meta de cobertura representa un incremento de 15 puntos porcentuales, menor a los 21.5 puntos logrados durante

los últimos 10 años, es una meta ambiciosa y difícil de lograr, pues está concentrada en áreas rurales dispersas y poco densas, que implican mayor cantidad de obras y un costo mucho más alto por conexión. Se estima una inversión anual de US\$40 millones durante los próximos 10 años para conectar 400.000 nuevos usuarios.

El cumplimiento de la meta de cobertura es un reto que requiere cambios en la política actual. Los proyectos no son sostenibles financieramente pues la tarifa residencial no cubre los costos recurrentes de prestación del servicio. Aumenta sustancialmente la demanda por subsidios tarifarios, pues la mayoría de los usuarios rurales tienen consumos mensuales inferiores a 100 kWh. Para poder justificar la elevada inversión de 1000 US\$/conexión, es necesario maximizar los beneficios sociales por medio de soluciones integrales de infraestructura rural, consideración de soluciones descentralizadas, aplicación de criterios objetivos para priorizar las obras y libre competencia para seleccionar operadores calificados que minimicen los costos de conexión. Los aportes al Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) establecidos en la Ley son insuficientes para financiar el nuevo programa, pues el aporte de la ENEE de 1% de la facturación no se ha cumplido ni es viable y el aporte de presupuesto de 25 millones de lempiras no es suficiente.

Tarifas y subsidios.

La *Ley Marco* establece el principio que la tarifa promedio de electricidad debe reflejar el costo marginal de suministro más los costos eficientes de transmisión y distribución y permite aplicar un esquema de subsidios cruzados entre categorías tarifarias que beneficia a los usuarios residenciales con menores consumos. Desde el 2000 se adoptó un pliego tarifario diseñado con base en estos principios y, mensualmente, se calculan las tarifas aplicando un factor de ajuste que refleja el impacto sobre los costos marginales de variaciones en los precios de los combustibles y en la tasa de cambio.

El esquema de subsidios no funcionó como estaba diseñado. El subsidio cruzado en el pliego original funcionó como un subsidio generalizado ineficiente, que no está enfocado a los pobres, y no se trasladaron a tarifas los aumentos bruscos en el factor de ajuste, ocasionados por el incremento sustancial en los precios de los combustibles a partir de 2004. Se estima que en junio de 2005 la tarifa promedio aplicada cubría solamente 83% del costo estimado de prestación del servicio y 78% del subsidio estaba destinado a población no pobre. A pesar de que las tarifas aumentaron 40% en términos nominales durante los últimos 5 años, disminuyó ligeramente su valor real en lempiras, de forma que las tarifas actuales para los sectores residencial e industrial son competitivas con respecto a las tarifas en otros países de Centroamérica.

Las distorsiones tarifarias no tienen origen en normas legales sino más bien en las dificultades políticas de cobrar el costo de suministro a la mayoría de los usuarios, especialmente cuando estos costos son muy sensibles a variaciones bruscas en los precios internacionales de los combustibles. Las consecuencias son graves: la ENEE no cubre los costos de compra de energía, la tarifa no sirve como señal de precio para la expansión eficiente de la generación, y el subsidio cruzado estimula el despilfarro en el consumo de electricidad.

Adicionalmente al subsidio cruzado, desde 1994 existe un subsidio directo de presupuesto nacional para usuarios residenciales con consumos mensuales menores a 300 kWh (86% de los usuarios residenciales) que cubre buena parte del ajuste tarifario aplicado desde ese año. A partir de 2002 el Gobierno ha desmontado parcialmente el subsidio para limitar el aporte

presupuestario a 275 millones de lempiras por año, de tal forma que solamente se subsidia a los primeros 135 kWh del consumo de estos usuarios.

Gestión y finanzas de la ENEE.

Las pérdidas de energía continúan siendo el mayor problema de ineficiencia en el sector. A pesar de que se lograron reducir de 1998 al 2000 de niveles de 24% a 18%, a partir del 2000 se perdió el terreno ganado debido a la falta de inversión en el refuerzo de redes de distribución, falta de atención al control del robo y fraude, y falta de sistemas modernos de información sobre las redes de distribución. Se considera que al menos la mitad de las pérdidas actuales de 23.8% son pérdidas comerciales (robo, hurto, falta de medición) que pueden reducirse sin grandes inversiones, pero es una tarea compleja que toma tiempo, una buena organización, sistemas de información, apoyo político e instrumentos legales apropiados.

La ENEE pierde dinero en su función de comprador único pues en el margen sus ingresos por venta de energía a las tarifas aplicadas no son suficientes para cubrir el costo de la energía comprada, aun cuando redujera las pérdidas de energía a niveles de 15%, (que es la referencia utilizada para regular tarifas). El déficit en el margen de compraventa se ha reducido con los nuevos contratos a precios más competitivos, pero se espera que el déficit continúe en los próximos 4 años si se mantienen las tarifas y los precios actuales de los combustibles.

El déficit financiero de la ENEE en la actividad de compra de energía, combinado con el incremento de las pérdidas de energía y un aumento de la participación de las compras de energía hasta 70% de la energía total, ha llevado a la ENEE a una situación financiera crítica. En el periodo 2002-2004 la ENEE tuvo una pérdida anual del ejercicio de aproximadamente 3.000 millones de lempiras y un déficit en el flujo de caja operacional de aproximadamente 700 millones de lempiras. La ENEE ha cubierto el déficit en el flujo de caja con una línea de crédito de corto plazo con los bancos locales, que en 2005 llegó a 1.350 millones de lempiras.

Las proyecciones de flujo de caja de la ENEE para el 2005-2007 muestran un déficit promedio anual en el flujo de caja operacional de aproximadamente 1.100 millones de lempiras si no se aumentan las tarifas de electricidad ni se reducen las pérdidas de energía y se mantienen los precios actuales de los combustibles. Se espera que las posibles mejoras en la gestión solo tengan un impacto financiero a partir de 2007, por lo cual las únicas medidas para enfrentar la crisis financiera en el corto plazo son un aumento de tarifas, refinanciación del endeudamiento costoso a corto plazo o aportes de presupuesto nacional.

Funcionamiento del mercado de energía.

La ley marco establece un mercado de energía en el que los generadores tienen la posibilidad de vender energía directamente a los distribuidores a una tarifa regulada (tarifa en barra), a grandes consumidores (tarifa libre) o a la ENEE, que tiene la obligación de comprar energía a precios inferiores a la tarifa en barra o puede realizar licitaciones para la compra de energía a largo plazo. La tarifa en barra se calcula como el valor esperado de los costos marginales de energía de corto plazo durante un periodo de 5 años. En este esquema las nuevas empresas distribuidoras que se creaban con la reestructuración de la ENEE se convertirían en los principales compradores de energía y la ENEE jugaría temporalmente un papel de intermediario en la compra de energía.

La ENEE continuó operando como monopolio estatal integrado verticalmente y como comprador único pues se frustró su reestructuración institucional y la privatización de las distribuidoras. Los inversionistas privados participan en el desarrollo de proyectos de generación con contratos

de suministro de energía a largo plazo a la ENEE, mientras las ventas de energía a los grandes consumidores son un negocio marginal que representa solamente 3% de la demanda total. La ENEE solo puede trasladar al consumidor final una tarifa en barra que no remunera en forma completa los costos de compra de energía, y tiene que absorber la pérdida financiera con la renta de su generación hidroeléctrica que tiene costos variables muy bajos.

El mercado de energía no es sostenible con las tarifas aplicadas actualmente. La ENEE no tiene la capacidad financiera para continuar subsidiando la actividad de compraventa de energía y la garantía que otorga la nación para el pago oportuno de la energía contratada es un riesgo fiscal sustancial. Si se crean unidades de distribución independientes, es poco probable que los generadores privados asuman el riesgo de venderles energía a la tarifa en barra que se calcula con un procedimiento administrativo fácilmente manipulable. En estas condiciones, la ENEE tendría que mantener su papel de intermediario en la compra de energía para garantizar el suministro a las distribuidoras al precio trasladable a tarifas.

El mercado de grandes consumidores y el mercado eléctrico regional son una oportunidad para desarrollar un mercado de energía más amplio y competitivo que sirva para reducir y estabilizar los costos de suministro. Para aprovechar esa oportunidad es necesario garantizar el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y ofrecer opciones tarifarias a los grandes consumidores, crear unidades de distribución separadas, ajustar las tarifas para que cubran el costo de generación eficiente y eliminar el monopolio actual de la ENEE en las transacciones internacionales.

Impacto fiscal y sobre la eficiencia del mercado.

Los aportes directos de presupuesto nacional al subsector eléctrico durante los últimos 7 años se han concentrado en un subsidio tarifario directo de aproximadamente 2.000 millones de lempiras y los aportes al FOSODE por un valor de 135 millones de lempiras. Sin embargo, el mayor sacrificio fiscal ha sido la exoneración de los impuestos de importación de los combustibles utilizados para generación eléctrica destinada al servicio público, que alcanza un valor de 5,000 millones de lempiras, de los cuales 1.700 han sido cobrados a la ENEE en el cruce de cuentas entre el gobierno y ésta entidad.

El gobierno mantuvo en el pasado con la ENEE un cruce de cuentas, en el que se abonaba a esta última institución el pago del subsidio tarifario y la energía facturada al gobierno central y entes autónomos, y se abonaba al gobierno el pago del servicio de deuda de la ENEE y la exoneración de impuestos a combustibles reembolsada a generadores. A nivel anual se presentaron saldos importantes que no se conciliaron y distorsionaron los resultados financieros de la ENEE. Sin embargo, de 1998 a 2004 solo se acumuló a favor de gobierno la suma de 89 millones de Lempiras. A partir de 2004 se dejó de cruzar la energía facturada y la exoneración de los impuestos de combustibles y se acordó conciliar el saldo en la cuenta y eliminar este mecanismo.

La crisis financiera de la ENEE, causada por los subsidios generalizados y la gestión ineficiente, representa el mayor riesgo fiscal y para la competitividad de la industria, pues el gobierno otorgó una garantía de pago a los generadores privados y cualquier incumplimiento de las facturas por suministro de energía debe ser atendido con recursos de presupuesto nacional, si se quiere evitar que los generadores térmicos dejen de generar y la crisis financiera se convierta en una crisis energética.

No es una crisis coyuntural ocasionada por una situación transitoria de precios elevados en el mercado internacional de combustibles. Por el contrario, hay muchos problemas estructurales que explican por qué la crisis puede continuar por varios años si no se toman medidas adecuadas: un balance muy estrecho de oferta y demanda en el mercado de petróleo anticipa que los precios altos de los combustibles continuarán por varios años; la dependencia del parque de generación de los combustibles líquidos solamente se podrá reducir a partir de 2010; es poco probable que se logren mejoras sustanciales y sostenibles de la gestión de la ENEE si no se reestructura esta empresa; la estructura tarifaria está distorsionada y la política de subsidios es ineficiente y no sostenible; la tarifa en barra calculada con base en únicamente los costos marginales de energía no remunera adecuadamente la inversión eficiente en generación; el cumplimiento de las metas de cobertura eléctrica establecidas en la ERP no es viable con las políticas actuales; y hay barreras para que se desarrolle un mercado de energía más eficiente y se puedan aprovechar los beneficios del mercado eléctrico regional.

Por lo tanto, las soluciones orientadas a aliviar un déficit transitorio en el flujo de caja, tales como refinanciamiento de deuda costosa y creación de fondos de estabilización del precio de los combustibles, no resuelven el problema de fondo y contribuyen a postergar y posiblemente a agudizar la crisis. Tampoco son recomendables los aumentos tarifarios que se justifican únicamente por razones financieras para compensar las ineficiencias de la ENEE.

Opciones de política del subsector eléctrico

El objetivo principal de la política eléctrica es asegurar el suministro de energía para atender la demanda, a precios competitivos, y en forma confiable y sostenible. Esta política interesa a los industriales que buscan precios bajos de electricidad sin interrupciones en el servicio. Interesa al gobierno hondureño que busca asegurar el suministro confiable de electricidad a toda la población, y evitar desequilibrios fiscales que comprometan la ejecución de su estrategia para la reducción de la pobreza.

A continuación se resumen y organizan las propuestas de opciones de política, con el criterio de dar prioridad a las medidas que se pueden tomar en el primer año del nuevo gobierno y que sean efectivas para solucionar problemas fiscales que pongan en peligro los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional o el cumplimiento de las metas de cobertura incluidas en la ERP. Se presentan los principios de política sectorial que se sugiere adoptar y luego el conjunto de medidas que se deben tomar para implementar estas políticas.

Establecer subsidios tarifarios enfocados que beneficien a los más pobres. Como principio general, las tarifas deben reflejar los costos eficientes de prestación del servicio. Los subsidios directos se deben destinar a la inversión, para asegurar el aumento de la cobertura a los más pobres, y los subsidios al consumo se deben eliminar. Mantener subsidios cruzados explícitos que sean neutros y que beneficien a los más pobres. Esto es, que se indique en forma explícita en la factura el valor del subsidio y de la sobre tasa, que se eliminen los subsidios a los consumos residenciales por encima del consumo básico de la población pobre y que haya equilibrio entre el monto entregado en subsidios y el monto recaudado en sobre tasas. Se sugiere tomar las siguientes medidas:

Aumento tarifario. Aplicar en forma inmediata un aumento generalizado de por lo menos 10% en la tarifa vigente en junio de 2005, siempre y cuando no exceda el factor de ajuste autorizado por la fórmula de la CNE. Esta medida mejora en forma inmediata los ingresos de la ENEE y es compatible con un plan a más largo plazo para corregir las distorsiones tarifarias. Como

complemento se pueden establecer tarifas horarias para la industria que incentiven la reducción del consumo en las horas en que es más costoso generar energía.

Estudio de tarifas y subsidios. Contratar y realizar el estudio de tarifas y subsidios acordado con el Banco Mundial como parte del Crédito de Apoyo a la Reducción de la Pobreza (PRSC). Los productos de este estudio son: diseño de un cargo de capacidad para incluir en la tarifa en barra; cálculo del valor agregado de transmisión y distribución; determinación del nivel de consumo mensual asociado con los pobres; diseño de una nueva estructura tarifaria que cubra los costos eficientes de suministro; diseño de un esquema de subsidios transparentes y eficientes; y diseño de una estrategia para la aplicación de las nuevas tarifas.

Eliminación distorsiones. Una vez se termine el estudio tarifario, se puede ejecutar un plan para eliminar las distorsiones. Para evitar aumentos muy fuertes en las tarifas residenciales, probablemente habrá que seleccionar el momento oportuno de los ajustes, para que coincidan con una posible caída de los precios de los combustibles

Adoptar una política de diversificación de las fuentes de generación. Los extremos en la composición del parque generador son riesgosos: la dependencia de recursos renovables hace vulnerable el suministro a sequías extremas y ciclos de cultivo, la dependencia de una tecnología de generación termoeléctrica hace muy sensibles los costos de generación a la volatilidad del precio de los combustibles. Se sugiere tomar las siguientes medidas:

Iniciar en forma inmediata la preparación de la licitación para desarrollar el proyecto hidroeléctrico de Patuca 3 y para la compra de energía adicional a partir de 2010. Hay que tener en cuenta que la ejecución de estos proyectos se encuentra en la ruta crítica y cualquier atraso en la licitación pone en el peligro la política de diversificación: si no entra en operación el proyecto hidroeléctrico en 2010 habría que anticipar generación térmica y se pierden buena parte de los beneficios del proyecto; si se atrasa la licitación para la compra de energía, habría que dar menos plazo para la entrega de energía y ya no podrían competir las plantas a carbón o gas natural licuado, con lo cual se pone en peligro la política de diversificación.

Desarrollar un programa de manejo integral y desarrollo sostenible de la cuenca del río Patuca que complemente el plan de manejo ambiental de Patuca 3 y abra las puertas para el desarrollo del proyecto de Patuca 2, el cual permite reducir los costos de generación.

Establecer procedimientos de libre concurrencia para la compra de energía que incluyan: plazos suficientes para la preparación de ofertas y entrega de energía que permitan la participación de diferentes tecnologías; criterios objetivos para determinar el menor precio evaluado; aplicación de teoría de portafolios para manejar el riesgo de precios; contratos de suministro de diferente duración, diversificación de las fuentes de suministro, escalonamiento de la fecha de vencimiento de los contratos, etc.

Facilitar el desarrollo de proyectos que usan recursos renovables con las siguientes medidas: simplificar los procedimientos para gestionar la licencia ambiental, el contrato de operación y la contrata de aguas, y ampliar el periodo de las exenciones tributarias para que cubra la mayor parte del plazo para amortización de la deuda de estos proyectos.

Adoptar una política de acceso universal al servicio de electricidad cuando se justifique por sus beneficios sociales. Preparar y ejecutar el programa de electrificación social para cumplir la meta de 80% de cobertura para el 2015, siguiendo los siguientes lineamientos :

Convertir el aporte al FOSODE de 1% de la facturación de la ENEE en una sobre tasa que se cobra a todos los usuarios de electricidad. Tramitar una solicitud para acceder a los recursos de alivio de deuda para financiar proyectos de electrificación rural en cumplimiento de la meta

de cobertura del ERP. Crear un fideicomiso que se encargue de la administración de todos los recursos del FOSODE.

Para ser elegibles, los proyectos deben cumplir el criterio de sostenibilidad financiera. Es necesario formular los proyectos de electrificación rural como parte de programas integrales de desarrollo de infraestructura rural. Puede considerarse otorgar un subsidio de hasta el 100% de la inversión a proyectos elegibles. Es recomendable utilizar procedimientos de libre concurrencia para seleccionar los prestadores del servicio que propongan la solución más económica, bien sea con conexión a la red o descentralizada, y que soliciten un menor subsidio por conexión.

Reestructuración de la ENEE como instrumento para mejorar la gestión de la distribución y desarrollar un mercado de energía más competitivo. Se sugiere tomar las siguientes medidas:

Preparar y ejecutar un plan de choque para reducir las pérdidas comerciales de energía, que comprende el levantamiento de la red de distribución en un sistema de información geográfica, la compra e instalación de medidores, la ejecución de un programa de macromedición, la normalización del servicio en colonias subnormales, la penalización del fraude y la organización de cuadrillas de control de pérdidas.

Se hace necesario reanudar en forma inmediata el proceso de contratación de los servicios de consultoría para el análisis de las opciones de reestructuración, y diseñar el plan de reestructuración. En forma paralela al estudio, hace falta revisar y definir las reformas a la *Ley Marco del Subsector Eléctrico* que sean necesarias para que las nuevas unidades de distribución puedan operar eficientemente en el mercado de energía. Se deberían analizar, entre otros, los siguientes aspectos:

el establecimiento de un fondo de subsidios cruzados que asegure la neutralidad del subsidio cruzado para las diferentes áreas de distribución;

la posibilidad de que las empresas distribuidoras puedan trasladar a tarifas el costo de los contratos de compra de energía que resulten de procedimientos de libre concurrencia;

el establecimiento de un mercado de balance en que los generadores puedan realizar transacciones horarias para ajustar las diferencias entre el volumen de energía contratado y el despachado; y

la eliminación del monopolio de la ENEE en las transacciones internacionales.

Finalmente debe presentarse a consideración del Congreso Nacional el proyecto acabado de reforma de la Ley Marco.

Priorización de las medidas.



EI

Cuadro 1 resume las opciones de política propuestas y define la prioridad en la ejecución de las medidas para implementar estas políticas. La tabla identifica las medidas más urgentes que se pueden ejecutar sin reformas legislativas y las medidas que requieren tramitar reformas a la *Ley Marco del Subsector Eléctrico*.

Cuadro 1

**Opciones de política
Medidas y prioridad ejecución**

Política	Trimestre	2006				2007	
		I	II	III	IV	I	II
Establecer tarifas que reflejen costos eficientes y esquema de subsidios focalizados a los pobres		Aumento tarifario	Aplicar tarifas horarias y opciones tarifarias para la industria				
		Contratar y preparar estudio tarifas y subsidios			Trámite reforma Ley marco para crear fondo de subsidios cruzados		
						Establecer nuevo pliego tarifario y ejecutar programa de ajustes tarifarios	
Diversificación de las fuentes de generación		Asesoría estructuración proyecto Patuca 3	Preparar docs licitación Patuca 3	Inicia licitación Patuca 3	Ampliar plazo exenciones tributarias	Cierre Patuca 3	
		Preparar docs licitación compra energía		Licitación compra energía			
						Compra de energía sobrante cogeneradores y MER	
Acceso universal al servicio de electricidad		Preparar plan electrificación social: coordinar con planes integrales de infraestructura rural, definir criterios de selección de proyectos y asignación de subsidios, esquema organizacional y procedimientos de ejecución,		Tramitar financiamiento programa 2007-2009			
				Tramitar solicitud para acceder a recursos de la ERP	Crear fondo fideicomiso		
Reestructuración de la ENEE y creación mercado de energía más competitivo		Preparación plan de choque reducción pérdidas (levantamiento red, macromedición, dotación cuadrillas, compra e instalación medidores)			Ejecución plan de choque		
		Contratación consultoría reestructuración de la ENEE	Ejecución contrato reestructuración				Trámite decretos reestructuración
			Análisis reforma Ley Marco (creación mercado de oportunidad, traslado a tarifas costo contratos, eliminación barreras a MER)		Trámite reforma Ley Marco para crear mercado de energía más competitivo		

 Medidas prioritarias
 Medidas que requieren reforma a la Ley Marco