

# **Estudio de Actualización y Revisión del Sector Eléctrico**

**Marzo 2010**

**Agencia de Cooperación Internacional del Japón – JICA –  
Oficina en Honduras**

<b>HDO</b>
<b>JR</b>
<b>10-003</b>

**Agencia de Cooperación Internacional del  
Japón (JICA)**

**HONDURAS**

**Estudio de Actualización y Revisión del  
Sector Eléctrico**

**Informe Final**

**22 de marzo de 2010**

**Preparado para JICA por Manuel I. Dussan**

## Tabla de Contenido

I.	Introducción .....	1
II.	Resumen Ejecutivo .....	3
III.	Situación Actual del Sector Eléctrico .....	11
	A. Matriz energética .....	11
	B. Estructura Institucional .....	13
	C. Situación de oferta y demanda .....	16
	1. Generación .....	16
	2. Precios mercado mayorista .....	17
	3. Demanda .....	20
	4. Comparativos a nivel de región .....	21
	D. Regulaciones .....	21
	1. Precio y Subsidios .....	22
	2. Promoción de generación con energía renovable .....	24
	E. Medidas adoptadas para la recuperación del sector .....	26
	1. El desempeño inadecuado de la ENEE .....	26
	a) Reducción de pérdidas de electricidad .....	27
	b) El proyecto de mejora de la eficiencia del sector eléctrico .....	28
	c) La reestructuración de la ENEE .....	29
	2. La crisis financiera .....	31
	3. La dependencia de la generación con derivados del petróleo .....	33
	4. El riesgo inminente de una crisis energética .....	37
	F. Cooperación Internacional y lecciones aprendidas .....	39
IV.	Evolución futura del Sector Eléctrico .....	41
	A. Demanda y eficiencia .....	41
	B. Potencial de generación con fuentes renovables .....	42

C.	Plan de expansión de generación .....	43
D.	Proyecciones financieras.....	46
E.	Retos y oportunidades.....	50
1.	A corto plazo .....	50
2.	A mediano plazo.....	52
a)	Sostenibilidad financiera del sector .....	52
b)	Movilización de los recursos financieros.....	54
c)	Integración al mercado regional.....	55
d)	Aumento de la cobertura del servicio .....	57
V.	Opciones y recomendaciones.....	59
A.	Medidas correctivas .....	59
1.	Opciones para enfrentar retos a corto plazo .....	59
a)	Crisis financiera .....	59
b)	Crisis de suministro .....	61
2.	Opciones para enfrentar retos a largo plazo .....	62
a)	Como asegurar la sostenibilidad financiera e institucional del sector .....	62
b)	Como facilitar la movilización de los recursos financieros .....	65
c)	Como avanzar en el desarrollo del mercado regional.....	66
d)	Como aumentar la cobertura del servicio .....	67
e)	Resumen de las opciones y medidas correctivas .....	67
B.	Posible apoyo de la cooperación Internacional.....	69
1.	Fortalecimiento institucional .....	71
2.	Financiamiento proyectos de generación con energía renovable .....	71
3.	Inversiones prioritarias de transmisión y distribución.....	71
4.	Estudios básicos.....	72

## ABREVIACIONES Y ACRÓNIMOS

AMR:	equipos de medición remota
bb1:	barril
BCIE:	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
BM:	Banco Mundial
BNDES:	Banco Nacional de Desarrollo de Brasil
BOT:	construir, operar, transferir
CFL:	lámpara fluorescente compacta
CMCP:	costo marginal de corto plazo
CNE:	Comisión Nacional de Energía
COHCIT:	Consejo Hondureño de Ciencia y Tecnología
CPME:	Comisión Presidencial de Modernización del Estado
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DIRPLAN:	Dirección de Planificación y Desarrollo
EBITDA:	ingreso neto antes del pago de intereses, depreciación, amortización e impuestos
ENEE:	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR:	Ente Operador Regional
ERP:	estrategia de reducción de la pobreza
FHIS:	Fondo Hondureño de Inversión Social
FOSODE:	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico
GAUREE:	Generación Autónoma y Uso Racional de Energía
GdH:	Gobierno de Honduras
GE:	Gabinete Energético
GEF:	<i>Global Environment Facility</i>
GWh:	miles de millones de vatios-hora

IDA:	<i>International Development Association</i>
IFC:	<i>International Finance Corporation</i>
Informe BM:	Honduras- Temas y Opciones del Sector de Energía
JICA:	Agencia de Cooperación Internacional del Japón
kWh:	miles de vatios-hora
lbs:	libras
Lps	Lempiras
lts:	litros
MER:	mercado eléctrico regional
mts:	metros
MW:	millones de vatios
MWh:	millones de vatios-hora
OES:	Oficina de Electrificación Social
OIEA:	Organización Internacional de Energía Atómica
p.a.:	por año
PIR:	Proyecto de Infraestructura Rural
PROMEF:	Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector Eléctrico
seg:	segundo
SERNA:	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIAFI:	Sistema de Administración Financiera Integrada
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
Taipower:	<i>Taiwan Power Company</i>
UG:	unidad de gestión
UIN:	unidad independiente de negocios
VAD:	valor agregado de distribución

## I. Introducción

El informe “Honduras- Temas y Opciones del Sector de Energía” publicado por el Banco Mundial en julio 2007 (en adelante denominado Informe BM) presenta un diagnóstico completo del sector eléctrico de Honduras, analiza los principales retos que enfrenta el sector a corto y mediano plazo, identifica opciones de política y propone estrategias para enfrentar estos retos. Después de casi tres años de realizado ese estudio se han presentado importantes eventos internos y externos que afectan el desarrollo del sector: la operación de saneamiento financiero de la ENEE realizada por el Gobierno de Honduras (GdH) en 2008, la crisis financiera internacional que se inició en 2008 y la crisis política interna de 2009.

La Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) han considerado conveniente actualizar el Informe BM en sus aspectos básicos para identificar los desafíos que enfrenta el sector, con énfasis en el desarrollo de generación con fuentes de energía renovable y los programas de ahorro de energía para reducir la dependencia al petróleo, proponer medidas a corto y mediano plazo para enfrentar estos desafíos, identificar áreas prioritarias para orientar los programas de asistencia técnica y financiamiento de JICA y el BID, y facilitar el diálogo con las nuevas autoridades de gobierno sobre el desarrollo del sector.

JICA contrató al consultor Manuel Dussan para realizar este trabajo, denominado Estudio de Actualización y Revisión del Sector Eléctrico de Honduras, en un plazo corto de aproximadamente 2 y medio meses. Con este fin, el consultor presentó un Informe Inicial el 4 de enero de 2010, el cual examina documentos recientes sobre el sector eléctrico de Honduras<sup>1</sup> y propone un programa de trabajo para cumplir con los objetivos básicos de la consultoría. El consultor realizó una primera visita a Tegucigalpa del 1 al 5 de febrero de 2010 para realizar reuniones con funcionarios claves de la ENEE, la Secretaría de Finanzas, SERNA, CPME y algunos inversionistas privados con el fin de actualizar la información disponible sobre el sector de electricidad y discutir los planes, programas, políticas y medidas que se han ejecutado o adoptado a partir del 2007 o que se propone ejecutar o adoptar en el futuro. El consultor presentó un borrador de Informe Preliminar el 27 de febrero de 2010, el cual presenta los resultados preliminares del estudio y sus conclusiones y recomendaciones. El consultor realizó una segunda visita a Tegucigalpa del 9 al 11 de marzo de 2010 con el fin de recopilar información faltante, aclarar y verificar los aspectos y conclusiones más importantes de su análisis y reunirse con las nuevas autoridades del sector.

Este informe final, presenta una actualización del Informe BM, en los siguientes aspectos: evolución del sector en el periodo 2007-2009, y actualización de los principales desafíos

---

<sup>1</sup> Temas y Opciones del Sector de Energía de Honduras, Informe Final, Banco Mundial, julio 2007; Plan indicativo regional de expansión de generación periodo 2009-2023, CEAC, mayo de 2009; Análisis del mercado Hondureño de energía renovable, Proyecto ARECA, BCIE, 2009; Cálculo de las tarifas del servicio eléctrico de Honduras, Angel Baide, abril de 2008

que enfrenta el sector, en especial la expansión de la capacidad de generación para atender en forma confiable el crecimiento de la demanda, la diversificación de las fuentes de energía con base en el desarrollo de energía renovable, la integración en el mercado eléctrico regional (MER), la sostenibilidad financiera, los subsidios y rezagos tarifarios, los programas de ahorro de energía y el fortalecimiento y mejora en la gestión de la ENEE. El informe propone medidas a corto y mediano plazo para enfrentar estos desafíos, e identifica áreas prioritarias para orientar los programas de asistencia técnica y financiamiento de JICA y el BID.

Por tratarse de una actualización, el informe parte de los resultados y conclusiones del Informe BM, examina la evolución del sector a partir de 2007 y las medidas adoptadas, y analiza los cambios en la prospectiva del sector de electricidad. Por lo tanto, el informe no repite el diagnóstico y análisis del Informe BM y se concentra en el análisis de la evolución reciente del sector. En relación a la prospectiva del sector, el informe se basa en los resultados de los estudios más recientes preparados por SERNA y ENEE. Como se indicó en el Informe Inicial, el tiempo de preparación del estudio es corto y no permite hacer un análisis independiente del plan de expansión de generación y transmisión y de las proyecciones financieras del sector como el presentado en el Informe BM.

Este informe final está organizado en 4 capítulos: **resumen ejecutivo; la situación actual del sector**, en el cual se analiza la evolución reciente del sector y las medidas implementadas por el gobierno para la recuperación del sector; **la evolución futura del sector**, en el cual se analiza el plan de expansión de generación y de transmisión y las proyecciones financieras, y se discuten los retos que enfrenta el sector; y **opciones y recomendaciones**, en el cual se presentan las opciones de medidas correctivas para atender los retos y se identifican las áreas prioritarias para la asistencia técnica y el financiamiento de JICA y el BID.



## II. Resumen Ejecutivo

El diagnóstico de la situación del sector eléctrico presentado en el Informe BM del 2007 identifica aspectos que preocupan sobre la sostenibilidad del sector eléctrico, especialmente: (i) **el desempeño inadecuado de la ENEE**, con pérdidas comerciales de electricidad altas y crecientes, falta de sistemas modernos de información y de gestión comercial y debilidades en la gobernabilidad corporativa; (ii) **La situación financiera de la ENEE es crítica e insostenible**, como resultado de su desempeño deficiente, la vulnerabilidad de los costos de generación a la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles y la aplicación de subsidios generalizados de electricidad; (iii) **la dependencia de la generación térmica con derivados de petróleo**; (iv) **el riesgo inminente de una crisis energética** debido a la falta de una reserva de generación adecuada y los atrasos en la contratación de nueva capacidad de generación. El Informe BM concluye que un escenario donde se continua con la situación actual —no se toma ninguna acción para reducir las pérdidas de electricidad, establecer tarifas que cubran el costo de suministro y focalizar los subsidios tarifarios — no es sostenible en el corto plazo pues el déficit financiero aumentaría y no existe espacio fiscal para financiarlo.

### *Medidas adoptadas para la recuperación del sector*

El GdH adoptó medidas para superar la difícil situación que enfrentaba el sector a comienzos de 2007. Para **mejorar el desempeño de la ENEE**, el GdH : (i) desarrolló un programa masivo de instalación de medidores remotos, macro-medición y revisión en campo que logró una reducción de las pérdidas de 25.4% a 21.2% en 2007, pero la tendencia no fue sostenible y a final de 2009 las pérdidas aumentaron a 22.5%; (ii) preparó y aseguró financiamiento de IDA por US\$30 millones para el Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector Eléctrico (PROMEF) que consiste en la reestructuración del negocio de distribución, y la modernización de los sistemas de información y de gestión comercial, y (iii) completó estudios, con asistencia de consultores internacionales, para la reestructuración de la ENEE en 4 unidades de gestión, con contabilidades separadas, incluyendo el diseño detallado de la estructura organizacional, los procedimientos de selección de los nuevos directivos y el plan de cuentas.

El GdH implementó en 2007 y 2008 un **programa de saneamiento financiero de la ENEE**, consistente en la capitalización de la ENEE en aproximadamente US\$220 millones, aumentos en la tarifa promedio de electricidad de aproximadamente 31% en 2008 y 6% en 2009 y la emisión de letras de cambio por un monto de aproximadamente US\$90 millones para el pago de las cuentas en mora con los generadores privados. Gracias al programa de saneamiento financiero adoptado por el gobierno, las pérdidas financieras de la ENEE, que durante 2007 y 2008 se mantuvieron por encima de 2,500 millones de Lps, se redujeron a aproximadamente Lps500 millones en 2009 cuando el precio del bunker cayó a los niveles de precio de 2007 de aproximadamente 55 US\$/bbl, después de alcanzar un valor promedio de 74 US\$/bbl en 2008.

El GdH está adelantando un programa de **diversificación de las fuentes de energía basado en el desarrollo de generación con energía renovable**. ENEE avanzó sustancialmente en la preparación de proyectos hidroeléctricos bajo esquemas BOT o de

asociación pública privada. En 2008 ENEE firmó un contrato tipo BOT con Taipower para el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Piedras Amarillas de 100 MW y completó el estudio de factibilidad. En 2009 firmó un contrato para el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos Llanitos y Jicatuyo con una capacidad total de 270 MW, bajo un esquema tipo BOT con la participación como accionistas de un constructor del Brasil, BCIE y la ENEE y el financiamiento de US\$270 millones del BNDES de Brasil. Sin embargo, el desarrollo de estos proyectos enfrentó dificultades en 2009 cuando la Asamblea Nacional de Taiwan no aprobó el presupuesto de inversión de Taipower para este proyecto y el préstamo del BNDES quedó en suspenso a raíz de la crisis diplomática con Brasil.

Adicionalmente, en 2007 el Congreso Nacional aprobó el decreto ley 70 para la promoción de generación con energía renovable, el cual reactivó el interés de inversionistas privados en la preparación de proyectos de generación con energía renovable. La respuesta de los inversionistas privados a finales de 2009 a una licitación para la compra de 250 MW en generación con energía renovable excedió todas las expectativas. En la evaluación de ofertas calificaron 39 proyectos con una capacidad de aproximadamente 600 MW, en su mayoría proyectos hidroeléctricos pequeños y medianos que entrarían en operación entre 2012 y 2017. Como complemento a lo anterior, en 2008 ENEE suscribió un contrato de compra de energía a largo plazo del proyecto eólico Cerro de Hula, con una capacidad de 100 MW. La ejecución y puesta en operación de los proyectos de generación con energía renovable que están en proceso de desarrollo o contratación aumentaría la participación de energía renovable de 30% en 2009 a 80% en 2017.

Aun cuando la ENEE tomó algunas medidas para **reducir el riesgo de una crisis de energía a corto plazo**, la realidad es que factores externos, fuera del control de la ENEE, jugaron un papel importante en evitar racionamientos en 2009. Por una parte, ENEE ejecutó el “Proyecto de Iluminación Eficiente”, la sustitución gratuita de seis millones de bombillos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (CFL) en el sector residencial, con lo cual se lograría la sustitución y destrucción de la mayor parte de los bombillos incandescentes que operaban en el país. Por la otra, la crisis financiera internacional produjo una contracción en el comercio internacional en 2009 y redujo la producción industrial en Honduras, lo cual se reflejó en una caída de aproximadamente 10% en las ventas de electricidad a ese sector. Aun cuando la capacidad disponible de generación no aumentó entre el 2007 y 2009, se evitó una crisis de suministro gracias al efecto combinado de la crisis financiera y los bombillos ahorradores.

### ***Retos a corto plazo***

**Ahora, como hace 3 años, el reto más importante del sector eléctrico en Honduras en el corto plazo es superar una situación financiera crítica e insostenible y reducir el riesgo de un posible déficit de energía.** Aun cuando las medidas adoptadas por el GdH evitaron una crisis financiera aguda, no fueron suficientes para superar los problemas. A finales de 2009, la tarifa promedio era insuficiente para cubrir los costos de suministro y se aplicaba un subsidio directo en el sector residencial que beneficiaba a 88% de los consumidores, por un monto anual de aproximadamente Lps 1,000 millones que el gobierno no estaba en condiciones de pagar. Las proyecciones financieras muestran una pérdida en el ejercicio para el 2010 mayor a Lps 2,500 millones, si se mantiene el nivel

actual del precio del combustóleo de 72 US\$/bbl y no se efectúa un aumento de 11% en la tarifa que resulta de aplicar la fórmula vigente de ajuste por el incremento del precio del combustible. Por otra parte, la reserva de potencia actual es insuficiente para atender en forma confiable la demanda proyectada para 2010 y 2011. Para evitar una crisis de suministro, es necesario negociar una ampliación del plazo de los contratos de compra a energía con generadores térmicos que se vencen en 2010 y negociar un contrato para importar al menos 50 MW en el MER.

Como resultado del análisis de las opciones **para enfrentar una posible crisis financiera y de suministro a corto plazo, el informe propone adoptar las siguientes medidas forma inmediata:**

- Aprobar en forma inmediata el ajuste de la tarifa de 11%, pendiente de aplicar desde el segundo semestre de 2009.
- Adoptar medidas que permitan eliminar el subsidio directo que reciben los consumidores de hasta 500 kWh mensual, buscando medidas sustitutivas para proteger a los consumidores de 0 a 150 kWh mes.
- Desmontar gradualmente el subsidio cruzado que favorece a consumos residenciales hasta de 1,450 kWh/mes, focalizando dichos subsidios en los consumos de subsistencia.
- Preparar un diagnóstico y reactivar y reorientar el programa de reducción de pérdidas para utilizar en forma más efectiva los equipos de medición remota. Ejecutar un programa de choque para recuperar la cartera por ventas de electricidad.
- Evaluar la conveniencia de realizar una operación financiera de cobertura de precio para suavizar el impacto tarifario de un aumento súbito del precio de combustóleo utilizado en la mayoría de las plantas de generación térmica.
- Negociar la ampliación del plazo de los contratos de suministro de energía Lufussa I y Elcosa que vencen en 2010.
- Buscar opciones para la compra de energía firme en el mercado regional que sirvan para atender las necesidades de reserva de potencia a corto plazo y para mejorar la posición negociadora de la ENEE con Lufussa I y Elcosa.

### ***Retos a mediano plazo***

**A mediano y largo plazo, el informe identifica cuatro desafíos mayores:** (a) asegurar la sostenibilidad financiera del sector, (b) movilizar los recursos financieros requeridos para diversificar las fuentes de energía y eliminar los rezagos en las inversiones en transmisión y distribución, (c) aprovechar los beneficios potenciales del MER, e (d) incrementar el acceso de los pobres al servicio eléctrico.

### *Sostenibilidad financiera e institucional del sector*

El informe concluye que para **asegurar la sostenibilidad financiera e institucional del sector a largo plazo**, es necesario lograr mejoras sustanciales y sostenibles del desempeño del sector, establecer tarifas que cubran los costos eficientes de suministro, y mejorar los procedimientos de contratación del suministro de energía. **La estrategia para mejorar el desempeño del sector** se concentra en una primera fase en la mejora de la gestión del área de distribución y comercial de la ENEE con la ejecución del proyecto PROMEF, y en la reestructuración de la ENEE en 4 unidades de gestión con contabilidad separada. Sin embargo, esto no es suficiente para lograr mejoras sustanciales y sostenibles. La ENEE como entidad pública está sujeta a muchas restricciones en su manejo presupuestal y financiero y en la gestión de compras, y a la influencia política. Es necesario avanzar en la transformación de la empresa de una entidad pública a una empresa comercial. Como complemento a lo anterior, es necesario separar y fortalecer las funciones de formulación de política y regulación del sector y desarrollar las reglas de operación del mercado mayorista de energía, para que ENEE esté sujeta a regulaciones que promueven su eficiencia y a la disciplina de la competencia en el mercado de energía regional.

**El establecimiento de tarifas que cubran los costos eficientes de suministro, con subsidios focalizados y financiables** es una condición necesaria para lograr la sostenibilidad financiera del sector pero de difícil logro mientras que los costos de generación sean vulnerables a la volatilidad de los precios de los combustibles. La respuesta de los inversionistas a las medidas adoptadas para promover el desarrollo de generación con energía renovable permitiría diversificar las fuentes de energía y estabilizar los precios de generación. Sin embargo, el análisis de las proyecciones financieras para el periodo 2010-2015 muestra que los subsidios cruzados no son sostenibles a largo plazo aun cuando aumente sustancialmente la participación de la generación con energía renovable, pues el precio de compra de los nuevos contratos de energía renovable es relativamente alto (en el rango de 10 a 12 US¢/kWh) y la tarifa promedio residencial no cubre los costos de suministro.

**El modelo de comprador único no ha sido efectivo para asegurar una oferta suficiente y eficiente de electricidad.** En el pasado, los atrasos y complicaciones en los procesos de licitaciones para la compra de energía han llevado a soluciones de emergencia, costosas e ineficientes. Recientemente la ENEE ha utilizado procedimientos ad-hoc para la compra de energía que establecen condiciones atractivas para promover la participación de inversionistas privados, pero no responden a una estrategia de contratación para asegurar una oferta suficiente y eficiente de electricidad a largo plazo.

Como resultado del análisis de las opciones **para asegurar la sostenibilidad financiera e institucional del sector a largo plazo, el informe propone adoptar las siguientes medidas:**

- **A corto plazo (i)** dar prioridad a la ejecución del proyecto PROMEF y a la reestructuración de la ENEE en unidades de gestión con contabilidad separada; **(ii)** iniciar un proceso de desmonte del subsidio (directo y cruzado) a los consumos residenciales por encima de 150 kWh/mes (o el que se determine como consumo de

subsistencia) para que a mediano plazo la tarifa cubra el costo de suministro, utilizando como base las recomendaciones del estudio de focalización de subsidios que preparó recientemente un consultor contratado por el BM; **(iii)** adjudicar la licitación de energía renovable, seleccionando las propuestas más atractivas con proyectos en estado avanzado de preparación que sean financiables, teniendo en cuenta la conveniencia de limitar el riesgo de adquirir compromisos de compra de volúmenes grandes energía a muy largo plazo a precios indexados.

- **A mediano plazo:** **(i)** analizar la posibilidad de corporatizar a la ENEE; **(ii)** analizar la factibilidad de separar la función de formulación de política y planificación energética, transfiriendo estas funciones de SERNA a una Secretaría Ejecutiva del Gabinete Energético; **(iii)** completar el desmonte y focalización de subsidios cruzados y directos; **(iv)** establecer normas y procedimientos de licitación, de obligatorio cumplimiento por ENEE, para la compra de energía; y **(v)** fortalecer a CNE con la capacidad técnica y el apoyo político para que implemente el modelo de mercado establecido en la ley y asuma un papel principal en la preparación de las normas y reglamentos para la integración con el MER, la regulación de la contratación de suministro de energía a largo plazo, y la definición de las normas para el desarrollo de proyectos de transmisión por terceros.

#### *Mobilización de recursos de financiamiento*

La **movilización de los recursos financieros requeridos para cubrir las necesidades de inversión** no está asegurada y es un reto mayor a corto plazo. El financiamiento de una inversión estimada en más de US\$2,000 millones en generación con energía renovable para el 2010-2017 se dificulta debido a las limitaciones en el acceso a los mercados de capitales después de la crisis financiera internacional, una frágil situación financiera de la ENEE, la difícil coyuntura financiera que enfrenta GDH y las dificultades de los proyectos hidroeléctricos que contaban con el apoyo de gobiernos amigos. Por otra parte, las inversiones en transmisión y distribución se rezagaron debido a la crítica situación financiera durante los últimos años y, como resultado, actualmente se estima una necesidad de inversión de aproximadamente US\$380 millones en transmisión y distribución para los próximos 4 años, 72% sin financiamiento.

Para facilitar la **movilización de los recursos financieros requeridos** para cubrir las necesidades de inversión, se sugiere mitigar el riesgo de crédito con las siguientes medidas: **(i)** una señal clara del nuevo gobierno de su compromiso político para la recuperación financiera de la ENEE (aplicación de tarifas que cubran los costos de suministro, desmonte de subsidios no sostenibles y reestructuración de la ENEE); **(ii)** garantías de riesgo parcial otorgadas por la banca multilateral al GdH para el pago de los contratos de compra de energía de la ENEE; **(iii)** apoyo de la ventanilla privada de la banca multilateral para financiar el desarrollo por inversionistas privados de proyectos de generación con energía renovable más atractivos que cuenten con un mercado de venta de energía a grandes consumidores ; **(iv)** desarrollo por inversionistas privados de los proyectos de transmisión más grandes bajo esquemas tipo BOT, sujeto a las normas y regulaciones establecidas por CNE.

### *Desarrollo del MER*

Es necesario superar algunas barreras o dificultades para **el desarrollo del MER**, de tal manera que Honduras pueda aprovechar los beneficios potenciales de ese mercado. No obstante que el decreto ley 70-2007 elimina la exclusividad de la ENEE en los intercambios internacionales de energía y permite que los generadores privados se registren como agentes de mercado y vendan energía en otros países, existen barreras para el desarrollo del MER, relacionadas con la falta de armonización de la regulación del mercado nacional con las regulaciones del MER: (i) la regulación nacional no está preparada para manejar un mercado de energía con venta a terceros, debido a la falta del Reglamento de Operación y de los sistemas de información y los programas de computador requeridos para aplicar el reglamento y administrar un mercado; (ii) ENEE no cuenta con los sistemas de medición comercial requeridos para administrar el mercado de energía y el proyecto de modernización del centro de control de la ENEE ha tenido retrasos de varios años en su ejecución; (iii) la legislación Hondureña establece la prioridad del abastecimiento de la demanda nacional, lo cual dificulta el desarrollo de contratos firmes de suministro de energía a otros países; (iv) falta cumplir la obligación establecida en el Tratado Marco del MER, para empresas integradas verticalmente como la ENEE, de crear unidades de negocio con contabilidad separada.

Para facilitar el **desarrollo del MER** el informe propone adoptar las siguientes medidas:

- **A corto plazo:** (i) declaración del nuevo del nuevo gobierno de su compromiso a implementar un plan para armonizar la regulación nacional con la regional y facilitar el desarrollo del mercado regional de electricidad; (ii) ejecutar las tareas de armonización de la regulación nacional con la regional, complementarias al diseño de la interface regulatoria que adelanta actualmente la CRIE; (iii) fortalecimiento de la CNE para recuperar su credibilidad, autonomía y capacidad técnica y apoyarla para que puede preparar y supervisar la aplicación del Reglamento de Operación.
- **A mediano plazo:** (i) desarrollar el sistema de medición comercial que cumpla con los requisitos del MER; (ii) implementar los programas y sistemas de información requeridos para administrar el mercado nacional con participación de generadores y grandes consumidores; (iii) fortalecer el Centro de Despacho de la ENEE para que pueda cumplir con las funciones de administrador del mercado y coordinación del despacho económico en forma transparente.

### *Aumento de la cobertura de electricidad*

El GdH logró un avance importante en el aumento de **la cobertura del servicio de electricidad** durante los últimos tres años. Entre 2006 y 2009 el índice de cobertura a nivel nacional aumentó aproximadamente 10 puntos porcentuales de 69.1% a 79.3 %, llegando muy cerca a la meta de 80% propuesta en la ERP para el 2015, pero se requieren esfuerzos adicionales de coordinación y financiamiento para alcanzar la meta de cobertura de 90% para el 2020, establecida recientemente por los presidentes de los países del Istmo Centroamericano, especialmente en lo relacionado con el aumento de la cobertura en zonas aisladas utilizando tecnologías de energía renovable y las mejoras en la efectividad de los proyectos de extensión de la red. Con este fin, el informe sugiere preparar primero una

evaluación de los programas de electrificación rural que se han ejecutado, recomendar mejoras en la eficiencia en la utilización de los recursos de financiamiento y evaluar necesidades de inversión para lograr la meta de cobertura del 90%.

### *Áreas prioritarias de cooperación internacional*

El grupo de donantes definió en 2008 una estrategia común para la recuperación del sector eléctrico de Honduras, fundamentada en los resultados del Informe BM, y preparó un programa coordinado de apoyo al sector, centrado en las operaciones del Banco Mundial para mejorar la gestión comercial de la ENEE y del BID para financiar obras prioritarias del programa de inversiones en líneas de transmisión y subestaciones. El IFC está apoyando el financiamiento de proyectos de generación con energía renovable.

El presente informe confirma que la estrategia continúa siendo válida para atender los retos que enfrenta actualmente el sector, y que el programa de apoyo sigue siendo prioritario. Sin embargo, el programa de apoyo no es suficiente para atender las necesidades del sector ni las medidas que ha adoptado el GdH en los últimos años son suficientes para asegurar un desarrollo sostenible del sector.

La formulación y aprobación por parte del nuevo gobierno de un plan de acción comprensivo para la recuperación y sostenibilidad del sector y la adopción de las medidas más urgentes como prueba de su compromiso, serviría de base para complementar el programa de apoyo del grupo de donantes en otras áreas prioritarias:

- a) **Fortalecimiento institucional.** La debilidad de SERNA y CNE para cumplir con las funciones de formulación de política y regulación y la injerencia de la ENEE en estos asuntos, descuidando la prestación del servicio, son una barrera para lograr un desarrollo sostenible del sector. Se sugiere apoyar un programa de fortalecimiento de CNE y de la función de formulación de políticas y planeación sectorial.
- b) **Facilitar el financiamiento de proyectos de generación con energía renovable.** El desarrollo por parte del sector privado de los proyectos de generación con energía renovable se dificulta por los riesgos de crédito de los contratos de venta de energía a la ENEE y los riesgos propios de proyectos intensivos en capital y plazos largos de ejecución. Se sugiere apoyar los proyectos privados más atractivos con préstamos de la ventanilla privada de las multilaterales y con garantías de riesgo parcial otorgadas al GdH para facilitar el financiamiento de proyectos por parte de la banca local.
- c) **Financiamiento de inversiones prioritarias en transmisión y distribución.** El rezago en la ejecución del plan de inversiones de la ENEE en transmisión y distribución debido a la falta de recursos se convierte en una barrera para el desarrollo de proyectos de generación con energía renovable, deteriora la confiabilidad de suministro y obliga a implementar soluciones de emergencia, costosas, ineficientes e insuficientes. Se sugiere apoyar los proyectos prioritarios con préstamos adicionales a la ENEE y con asistencia técnica para estructurar un esquema de financiamiento tipo BOT para proyectos de transmisión

- d) **Asistencia técnica para estudios básicos.** La información sobre el potencial de generación con recursos renovables es fragmentaria e incompleta, especialmente en lo que se refiere a la energía eólica, geotermia y biomasa. Se requiere asistencia para financiar estudios básicos de estos recursos que facilite su desarrollo por parte del sector privado.
- e) **Asistencia para mantenimiento y ampliación de centrales hidroeléctricas de la ENEE.** La experiencia en la operación de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán, la mayor inversión realizada por la ENEE, muestra que esta empresa ha tomado medidas oportunas para solucionar serios problemas operativos durante los 25 años de operación del proyecto, especialmente los relacionados con las filtraciones en la zona de la presa caracterizada por rocas calizas con formaciones kársticas. ENEE debe ejecutar este año un nuevo programa de inyecciones y de revestimiento de una galería de drenaje, con un costo estimado de aproximadamente US\$11 millones. Además, propone adelantar un estudio de pre-factibilidad de la ampliación, repotenciación y mejora de la eficiencia de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán, Cañaveral y Rio Lindo.

El informe termina con la identificación de necesidades específicas de apoyo por parte del grupo de donantes en estas áreas prioritarias.



### III. Situación Actual del Sector Eléctrico

Honduras, con Nicaragua y Guatemala, son los países del istmo centroamericano con un menor desarrollo económico y con más baja calificación en términos de desarrollo humano e índices de pobreza. En 2008, Honduras tenía un ingreso per cápita inferior a US\$4,000 (en paridad de poder de compra), calificado como medio bajo por el Banco Mundial, estaba clasificado como un país con un índice medio de desarrollo humano, una medida de los logros en salud, educación y nivel de vida, y estaba colocado en una posición intermedia en el índice de pobreza de países en vía de desarrollo, debido a que aproximadamente 50% de la población vive por debajo del nivel de pobreza. Adicionalmente, el índice de electrificación de Honduras (77%) era uno de los más bajos de la región (ver Tabla 1).

Tabla 1

Centroamérica								
Estadísticas básicas								
2008								
		Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	CA
Area	km2	51,100	21,040	108,890	112,090	130,000	75,520	498,640
Población	millones	4.53	6.13	13.68	7.24	5.68	3.39	40.65
Densidad	pob/km2	89	292	126	65	44	45	82
GNI per cápita (PPP)	US\$	10,950	6,670	4,690	3,870	2,620	11,650	5,832
Índice de desarrollo humano	Ranking 2008	50/179 (high)	101/179 (medium)	121/179 (medium)	117/179 (medium)	120/179 (medium)	58/179 (high)	
Población por debajo línea pobreza	%	22%	37%	56%	51%	48%	37%	46%
Índice de pobreza humana HPI-1	Ranking 2008	5/108 (high)	35/108 (medium)	54/108 (medium)	41/108 (medium)	46/108 (medium)	15/108 (high)	
Cobertura de electricidad	-2007%	98.8%	85.8%	83.8%	77.0%	64.5%	88.9%	
Población urbana	% total	62%	60%	47%	47%	59%	71%	54%

Fuentes: World Bank, WDI; and UNDP, indicadores de desarrollo, CEPAL

#### A. Matriz energética

Como en la mayoría de los demás países del Istmo Centroamericano, en Honduras el petróleo crudo y sus derivados participa en aproximadamente en un 50% en la oferta de energía primaria, el gas natural no se utiliza y el carbón mineral tiene un uso marginal. Honduras no es un productor de hidrocarburos y los importa en su totalidad. La energía hidroeléctrica tiene una participación relativamente baja como fuente de energía para generación eléctrica (21%), una indicación de la dependencia de la generación termoeléctrica con derivados del petróleo (56% en términos energéticos) y el uso del bagazo en calderas ineficientes en los ingenios azucareros (ver Figura 1). Por otra parte, Honduras y Panamá son los únicos países de la región que no han desarrollado la energía geotérmica (ver Tabla 2).

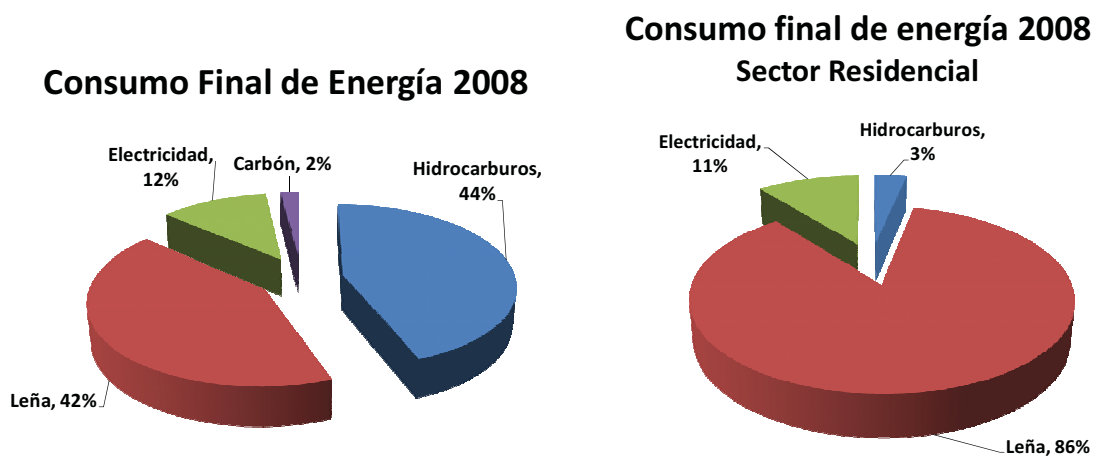
Tabla 2

CENTROAMERICA						
oferta total de energía primaria						
% del total						
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panama
Hidrocarburos	51%	60%	42%	51%	51%	73%
Carbón	0%	0%	4%	2%	0%	0%
Hidráulica	13%	5%	4%	6%	1%	10%
Geotermia	17%	13%	3%	0%	3%	0%
Leña	10%	14%	41%	33%	37%	14%
Bagazo	5%	7%	8%	7%	7%	3%
Otra	4%	0%	0%	1%	1%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Importada (neta)	51%	60%	37%	56%	51%	73%
Renovables	49%	40%	55%	47%	49%	27%
Año	2007	2006	2007	2008	2006	2007

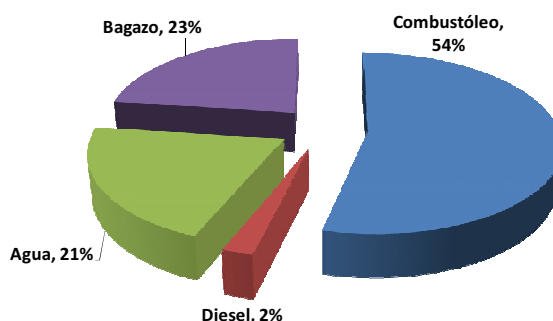
Fuente: Ministerios de energía

Al igual que Nicaragua y Guatemala, países con una cobertura de electricidad relativamente baja y un mayor porcentaje de población rural, en Honduras la leña tiene una participación alta en la oferta de energía primaria, mayor a 30%. Desde el punto de vista del consumo final de energía, la participación de la leña es mayor, una indicación de su uso ineficiente como energético, principalmente en el sector residencial. La leña participa con un 42% del consumo total de energía, muy similar a la participación de hidrocarburos, que dominan el consumo de energía en los sectores transporte e industria. En el sector residencial la leña representa un 85% del consumo, concentrado en el uso extensivo de la leña en fogones ineficientes en las zonas rurales donde no ha penetrado el GLP.

Figura 1



### Fuentes energía para generación electricidad - 2008



Fuente: SERNA- Balance de Energía 2008

La dependencia del petróleo importado como fuente de energía primaria y fuente de energía para generación eléctrica y la alta participación de la leña en el uso final de energía son motivo de preocupación. En primer lugar, con el aumento del precio del petróleo la factura petrolera en 2008 llegó a aproximadamente US\$2 billones, lo cual representa aproximadamente 75% de las exportaciones (sin incluir la maquila). Por otra parte, el costo de generación es muy vulnerable a las variaciones en los precios internacionales de los combustibles, lo cual dificulta su traslado a las tarifas de electricidad. En segundo lugar, el consumo de leña en fogones ineficiente en los hogares rurales es un factor importante en el proceso de deforestación, representa un riesgo para la salud de las familias y un costo significativo para la economía del hogar. Como se discute más adelante, la diversificación de las fuentes de energía y el aumento de la cobertura del servicio de electricidad contribuyen a mitigar estos problemas y son parte de los desafíos que enfrenta el sector de electricidad.

## B. Estructura Institucional

La Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 definió una estructura institucional y una organización de la industria eléctrica que facilita el desarrollo de un mercado competitivo de electricidad con participación privada : separación de los roles de formulación de políticas, a cargo de un Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), regulación, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), y prestación del servicio, a cargo de de empresas separadas verticalmente en las actividades de generación, transmisión y distribución.

Sin embargo, el nuevo modelo de mercado se implementó parcialmente y, en la práctica, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) continúa operando como una empresa estatal verticalmente integrada, único distribuidor y transportador de energía, responsable por la operación del sistema interconectado nacional y el centro de despacho y que controla la actividad de generación, ya sea como propietario y operador de plantas de generación o como comprador único de energía a generadores privados. En el caso de la electrificación rural, la ENEE comparte esta función con municipalidades y otras instituciones que

manejan fondos de la Estrategia para la Reducción de la Pobreza (ERP) y de programas financiados por instituciones internacionales. La estructura institucional se resume en la Tabla 3.

**Tabla 3**

<b>Rol</b>	<b>Institución</b>	<b>Organización</b>	<b>Funciones sector electricidad</b>
<b>Formulación de políticas</b>	Gabinete Energético (GE)	Conformado por Presidencia, SERNA, SEFIN, SEIC.	Definición de las políticas del subsector de electricidad. Aprobar los planes de expansión
	SERNA	Ministerio	Secretaría GE. Presidencia JD ENEE. Formulación y coordinación políticas aprovechamiento fuentes renovables para generación. Establecer el costo marginal de corto plazo.
<b>Regulación</b>	CNE	Organismo desconcentrado de SERNA. Integrado por 5 profesionales nombrados por SERNA de ternas propuestas por organizaciones gremiales	Aprobación tarifas de electricidad, regulación y fiscalización general.
<b>Prestación del servicio</b>	ENEE	Empresa estatal autónoma integrada verticalmente	Generación, transmisión y distribución, centro de despacho, preparar el plan de expansión de generación, compra de energía a generadores privados.
	Generadores privados	Empresas privadas	Generación de electricidad para la venta a ENEE. Posibilidad venta a grandes consumidores y exportación
<b>Electrificación rural</b>	ENEE, municipalidades, FHIS, COHCIT		Electrificación rural con conexión a la red y energización en zonas aisladas

SEFIN: Secretaría de Finanzas; SEIC: Secretaría de Industria y Comercio; JD: Junta Directiva; FHIS: Fondo Hondureño de Inversión Social; COHCIT: Consejo Hondureño de Ciencia y Tecnología

Los diagnósticos de la estructura institucional señalan varias deficiencias. El GE se ha reunido pocas veces desde su creación y SERNA, en su función de secretaría técnica, no ha sido proactiva en proveer el trabajo técnico de base para las decisiones del GE. SERNA tiene conflicto de intereses en su papel doble de protección del medio ambiente y el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía y no cuenta con los recursos humanos y financieros para atender funciones tan amplias. En la práctica ENEE se convierte para el Gobierno en la fuente de conocimiento sobre el sector eléctrico y el apoyo para formular políticas y regular el sector eléctrico, contribuyendo así a una débil separación de roles. El proceso de planificación del sector eléctrico no ha funcionado bien. Los planes indicativos de expansión de generación y transmisión preparados por la ENEE no han sido presentados formalmente y aprobados por el GE y los procesos de contratación del suministro de energía de nuevos proyectos de generación han experimentado retrasos y dificultades. El regulador ha jugado un papel marginal, debido a la falta de apoyo político

para implementar el modelo de mercado establecido en la ley, la politización de su gestión y la posición dominante de ENEE.

No obstante, el modelo de comprador único ha tenido éxito en atraer inversión privada para expandir la capacidad de generación. A partir de 1994, la expansión de la capacidad de generación se ha realizado por medio de contratos de compra de energía a largo plazo de ENEE con generadores privados, bien sea por medio de licitaciones de compra de energía o compra directa a precio regulado a pequeños generadores que aprovechan los incentivos de una ley de promoción del desarrollo de generación con energía renovable.

A finales de 2008, operaban 33 generadores privados con una capacidad instalada de 1,005 MW con contratos de venta de energía a la ENEE, equivalente a 63% de la capacidad total, de los cuales 23 eran pequeños generadores de energía renovable (pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas térmicas a bagazo) con una capacidad de 140 MW. ENEE operaba las plantas de su propiedad desde antes de 1994 y era responsable por la transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado nacional (ver Tabla 4).

**Tabla 4**

Honduras					
Participación privada a dic/08					
Sistema Interconectado Nacional					
	Estatal		Empresas privadas		
	ENEE	Otra *	#	Capacidad	%
<b>Generación (MW)</b>	559	30	33	1005	63%
Hidroeléctrica	434	30	12	58	11%
Térmica	125		21	947	88%
TG	33		1	40	55%
MDAV			2	34	100%
MDMV	92		7	791	90%
Bagazo			11	82	100%
<b>Transmisión</b>	x				0%
<b>Distribución (miles clientes)</b>	1,131				0%
Nota. TG:turbina a gas, MDAV: motor diesel de alta velocidad, MDMV: motor diesel de mediana velocidad					
* Planta Nacaome de propósito múltiple que vende energía a la ENEE					

Fuente: Estadísticas ENEE

SERNA actualizó recientemente el Plan Energético Nacional 2030 y, en la parte correspondiente a la estructura institucional del sector de energía, propone<sup>2</sup> limitar el campo de acción de SERNA a las actividades relacionadas con la protección del medio ambiente y crear la Secretaría de Energía, responsable por “lo concerniente a la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de las políticas relacionadas con la

<sup>2</sup> Alvarez, Elizabeth. Nueva Estructura Institucional del Sector Energético. Informe Final. Diciembre de 2009.

protección y aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, lo relacionado a la generación y transmisión de energía eléctrica, la exploración, explotación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y aprovechamiento racional de las fuentes de energía atómica”. El objetivo básico es fortalecer y concentrar la función de formulación de políticas en el sector de energía, lo cual es conveniente.

En los últimos años el Gobierno ha intervenido la administración de la ENEE como medida de emergencia para mejorar su desempeño en medio de una crisis financiera y el riesgo de una crisis de suministro. La administración superior de la empresa, su gerente y Junta Directiva, fue reemplazada en 2006 por una Junta Interventora integrada por 6 miembros que representaban al gobierno y gremios económicos, profesionales y sindicatos, la cual fue reemplazada al poco tiempo por otra comisión interventora integrada por los ministros de defensa y de finanzas. A comienzos de 2008 fue nombrado un gerente bajo la tutela de la Comisión Interventora. Finalmente, a mediados de 2009, se terminó la intervención y comenzó a actuar nuevamente la Junta Directiva contemplada en los estatutos de la empresa.

La debilidad del gobierno corporativo de la ENEE y la falta de sistemas de información y de administración modernos y de prácticas comerciales adecuadas ha sido motivo de preocupación, pues contribuyen a un desempeño deficiente de la empresa. Desde 2006 se ha planteado la necesidad de reestructurar la empresa para crear unidades independientes responsables por la gestión de los negocios de generación, transmisión y distribución y modernizar los sistemas de información y de gestión del área comercial de la empresa.

Actualmente funciona un mercado incipiente de grandes consumidores y cogeneradores de energía que potencialmente se puede ampliar de acuerdo a nuevas normas adoptadas a partir de 2007. La ley marco permitió la venta directa de generadores a grandes consumidores (consumidores con demanda máxima igual o superior a 1,000 kW y nivel de tensión igual o superior a 34.5kV). Este mercado, potencialmente significativo, no se desarrolló por varias causas (dificultades para el acceso y uso de redes, posición dominante de ENEE, aplicación de tarifas que no reflejaban los costos, falta del Reglamento de Operación). Posteriormente, la Ley 70 de 2007 (promoción de generación con energía renovable) facilitó la venta directa a grandes consumidores y la exportación de energía a los generadores con energía renovable y estableció una tarifa estampilla de 10 US\$/MWh por el uso del sistema interconectado nacional. Por medio de la resolución 018-2009, la CNE redujo el umbral para calificar como gran consumidor a 750 kW y 13.8 kV. Por otra parte, en los parques industriales donde se localiza la industria de maquila se han instalado aproximadamente 60 MW en plantas generadoras privadas que suministran electricidad y vapor a clientes industriales y venden excedentes de energía a la ENEE al costo marginal de generación.

## **C. Situación de oferta y demanda**

### **1. Generación**

La generación eléctrica en Honduras es altamente dependiente de la generación térmica a base de hidrocarburos importados. En 2009, cerca de 62% de la capacidad instalada era en

generación térmica convencional, casi en su totalidad motores diesel de mediana velocidad que utilizan combustóleo o bunker (ver Tabla 5). La generación térmica participaba en aproximadamente 54% de la generación total de energía, con un factor de planta promedio anual de 45% para los motores con combustóleo y solamente 7% para las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad que utilizan combustible diesel, lo cual se explica por los altos costos variables de las plantas que utilizan diesel y su baja prioridad en el despacho económico de generación. Las turbinas a gas y los motores diesel de alta velocidad solo se utilizan durante las horas de punta de la demanda y en los periodos de verano cuando se reduce la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas.

Las plantas con energía renovable, centrales hidroeléctricas y térmicas que utilizan bagazo de caña, mantienen una participación de aproximadamente 38% en la capacidad instalada, la cual se ha mantenido estable durante los últimos 3 años, pero con tendencia a aumentar ligeramente. Las plantas hidroeléctricas medianas y grandes, de propiedad estatal, representan un 29% de la capacidad instalada, pero su capacidad no ha aumentado debido a la política de hecho adoptada a partir de la reforma de 1994 de atender el crecimiento de la demanda con contratos de compra de energía con generadores privados. La capacidad instalada en pequeñas plantas hidroeléctricas y a bagazo, desarrolladas por inversionistas privados aprovechando los beneficios de la ley de promoción de energía renovable, aumentó en 50 MW de 2006 a 2009, lo cual representa casi la totalidad del aumento en la capacidad instalada del sistema interconectado durante ese periodo (ver Tabla 5).

El margen de reserva de la capacidad disponible de generación sobre la demanda máxima se redujo durante 2007-2008 a niveles insuficientes para garantizar una adecuada confiabilidad de suministro, debido al crecimiento de la demanda de aproximadamente 7% p.a. y a la falta de expansión de la capacidad de generación. Aun cuando la capacidad instalada en 2008 era de 1,593 MW aparentemente suficiente para atender una demanda máxima de 1,205 MW en el mes de abril, la capacidad disponible era apenas de 1,154 MW debido principalmente a la reducción de la capacidad firme de plantas hidroeléctricas a filo de agua al final del verano y a la indisponibilidad de plantas a bagazo al final del periodo de zafra. ENEE no reportó racionamientos en este periodo, pero el margen de reserva era nulo.

La participación en la generación con energía renovable varía anualmente no solamente por efecto de los cambios en la composición del parque generador, si no, más importante por las variaciones en las lluvias y el uso de la energía almacenada en el embalse El Cajón. Por ejemplo, la generación de las plantas hidroeléctricas de la ENEE en 2009 aumentó aproximadamente 500 GWh o 25% sobre la generación en los años anteriores, lo cual contribuyó a que la participación de la generación con energía renovable en ese año aumentara a 45.7%, cuando en los años anteriores era solamente 37% (ver Tabla 5). El aumento de la generación con energía renovable tiene un impacto financiero importante pues reduce las compras de energía.

## **2. Precios mercado mayorista**

El costo de compra de energía y de combustible aumentó 40% en 2008, debido al incremento sustancial en el precio internacional del petróleo y a la dependencia de la

generación térmica con derivados de petróleo. El precio medio de compra de energía a las plantas térmicas privadas aumentó de 115 US\$/MWh en 2007 a 188 US\$/MWh en el tercer trimestre de 2008 cuando el precio medio del combustóleo, el combustible utilizado por la mayoría de las plantas térmicas, alcanzó un nivel de 95 US\$/bbl. A partir del IV trimestre de 2008, cuando el precio del combustóleo bajó por debajo de 60 US\$/bbl, el precio medio de compra cayó y fluctuó entre 95 y 130 US\$/MWh (ver Tabla 6).

Tabla 5

HONDURAS										
Oferta 2006-2009										
	Energía (GWh)					Capacidad instalada (MW)				
	2006	2007	2008	2009	%	2006	2007	2008	2009	%
<b>Oferta mercado nacional</b>	5,959	6,273	6,533	6,540	100.0%	1,548	1,568	1,593	1,606	100.0%
Hidroeléctrica estatal	1,938	2,022	2,006	2,534	38.7%	464	464	464	464	28.9%
Hidroeléctrica pequeña	132	192	285	247	3.8%	38	55	58	58	3.6%
MDMV- bunker	3,730	3,919	3,939	3,443	52.7%	869	865	865	882	54.9%
MDAV y TG- diesel	41	14	69	62	0.9%	116	116	116	103	6.4%
Turbina vapor-carbón	0	0	7	44	0.7%	0	0	8	8	0.5%
Térmica- bagazo	100	114	185	209	3.2%	60	68	82	92	5.7%
Importación neta	19	12	43	0	0.0%					
<b>Generación</b>										
Pública	2,003	2,074	2,009	2,566	39.2%	589	589	589	589	36.7%
Privada	3,956	4,200	4,524	3,974	60.8%	959	979	1,004	1,017	63.3%
<b>Generación</b>										
Renovable	2,170	2,328	2,476	2,990	45.7%	563	587	604	613	38.2%
Térmica convencional	3,770	3,933	4,014	3,550	54.3%	985	981	989	993	61.8%
<b>Total oferta</b>	5,959	6,273	6,533	6,540		1,548	1,568	1,593	1,606	100%
Tasa anual crecimiento	7.4%	5.3%	4.1%	0.1%		1.4%	1.3%	1.5%	0.8%	
<b>Capacidad disponible</b>							1,276	1,154	1,231	77%
<b>Demanda máxima</b>						1,088	1,126	1,205	1,203	
Tasa anual crecimiento						7.3%	3.5%	7.0%	-0.2%	

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo- ENEE

El precio medio de compra a los pequeños proyectos de generación con energía renovable (pequeñas centrales hidroeléctricas y compra de excedentes a las plantas térmicas que utilizan bagazo de caña) ha variado entre 65 y 78 US\$/MWh durante el periodo 2007-2009, en niveles mucho más bajos que el precio de compra a las plantas térmicas. La mayor parte de los contratos de compra de energía a estos proyectos fueron suscritos entre 1999 y 2003 cuando el costo marginal de generación, que fija el precio de energía en estos contratos, era bajo. Aun cuando ENEE se beneficia de estos precios bajos, estos contratos tienen un impacto marginal sobre el costo promedio de compra de energía pues representan aproximadamente un 10% de las compras (ver Tabla 6 y Figura 2).

El costo promedio de generación, calculado como la relación entre la suma del costo de compra de energía mas la compra de combustible de la ENEE sobre la generación total (sin tener en cuenta los costos de operación y mantenimiento de las plantas de ENEE ni los costos de inversión de plantas ya depreciadas), es bastante menor que el costo promedio de compra a las plantas térmicas privadas gracias a la generación en las plantas hidroeléctricas de la ENEE y a la compra de energía a precios bajos de generación con energía renovable. Para el año corrido entre el IV trimestre de 2008 y el tercer trimestre de 2009, cuando cayó



el precio del petróleo, el costo promedio de generación fue de 68 US\$/MWh, mientras que el precio de compra a las térmicas fue de 117 US\$/MWh (ver Tabla 6 y Figura 2).

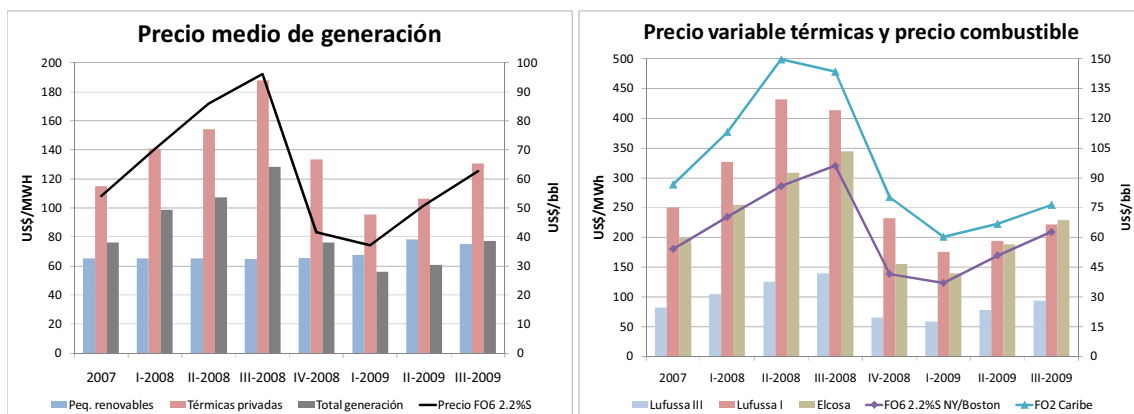
Tabla 6

Honduras									
Costo compra de energía 2007-2009									
	Unid.	2007	2008				2009		
			I	II	III	IV	I	II	III
<b>Pequeñas renovables</b>									
Energía	GWh	243.6	96.2	72.1	65.2	74.2	119.5	108.2	98.7
Costo	US\$ M	15.9	6.3	4.7	4.2	4.9	8.1	8.5	7.4
Precio medio	US\$/MWh	65.3	65.1	65.1	64.9	65.4	67.6	78.2	75.3
<b>Térmicas privadas</b>									
Energía	GWh	3,923.0	1,003.7	1,126.3	1,082.3	787.3	775.2	864.8	941.9
Costo	US\$ M	450.4	141.5	173.8	203.2	105.0	73.9	92.0	123.0
Precio medio	US\$/MWh	114.8	140.9	154.3	187.8	133.3	95.3	106.3	130.5
<b>Total generación</b>									
Energía	GWh	6,222.7	1,519.2	1,695.0	1,677.4	1,484.7	1,484.0	1,687.4	1,712.3
Costo compras & comb.	US\$ M	474.4	150.1	182.0	215.0	113.3	82.9	102.2	132.2
Precio medio	US\$/MWh	76.2	98.8	107.4	128.2	76.3	55.9	60.6	77.2

Fuente: Dirección de Planificación ENEE

El precio variable de compra de energía a las plantas térmicas está indexado en una proporción muy alta al precio del combustible y muestra grandes diferencias entre plantas, dependiendo del tipo de combustible utilizado, de la eficiencia de la central térmica y de las condiciones del contrato de compra. Para ilustrar las diferencias, la Figura 2 muestra el precio variable de energía para los primeros contratos de compra de energía que suscribió ENEE a mediados de los 1990's como solución de emergencia para evitar racionamientos, los cuales se vencen en 2010, y para un contrato reciente con una planta térmica eficiente. El precio variable para las plantas térmicas de Elcosa de 80 MW y Lufussa I de 40 MW es más que 2.5 veces el precio variable de la planta Lufussa III de 210 MW. Para el primer trimestre de 2009 cuando los precios de los combustibles estaban en su nivel mínimo de los últimos 3 años, el precio variable de Elcosa y Lufussa I era superior a 140 US\$/MWh mientras que para Lufussa III era de 60 US\$/MWh.

Figura 2



Fuente: Elaboración propia basado en estadísticas ENEE

### 3. Demanda

La demanda de energía eléctrica dejó de crecer o cayó ligeramente en 2009 como resultado del impacto sobre el crecimiento económico de la crisis financiera internacional y de la crisis política interna. Con una contracción del 3% del producto interno bruto, las ventas de energía eléctrica cayeron en 2.6% y la demanda máxima se estancó. El impacto sobre la producción industrial y sobre la maquila, que depende de exportaciones principalmente a los Estados Unidos, fue mucho mayor: las ventas de energía al sector industrial y a los grandes consumidores en 2009 cayeron en 8% y 13% respectivamente (ver Tabla 5 y Tabla 7).

El estancamiento en el crecimiento de la demanda máxima y la caída de las ventas en 2009 tuvo un efecto positivo para ENEE. Por una parte, se eliminó el riesgo de una crisis de suministro en 2009, cuando la capacidad de generación disponible hubiera sido insuficiente para atender un crecimiento de la demanda y, por otra parte, se redujo el déficit financiero de la ENEE pues la tarifa media de venta de energía no cubre el costo marginal de compra de energía (precio variable de compra en los contratos más costosos). En las condiciones actuales, es un buen negocio para la ENEE restringir el crecimiento de la demanda.

Tabla 7

<b>HONDURAS</b>					
Demanda 2006-2009					
	<b>Energía (GWh)</b>				
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>%</b>
<b>Ventas de energía</b>					
Residencial	1,805	2,063	2,129	2,147	<b>42.6%</b>
Comercial	1,053	1,183	1,269	1,262	<b>25.1%</b>
Industrial	606	626	613	565	<b>11.2%</b>
Altos Consumos	607	660	775	672	<b>13.3%</b>
Alumbrado Publico	124	125	125	125	<b>2.5%</b>
Oficial	236	249	258	266	<b>5.3%</b>
<b>Total</b>	<b>4,431</b>	<b>4,906</b>	<b>5,168</b>	<b>5,036</b>	<b>100.0%</b>
Tasa anual crec.	6.2%	10.7%	5.3%	-2.6%	
<b>Pérdidas electricidad</b>	<b>25.2%</b>	<b>21.2%</b>	<b>20.6%</b>	<b>22.4%</b>	
Cobertura elect. (%)	69.1%	72.6%	76.4%	79.3%	
Clientes (miles)	951.9	1043.3	1131.1	1209.8	
Tasa anual crec.	7.1%	9.6%	8.4%	7.0%	

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo- ENEE

Por otra parte, las pérdidas de electricidad tuvieron una evolución negativa en 2009. El plan de acción que implementó ENEE a partir de 2007 (instalación de medición remota, instalación de medidores a consumidores sin medición, campañas de revisión en el campo para corregir conexiones fraudulentas) fue efectivo en reducir las pérdidas totales en 4 puntos porcentuales en 2007, de 25.4% a 21.2%, y en 0.6 puntos porcentuales en 2008. Sin embargo, las pérdidas aumentaron en casi 2 puntos porcentuales en 2009, hasta 22.4%.

La cobertura de electricidad aumentó en 10 puntos porcentuales del 2006 al 2009, y a finales de 2009 llegó a 79.3%, muy cerca de la meta de 80% establecida para el 2015 en la ERP.

#### 4. Comparativos a nivel de región

En 2008 los indicadores de oferta y demanda de Honduras mostraban una posición intermedia respecto a los demás países del istmo centroamericano, excepto en algunos aspectos en que su posición no era favorable. Al igual que todos los países, excepto Costa Rica que basa su generación en energía renovable, Honduras mostraba una marcada dependencia de la generación térmica con hidrocarburos. Respecto a la cobertura de electricidad y las pérdidas de electricidad Honduras, en conjunto con Nicaragua, mostraba indicadores menos favorables. Las pérdidas de electricidad eran altas respecto a países como Costa Rica, Panamá y El Salvador que habían logrado niveles de pérdidas relativamente eficientes. La cobertura era baja respecto a los demás países que habían logrado superar el nivel de 85%. Por otra parte, Honduras en conjunto con Costa Rica eran los únicos países en que el sector eléctrico está dominado por un monopolio estatal integrado verticalmente (ver Tabla 8).

Tabla 8

Indicadores oferta y demanda electricidad						
2008						
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<b>Capacidad instalada</b>						
Hidroeléctrica	62.3%	33.7%	34.5%	32.5%	12.0%	53.6%
Geotérmica	6.8%	14.2%	2.0%	0.0%	9.9%	0.0%
Térmica	28.1%	52.1%	63.6%	67.5%	78.1%	46.4%
Eólica	2.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>Generación de energía</b>						
Hidroeléctrica	78.4%	35.4%	45.4%	42.5%	17.1%	63.0%
Geotérmica	12.0%	24.0%	3.4%	0.0%	9.3%	0.0%
Térmica	7.4%	40.6%	51.2%	57.5%	73.6%	37.0%
Eólica	2.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>Ventas electricidad</b>						
Residencial	40.0%	32.5%		42.6%	31.6%	30.2%
Comercial	31.1%			25.1%	26.8%	45.0%
Industrial	26.4%			24.5%	22.7%	8.6%
No regulados	0.0%	10.4%	35.0%	1.1%	5.5%	1.0%
<b>Pérdidas de electricidad</b>	10.6%	12.8%	17.1%	20.6%	27.3%	11.8%
<b>Índice electrificación</b>	98.8%	85.8%	83.8%	76.4%	64.5%	88.9%

Fuente: CEPAL- Istmo Centroamericano- Estadísticas del subsector eléctrico-2008, excepto Honduras, tomada de ENEE

#### D. Regulaciones

El marco regulatorio del sector de eléctrico en Honduras fue establecido en la ley marco de 1994, y ha sido complementado con otras leyes, especialmente en lo relacionado con la promoción de la generación con recursos renovable. A continuación se resumen los

desarrollos recientes en relación al régimen tarifario y a la promoción de la generación con recursos renovables.

## 1. Precio y Subsidios

El régimen tarifario para el suministro de energía eléctrica se basa en el principio que las tarifas al consumidor final deben reflejar los costos de suministro en condiciones de eficiencia, calculados como la suma de los costos de generación, transmisión y el valor agregado de distribución (VAD). El costo de generación, o tarifa en barra, se debería revisar anualmente para reflejar el costo marginal de generación para un periodo futuro de 5 años, el costo de transmisión debería cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento en condiciones de eficiencia y el VAD se debería revisar cada 5 años para reflejar los costos de una empresa en condiciones de eficiencia. Se aplica una fórmula de ajuste automático de las tarifas para tener en cuenta variaciones en factores externos, fuera del control de la empresa, que afectan los costos (inflación, tasa de cambio y precio de los combustibles utilizados para generar).

Desde 2000 hasta 2009 se aplicó, con distorsiones, el pliego tarifario establecido en 2000 y una fórmula de ajuste automático que presumiblemente tenía en cuenta variaciones en los costos de suministro. Sin embargo, después de transcurridos varios años, el pliego tarifario no reflejaba la estructura de costos de suministro ni se aplicaba la fórmula de ajuste automático, autorizada por el regulador, cuando se producían aumentos fuertes en la tarifa relacionados, generalmente, por el aumento de los precios de los combustibles. Los rezagos tarifarios y la aplicación de tarifas que no cubren los costos de suministro explican en parte las crisis financieras periódicas de la ENEE (ver detalles más adelante).

Por otra parte, aun cuando se hubiera aplicado el régimen tarifario establecido en la Ley, la ENEE, como comprador único de energía, no podía recuperar el costo de compra de energía en los contratos a largo plazo con generadores privados, pues el costo marginal de generación futuro con frecuencia está desligado y es más bajo que el costo de compra resultante de las licitaciones.

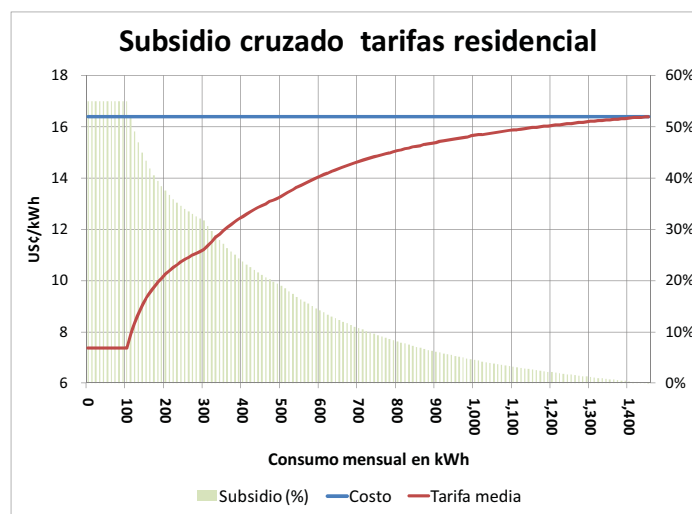
A comienzos de 2009 la CNE aprobó un nuevo pliego tarifario y una fórmula de ajuste automático, vigentes a partir de febrero de 2009, que en principio cubren los costos eficientes de suministro calculados en esa fecha, con un costo marginal de generación de 86.9 US\$/MWh. El nuevo pliego, igual que el anterior del año 2000, aplica el esquema de subsidios cruzados establecidos en la ley, que subsidia los escalones de consumo hasta 300 kWh/mes en el sector residencial<sup>3</sup>. Sin embargo, al aplicar el subsidio máximo permitido en la ley para escalones de consumo inferiores a 300 kWh/mes, el subsidio cruzado

---

<sup>3</sup> La Ley Marco establece subsidios para los consumidores residenciales con consumos más bajos de hasta 55% para consumos menores a 100 kWh y hasta 20% para el escalón de 100 a 300 kWh, los cuales se deberían compensar con contribuciones hasta 10% de los consumos residenciales superiores a 500 kWh y 20% para otros consumidores.

beneficia consumidores residenciales con consumos hasta 1,450 kWh/mes<sup>4</sup>, que incluyen a aproximadamente 90% del total de consumidores, con subsidios en la tarifa promedio que varían entre 55% para un consumo de 100 kWh/mes, 32% para un consumo de 300 kWh/mes, 19% para un consumo de 500 kWh/mes, y 5% para un consumo de 1,000 kWh/mes (ver Tabla 9 y Figura 3). Para compensar el subsidio a los consumidores residenciales, los consumidores en los sectores de comercio e industria, gobierno y municipalidades y usuarios residenciales con consumos muy altos pagan una tarifa de hasta 120% del costo de suministro. Sin embargo, el resultado de aplicar los subsidios cruzados no es neutro pues la tarifa promedio resultante solo cubre el 95% del costo de suministro (ver Tabla 9).

Figura 3



Fuente: elaboración propia con base en información ENEE

Como en años anteriores, el ajuste automático se aplicó parcialmente y el gobierno aprobó subsidios directos para los consumidores residenciales, adicionales a los subsidios cruzados. La tarifa promedio se redujo temporalmente entre marzo y junio de 2009, cuando los precios de los combustibles cayeron por debajo del precio de referencia utilizado en el cálculo tarifario, se recuperó en junio al valor de referencia, pero a partir de ese mes se congeló en ese valor cuando los precios subieron por encima del precio de referencia. ENEE no incumple las regulaciones al no aplicar el precio establecido por la fórmula, pues son precios máximos, pero deteriora su situación financiera al no poder cubrir los costos de suministro. Por otra parte, el gobierno decidió que los consumidores residenciales con consumos menores a 150 kWh/mes están exentos del pago de la factura<sup>5</sup>, y estableció subsidios adicionales entre 10% y 17% de la tarifa para consumidores residenciales con

<sup>4</sup> Los consumidores con consumos entre 300 y 500 kWh/mes terminan beneficiándose en promedio de un subsidio de 25% en la tarifa debido al arrastre de los subsidios para los escalones de consumo inferiores a 300 kWh/mes.

<sup>5</sup> Este subsidio incluye el beneficio del Bonoochenta que se deja de pagar en forma separada.

consumos hasta 500 kWh/mes. El monto mensual del subsidio directo es de aproximadamente US\$4.5 millones (ver Tabla 10).

Tabla 9

ENEE Pliego tarifario enero/09							
CATEGORÍA	Clientes		Costo medio	Tarifa escalon		Tarifa promedio	
	Número	% acum.	US¢/kWh	US¢/kWh	% costo	US¢/kWh	% costo
<b>Tar A - Residencial</b>							
0-100 kWh	419,800	38%	16.4	7.4	45%	7.4	45%
101-150	171,823	53%	16.4	13.1	80%	8.2	50%
151-300	290,694	79%	16.4	13.1	80%	10.4	64%
301-500	98,440	88%	16.4	16.4	100%	12.3	75%
>500	46,458	92%	16.4	18.0	110%	15.4	94%
Subtotal	1,027,214		16.4			11.4	70%
<b>Tar B - Baja Tensión</b>							
0-500	51,457		16.4	18.9	115%	18.9	115%
501-1,000	10,964		16.4	19.7	120%	19.1	116%
>1,000	13,089		16.4	19.7	120%	19.6	120%
Subtotal	75,510		16.4			19.5	119%
<b>Tar C - Media Tensión</b>							
Potencia (Lps/kWh equiv)			1.6	1.9	120%	1.9	120%
Energía (Lps/MWh)	160		10.3	12.4	120%	12.4	120%
Subtotal	160		11.9			14.3	120%
<b>Tar D - Gran Industria</b>							
Potencia (Lps/kWh-equiv)			1.3	1.5	120%	1.5	120%
Energía (Lps/MWh)	22		9.6	11.5	120%	11.5	120%
Subtotal	22		10.9			13.1	120%
<b>TOTAL a/</b>	<b>1,112,491</b>	<b>100%</b>	<b>15.5</b>			<b>14.6</b>	<b>95%</b>

a/ Incluye Tarifas E y F (Municipalidades y Gobierno) y alumbrado público  
Fuente: Basado en información de ENEE- Estudio Pliego Tarifario 2009

Tabla 10

Honduras Subsidios directos de electricidad					
Categoría	Tarifa promedio	Subsidio directo	Tarifa neta		Valor mensual subsidio directo
	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	% costo	US\$ millones
<b>Residencial</b>					
0-100 kWh	7.4	-7.4	0.0	0%	1.21
101-150	8.2	-8.2	0.0	0%	1.66
151-300	10.4	-1.8	8.6	52%	1.14
301-500	12.3	-1.3	11.1	67%	0.47
					4.48

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

## 2. Promoción de generación con energía renovable

Desde 1998 se promovió el desarrollo de proyectos de generación con energía renovable por medio de incentivos fiscales y la obligación de ENEE de comprar la energía generada bajo un contrato de largo plazo a un precio igual al costo marginal de generación,

establecido por SERNA para el año en que se firma el contrato, más un incentivo de 10%. Bajo este esquema se desarrollaron casi la totalidad de los pequeños proyectos de generación con energía renovable que se encuentran actualmente en funcionamiento.

El decreto 70-2007 “Ley de promoción a la generación de energía eléctrica con energía renovable” de junio de 2007 consolida la legislación existente sobre el tema, precisa el marco legal para otorgar las licencias y contratos para el funcionamiento de estos proyectos, e introduce algunos ajustes en las reglas de funcionamiento del mercado mayorista de electricidad que facilitan el acceso de estos proyectos a la red de transmisión y al mercado. Este decreto confirma o establece las siguientes normas principales (se subrayan nuevas normas):

1. Incentivos fiscales para proyectos de generación con energía renovable: exoneración del impuesto de ventas para equipos, materiales y servicios; exoneración de impuestos, aranceles y derechos de importación de los equipos, materiales y servicios; exoneración del pago del impuesto sobre la renta para los primeros 10 años de operación (para capacidad instalada hasta 50 MW) y beneficio de importación temporal de equipos.
2. Estos proyectos se pueden acoger a las siguientes opciones de venta de la energía generada:
  - a. Venta directa a grandes consumidores o empresas distribuidoras contando con la aprobación de la ENEE.
  - b. Venta directa a la ENEE, bajo contrato, de la energía generada a un precio igual al costo marginal de generación más un incentivo de 10% (durante los primeros 15 años del contrato para proyectos con una capacidad de hasta 50 MW). Indexación anual del precio de acuerdo al índice de precios del consumidor en los Estados Unidos de América para los primeros 10 años del contrato.
  - c. Venta a ENEE como resultado de procesos de licitación promovidos por esa empresa al precio que resulte de la licitación.
  - d. Venta de energía a compradores de otros países en el mercado regional
3. Definición amplia de generación con energía renovable que incluye también proyectos de eficiencia energética.
4. Reforma de la ley marco para eliminar la exclusividad de la ENEE para la exportación/importación en el mercado regional.
5. Estos proyectos desarrollan por su cuenta las líneas de transmisión hasta conectarse a la subestación más cercana del sistema interconectado nacional. ENEE se encarga de los refuerzos a la red.
6. Estos proyectos tienen acceso a la red de transmisión y distribución para venta de energía a terceros pagando un peaje de máximo 10 US\$/MWH y reconociendo pérdidas técnicas de máximo 1%
7. Despacho obligatorio de la generación con energía renovable
8. Licencias y contratos:
  - a. SERNA debe crear una ventanilla única para el trámite de permisos para estudios de factibilidad, licencia ambiental, contrata de aguas y contrato de operación.

- b. Se establecen plazos máximos para resolver las solicitudes de licencias ambientales
- c. Exención de licencia ambiental y contrato de operación para proyectos de generación con energía renovable con una capacidad hasta 3 MW.

La nueva ley de promoción de generación con energía renovable estableció un marco favorable y comprensivo para el desarrollo de generación con energía renovable e incentivó inversiones en el estudio de nuevos proyectos que querían aprovechar los beneficios adicionales establecidos en la nueva ley. Sin embargo, en concepto de los inversionistas privados, era necesario corregir algunos vacíos de la nueva ley, en particular la aplicación de indexación de precios solo por un periodo inicial de 10 años y la exclusión del incentivo de precios de 10% a los proyectos con una capacidad mayor 50 MW. El Congreso aprobó en junio de 2008 el Decreto 55-2008 que reforma el decreto 70-2007 para corregir estos vacíos, pero este no fue sancionado por el Presidente de la República.

## E. Medidas adoptadas para la recuperación del sector

El diagnóstico de la situación del sector eléctrico presentado en el Informe BM identifica asuntos que preocupan sobre la sostenibilidad del sector eléctrico, especialmente: (i) **el desempeño inadecuado de la ENEE**, con pérdidas comerciales de electricidad altas y crecientes, falta de sistemas modernos de información y de gestión comercial y debilidades en la gobernabilidad corporativa; (ii) ENEE atraviesa **una crisis financiera severa**, con pérdidas en el estado de resultados y contribución a la inversión negativa durante los últimos años, ocasionada por su desempeño deficiente, la vulnerabilidad de los costos de generación a la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles y la aplicación de subsidios generalizados de electricidad; (iii) **la dependencia de la generación térmica con derivados de petróleo**; (iv) **el riesgo inminente de una crisis energética** debido a la falta de una reserva de generación adecuada y los atrasos en la contratación de nueva capacidad de generación.

El informe concluye que un escenario donde se continua con la situación actual —no se toma ninguna acción para reducir las pérdidas de electricidad y los subsidios tarifarios— no es sostenible en el corto plazo pues el déficit financiero aumentaría y no existe espacio fiscal para financiarlo. El reto más importante a corto plazo es superar la crisis financiera y mantener las luces prendidas, para lo cual se sugiere implementar un programa agresivo para reducir las pérdidas comerciales de electricidad, ajustar gradualmente las tarifas de electricidad para reflejar los costos de suministro y la ejecución de un programa de generación de emergencia y de ahorro de energía.

A continuación se analizan las medidas adoptadas por el gobierno para enfrentar la difícil situación que enfrentaba el sector a comienzos de 2007, y los resultados obtenidos.

### 1. El desempeño inadecuado de la ENEE

El Gobierno de Honduras adoptó medidas entre 2006 y 2009 para reducir las pérdidas de electricidad y mejorar el desempeño de la ENEE. Como medida de corto plazo, la ENEE desarrolló un programa masivo de instalación de medidores remotos, macro-medición y



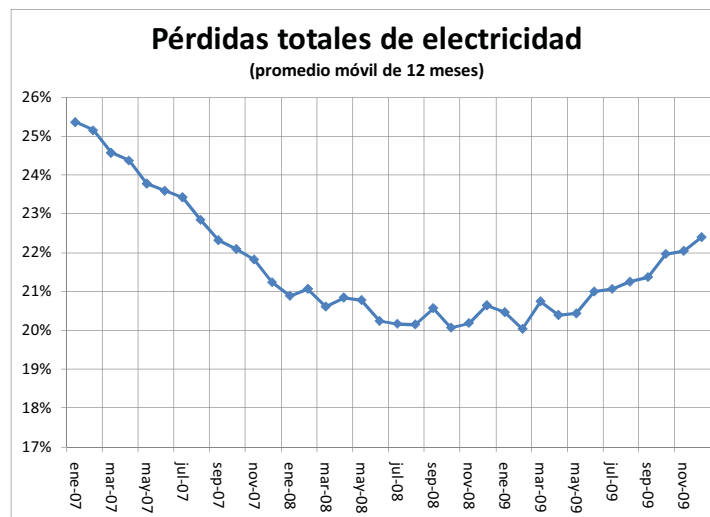
revisión en campo. Como medidas de mayor alcance, preparó y aseguró financiamiento para el Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector Eléctrico (PROMEF) y completó estudios para la reestructuración de la ENEE.

**a) Reducción de pérdidas de electricidad**

La ENEE desarrolló a partir del 2006 un programa de corto plazo para reducir las pérdidas comerciales consistente en la instalación de equipos de medición remota (AMR) para los clientes industriales y comerciales y los clientes residenciales más grandes, instalación de macro-medicación para hacer balances de energía por zonas e identificar las zonas con mayor porcentaje de pérdidas, instalación de medidores en conexiones sin medida y ejecución de campañas en el campo para la revisión de las acometidas a la red, detección de fraude y errores de medición y corrección de anomalías.

El programa tuvo buenos resultados inicialmente pero los resultados no fueron sostenibles. En el primer año, 2007, se logró reducir el promedio anual de las pérdidas del sistema de 25.4% a 21.2%. Durante el segundo año, la reducción fue menor y los resultados no fueron estables, lográndose un promedio anual de 20.7%. En el tercer año, el 2009, un año difícil por la crisis política y la incertidumbre sobre su evolución, las pérdidas comenzaron a aumentar nuevamente hasta llegar a un nivel de 22.5% al final del año (ver Figura 4). Aun cuando se logró una reducción neta de 3 puntos porcentuales de 2006 a 2009, existen dudas sobre la sostenibilidad del programa, debido al repunte de las pérdidas durante el último año. Actualmente, ENEE cuenta con medición adecuada para disuadir, detectar y eliminar el fraude de los consumidores más grandes, pero aparentemente no cuenta con la organización, procedimientos y sistemas adecuados para hacer un uso efectivo de estos equipos. Parece conveniente hacer una evaluación del programa para identificar deficiencias y proponer correctivos a corto plazo.

**Figura 4**



Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

### *b) El proyecto de mejora de la eficiencia del sector eléctrico*

El plan de mejora del desempeño de la ENEE formulado en 2006 y 2007 reconoce que el problema de altas pérdidas comerciales y la dificultad de reducir las en forma sostenible se debe principalmente a deficiencias en la gestión comercial del negocio de distribución de la ENEE, relacionadas con la falta de una estrategia de gestión, una organización y un enfoque corporativo orientado hacia la atención integral al cliente y a la gestión comercial, y a la mala calidad de los sistemas de información gerencial con que cuenta actualmente ENEE para cumplir con la gestión comercial de sus clientes y la gestión de incidencias en la prestación del servicio.

Por lo tanto, se preparó el Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector Eléctrico (PROMEF) que consiste en la reestructuración del negocio de distribución para introducir un modelo de gestión orientado a la atención integral al cliente, y una modernización de los sistemas de información para la gestión comercial, gestión de incidencias, incluyendo el sistema de información geográfica y la gestión de recursos corporativos.

A comienzos de 2009 se obtuvo un préstamo IDA por US\$30 millones para financiar el proyecto PROMEF, el cual está en proceso de efectividad, e incluye tres componentes principales: (i) la mejora de la gestión comercial de la ENEE, (ii) la rehabilitación de redes de distribución prioritarias, y (iii) asistencia técnica para fortalecer el gobierno corporativo y la capacidad institucional de ENEE.

La primera componente comprende el diseño, adquisición e instalación de sistemas modernos de gestión comercial (trámite de solicitud de servicio, lectura, facturación, recaudo, atención de clientes, detección de errores de facturación y fraude, etc.); gestión de incidencias (detección de fallas de la red, atención de reclamos por fallas en el servicio, creación de centros de operación de la red de distribución); y recursos corporativos (contabilidad, finanzas, recursos humanos, compras y contratación, administración de activos y planeación corporativa). Además esta componente incluye la instalación de equipos de medición remota, complementarios a los ya existentes.

La segunda componente comprende la rehabilitación de redes de distribución y la adquisición de equipos, repuestos y materiales para el mantenimiento de la red de distribución.

La componente de asistencia técnica incluye apoyo para mejorar la transparencia y auditoría de las operaciones de ENEE; precisar las funciones y responsabilidades de la junta directiva y la gerencia de ENEE; poner a funcionar un nuevo equipo gerencial del área de distribución y comercial, operando en un esquema de unidades de negocio; apoyar a la ENEE en la contratación de servicios para realizar funciones del área comercial (*outsourcing*); análisis de la sostenibilidad financiera a largo plazo de la ENEE, incluyendo el diseño de mejoras en la estructura tarifaria y de subsidios.

En resumen, el proyecto PROMEF se concentra en fortalecer y modernizar el área prioritaria de distribución y comercial, esencial para reducir en forma sostenible las

pérdidas comerciales, mejorar la atención al cliente y aumentar el recaudo. La reestructuración de la ENEE en unidades de negocio y una eventual separación de los negocios, como instrumento para mejorar la gestión de la ENEE, se dejan para una segunda etapa.

### *c) La reestructuración de la ENEE*

El Gobierno e Honduras contrató en 2008 servicios de consultoría para definir un plan estratégico para la reorganización de la ENEE en unidades de negocio, proponer la nueva estructura organizacional y la asignación de activos, pasivos, recursos humanos, gastos e ingresos para la separación contable de los negocios y preparar un plan de implementación de la reorganización. El consultor PA Consulting completó el estudio a mediados de 2009<sup>6</sup>.

En su análisis, el consultor llegó a la conclusión que no existe la voluntad política de dividir la Empresa en distintos negocios, pues lo que se busca es una clara diferenciación en la gestión de las distintas actividades pero sin modificar la situación de empresa integrada de propiedad del Estado. Por este motivo, el consultor reemplazó el concepto de Unidades Independientes de Negocio (UIN) por Unidades de Gestión (UG).

Por otra parte, el consultor identificó varios aspectos de las normas vigentes que condicionan el diseño y funcionamiento de UG, tales como la obligación de utilizar el Sistema de Administración Financiera Integrada (SIAFI) y las restricciones impuestas por la legislación vigente al proceso de compras y contratación, por lo cual es necesario adecuar la organización para que pueda funcionar como una empresa comercial de servicios públicos, pero sujeto a normas diseñadas para entidades de gobierno.

El consultor propuso reorganizar la empresa en 4 UG (generación, transmisión, centro de despacho y distribución) apoyadas por dos unidades de servicios corporativos y dirigidas por un gerente operativo (ver Figura 5). La unidad de transmisión se organizaría en dos regionales y la de distribución en tres, que es la forma en que actualmente está regionalizada la empresa. El consultor diseñó la estructura organizacional en detalle, los ajustes en los sistemas contables y financieros y los procedimientos para hacer la separación contable de las UG y crear una contabilidad de costos, la asignación de personal y la metodología de selección de los nuevos directivos, y diseñó el plan de implementación. Como complemento de lo anterior, otra firma consultora (HQ Solutions) diseñó en detalle los procedimientos para la selección técnica y transparente de los nuevos directivos teniendo en cuenta sus aptitudes, experiencia y calificaciones. La organización propuesta es consistente con el proyecto PROMEF y la creación de un área centralizada de distribución y comercial.

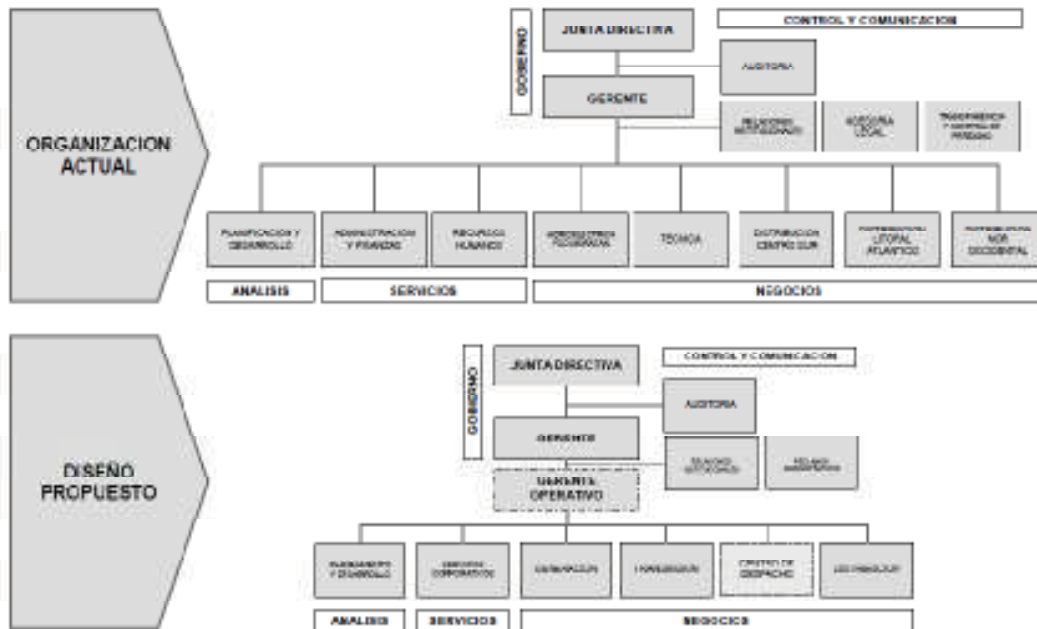
El consultor discutió el informe con las autoridades de gobierno y la ENEE y en principio hay acuerdo sobre lo propuesto, excepto que la ENEE considera que no se justifica crear el centro de despacho como una unidad separada del negocio de transmisión. También se cuestiona si es necesario crear el cargo de gerente operativo.

---

<sup>6</sup> PA Consulting. Reorganización de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Fase II-Informe final. Junio de 2009

Figura 5

En la figura siguiente se visualiza el cambio organizacional planteado para la ENEE:



Fuente: PA Consulting. Informe reorganización de la ENEE

La reorganización de la ENEE en UG, en conjunto con la ejecución del proyecto PROMEF es un paso en la dirección correcta e indispensable para mejorar el gobierno corporativo y el desempeño de la ENEE. El objetivo no es reorganizar la empresa, sino más bien crear las condiciones para mejorar su eficiencia. La creación de UG con contabilidad separada introduce incentivos necesarios para mejorar la eficiencia (el desempeño de las UG puede ser medido y recompensado), facilita la regulación de la distribución y transmisión (cuentas regulatorias separadas, precios transparentes), y facilita el desarrollo de la competencia (reduce las barreras para el libre acceso e incrementa la autonomía del despacho). La selección de los nuevos directivos de la unidad de distribución, por medio de un concurso abierto y transparente, es un paso importante para despolitizar el proceso de nombramiento de la administración superior de la empresa.

Hubiera sido deseable dar mayor jerarquía al centro de despacho para que pueda desempeñarse en el futuro como un administrador independiente del mercado mayorista y operador del sistema interconectado en el marco del mercado regional, pero no es indispensable a corto plazo, siempre y cuando el centro de despacho desarrolle la capacidad de realizar estas funciones y haya total transparencia en su manejo.

La creación y puesta en funcionamiento de las UG y la implementación del PROMEF mejoran la situación actual pero no garantizan una mejora sustancial en la gestión de la ENEE. Como lo indicó el consultor PA Consulting, actualmente ENEE está sometida a normas propias de una entidad del Estado pero que dificultan su funcionamiento como una empresa comercial. La transformación de las UG en unidades independientes de negocio

que se puedan convertir en el futuro en empresas separadas sujetas al derecho comercial privado, con una junta directiva y gerencia profesionales y con la participación de accionistas minoritarios, es una opción que debería ser considerada para el largo plazo.

## 2. La crisis financiera

El diagnóstico de la situación financiera de la ENEE basado en información hasta 2006, presentada en el Informe BM, concluyó que la situación financiera era crítica e insostenible si no reducían las pérdidas de electricidad y se aumentaban las tarifas para reflejar los costos de suministro. Durante el periodo 2001-2006 la ENEE venía incurriendo en pérdidas financieras de aproximadamente Lps 2,500 millones anuales (equivalentes casi al 2 por ciento del Producto Interno Bruto- PIB - de Honduras), con un flujo interno de caja negativo, por lo cual había pospuesto inversiones necesarias en distribución y transmisión y había tenido que financiar el faltante con préstamos rotatorios caros de la banca local y créditos de los generadores térmicos en forma de mora en el pago de energía.

Desde finales de 2006 el Gobierno comenzó a implementar un plan de saneamiento financiero de la ENEE, consistente en el programa de reducción de pérdidas comentado arriba, aportes de presupuesto para capitalizar la empresa, pago de los subsidios directos ordenados por el gobierno y aumentos tarifarios. En el segundo semestre de 2007, con el aumento sustancial y continuado de los precios internacionales del combustóleo, de 35 a 60 US\$/bbl, se hizo evidente que, no obstante las mejoras logradas en la reducción de las pérdidas de electricidad, la crisis financiera podía resultar en una crisis de suministro. El gobierno implementó las siguientes medidas:

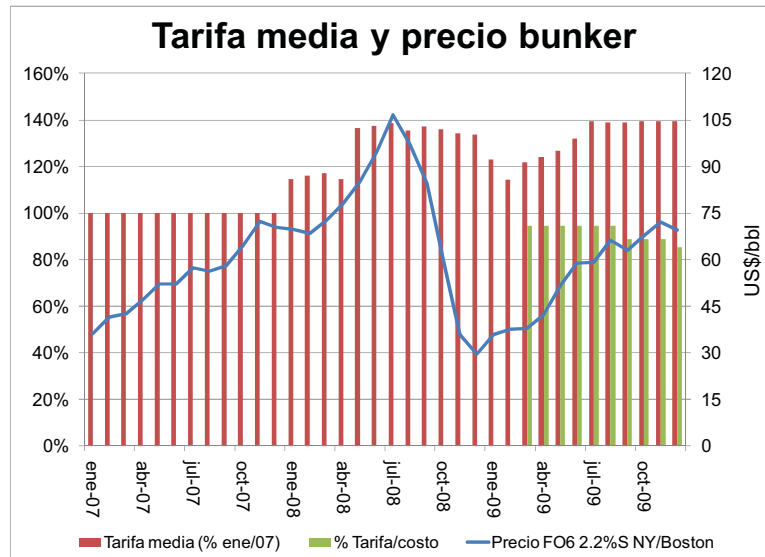
- a) Aportes a la ENEE de aproximadamente US\$220 millones, de los cuales aproximadamente US\$150 millones en aportes de capital y US\$70 millones por concepto de la compensación pendiente por los subsidios directos en las tarifas. Esta operación se completó en 2008.
- b) Emisión de letras para el pago de la mora pendiente con los generadores privados por un monto de aproximadamente US\$90 millones
- c) Aumentos en la tarifa promedio de electricidad de aproximadamente 15% en enero de 2008 y 19% en mayo de 2008.

Gracias al programa de saneamiento financiero adoptado por el gobierno, las pérdidas financieras de la ENEE se redujeron sustancialmente en 2009 cuando el precio del bunker cayó a los niveles de precio de 2007, después de alcanzar un pico de casi 100 US\$/bbl a mediados de 2008 (ver Figura 6). Sin embargo, las pérdidas financieras durante 2007 y 2008 se mantuvieron por encima de Lps 2,500 millones. Se observa lo siguiente para el periodo 2007-2009 (ver Tabla 11):

- a) La tarifa media aumentó en 31% en el 2008 y 6% en 2009, como resultado de los aumentos realizados en 2008 y la adopción de un nuevo pliego tarifario y una nueva fórmula de ajuste automático de la tarifa en febrero de 2009. Sin embargo, a finales de 2009 se observaba que la tarifa media era insuficiente para cubrir los costos de suministro (85% del costo en diciembre) después del aumento de los precios de los

combustibles en el segundo semestre de 2009, cuando no se aplicó la fórmula de ajuste automático de la tarifa (ver Figura 6).

Figura 6



Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

- b) El rezago tarifario a finales de 2009 se reflejó en un aumento de la mora en el pago de las cuentas por compra de energía. Aun cuando ENEE se puso al día a mediados de 2009 en el pago a los generadores, a finales de 2009 la cuenta por pagar aumentó a Lps 1,367 millones, equivalente a dos meses de facturación y un mes de mora.
- c) El precio medio de compra de energía aumentó en 32% en 2008 y cayó en 26% en 2009 como resultado de la variación en el precio medio del combustible (36% y -25% respectivamente). El precio de generación continúa vulnerable a la volatilidad de los precios de los combustibles. Esta vulnerabilidad se convierte en un riesgo financiero para la ENEE, pues la experiencia muestra que no se autorizan los aumentos tarifarios que resultan de la aplicación de la fórmula de ajuste cuando el precio del combustible aumenta sustancialmente.
- d) Después de una reducción sustancial del promedio anual de las pérdidas de electricidad en 2007 (de 25.4% a 21.2%), las pérdidas se estancaron, con una tendencia a aumentar en 2009. El nivel de pérdidas de 22.4% en 2009 es excesivo, muy por encima de niveles de eficiencia (menores a 15%).
- e) En 2007 y 2008 la tarifa media era insuficiente para cubrir el precio medio de compra de energía (y mucho menos el precio de compra teniendo en cuenta las pérdidas de electricidad). En 2008, con una tarifa media de 13.6 US¢/kWh, el precio medio de compra de energía, incluyendo el costo de las pérdidas de electricidad, era de 18.8 US¢/kWh, lo cual representa una pérdida financiera de 5.2 US¢/kWh para atender cualquier aumento de demanda. En 2009, la situación mejoró, pero al final del año nuevamente el margen era negativo.
- f) La pérdida financiera del ejercicio para 2007 fue de US\$140 millones y aumentó a US\$162 millones en 2008. El déficit de flujo de caja resultante se cubrió con los aportes de presupuesto nacional y préstamos de corto plazo.

- g) Para 2009, la pérdida financiera se estima en US\$79 millones al castigar los ingresos de la ENEE por un monto de Lps 1,021 millones (US\$54 millones), que corresponde a los subsidios directos a la tarifa que no pagó el gobierno, el cual coincide con el valor calculado en la Tabla 10, de US\$4.48 mensuales. La caída en los precios de los combustibles en 2009 y los aumentos tarifarios de 2008, permitieron reducir la pérdida del ejercicio en 2009 a US\$24 millones (sin castigar los resultados por los subsidios no compensados), a pesar del deterioro en el desempeño de la ENEE (aumento de las pérdidas de electricidad y una provisión por cuentas incobrables de US\$59 millones).

Tabla 11

ENEE								
Estado de resultados 2007-2009								
(en millones Lps)								
	2007	2008	2009		2007	2008	2009	
<b>Total Ingresos</b>	10,033	13,725	12,608	<b>Indicadores</b>				
Ingresos por Servicios	9,486	13,701	13,611	<b>EBITDA (millones Lps)</b>	(417)	(451)	872	
Subsidios no compensados	313	-	(1,021)	<b>Tarifa media (US¢/kWh)</b>	10.4	13.6	14.4	
Otros ingresos de Explotación	234	24	18	% variación		31%	6%	
<b>Costos y Gastos de Operación</b>	11,978	15,459	13,611	<b>Precio compra energía (US¢/kWh)</b>	11.3	15.0	11.0	
Compra de energía y combustibles	9,003	12,588	8,803	% variación		32%	-26%	
Otros gastos y costos de operación	2,975	2,871	4,808	<b>Precio compra + pérdidas</b>	14.3	18.8	14.2	
Personal	776	830	996	<b>Precio FO6 2.2%S NY (US\$/bbl)</b>	54.2	73.5	55.1	
Depreciación Bienes e Instal.	1,528	1,283	1,876	<b>Cobranza (%)</b>	94%	95%	96%	
Otros gastos operación	671	758	1,937	<b>Pérdidas de energía (%)</b>	21.2%	20.6%	22.4%	
<b>Resultado neto operativo</b>	(1,945)	(1,734)	(1,003)	<b>CRI (%)</b>	74.1%	75.4%	74.1%	
<b>Total gastos financieros y otros</b>	(724)	(1,345)	(507)					
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	(2,669)	(3,078)	(1,511)					
Impuestos	-	-	-					
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio</b>	(2,669)	(3,078)	(1,511)					
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio (US\$ millones)</b>	(140)	(162)	(79)					

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

### 3. La dependencia de la generación con derivados del petróleo

En el 2003, cuando se contrató el suministro de aproximadamente 400 MW en dos plantas con motores diesel de mediana de velocidad, esta tecnología era la opción más económica para expandir la capacidad de generación pues la generación con energía renovable no era competitiva con los precios del petróleo vigentes en ese año. Sin embargo, con el aumento del precio de los combustibles en los años siguientes el precio promedio de compra de energía a la generación térmica privada se incrementó sustancialmente y rebasó los niveles de 100 US\$/MWh, aún para el caso de las plantas más modernas y eficientes con contratos competitivos. El precio de compra de energía de las plantas menos eficientes contratadas en los 1990's, algunas veces como generación de emergencia, superaba niveles de 200 US\$/MWh.

El desarrollo de generación con fuentes renovables se convirtió en una prioridad para diversificar las fuentes de generación, reducir la vulnerabilidad de los costos de generación a la volatilidad de los precios de los combustibles y eventualmente reducir el precio promedio de generación cuando expiraran los contratos más costosos de compra de energía y fueran reemplazados por contratos con precios menores y más estables. La política de

promoción del desarrollo de pequeños proyectos de generación tuvo éxito y actualmente ENEE compra aproximadamente 10% de la compra total de energía a pequeños proyectos hidroeléctricos y biomasa a un precio inferior a 80 US\$/MWh. Sin embargo, se reconocía que para poder cambiar la matriz de energía y reducir la dependencia al petróleo era necesario promover el desarrollo de proyectos hidroeléctricos medianos y grandes y eventualmente de generación térmica a carbón o gas natural.

ENEE avanzó sustancialmente en la preparación de proyectos hidroeléctricos bajo esquemas BOT o de asociación pública privada. Con una asistencia técnica del gobierno de Taiwán, en 2008 se actualizó el estudio de factibilidad del proyecto hidroeléctrico Piedras Amarillas de 100 MW (anteriormente conocido como Patuca 3) y en 2009 se completó el diseño final. Además, se firmó un contrato tipo BOT con Taiwan Power Co. (Taipower), con un precio de compra de energía de 96 US\$/MWh, en el cual ENEE se responsabiliza de la compra de las tierras, la ejecución del programa de mitigación de impacto ambiental y los refuerzos requeridos a la red nacional de transmisión. Sin embargo, en abril de 2009 el proyecto sufrió un traspie pues la Asamblea Nacional de Taiwán no aprobó el presupuesto de inversión de Taipower para este proyecto. Actualmente se está examinando la posibilidad que el gobierno de Taiwan entregue a la ENEE el estudio de factibilidad y los diseños del proyecto para intentar contratar el proyecto con otro inversionista bajo un esquema BOT o similar.

ENEE también avanzó sustancialmente en el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de Llanitos y Jicatuyo (capacidad combinada de aproximadamente 270 MW) bajo un esquema complejo de asociación pública privada con la participación de la empresa constructora Odebrecht como constructor y accionista por un periodo inicial de 5 años con una inversión de US\$30 millones, ENEE como accionista con una inversión de US\$100 millones provenientes de los recursos del financiamiento de Petrocaribe, BCIE como accionista con una inversión de US\$100 millones y estructurador del proyecto, y FURNAS de Brasil como interventor de la construcción y operador de la planta durante los primeros 5 años. El proyecto cuenta con un financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo del Brasil (BNDES) por US\$271 millones que se aprobó, pero quedó en suspenso en 2009 a raíz de la crisis diplomática con Brasil. Se crea un fideicomiso para administrar los contratos y los recursos del proyecto. El contrato para el desarrollo del proyecto fue aprobado por el Congreso en mayo de 2009.

El esquema de desarrollo de los proyectos Jicatuyo y Llanitos aparentemente ha sido cuestionado por el nuevo gobierno pues el costo de construcción aún no está definido y el gobierno podría asumir obligaciones contingentes que no están limitadas. Aun cuando el precio de compra de energía está definido como el costo marginal más el 10%, aproximadamente 98 US\$/MWh, y se ha definido un presupuesto de inversión para las componentes de generación, transmisión y distribución<sup>7</sup>, el estudio de factibilidad y el diseño de los proyectos no se han terminado, y no se ha definido el costo de construcción

---

<sup>7</sup> El proyecto incluye una componente de transmisión de hasta US\$150 millones y otra de distribución hasta US\$40 millones. Sin embargo, estos valores se ajustarán una vez se conozca el costo de los proyectos de generación.



de los proyectos el cual determinaría el valor del contrato de construcción con Odebrecht.

En 2008 la ENEE suscribió un contrato de compra de energía por 20 años del proyecto eólico Cerro de Hula, con una capacidad de 100 MW y un factor de planta anual de 40%, a un precio de aproximadamente 111 US\$/MWh, parcialmente indexado. El contrato ya fue aprobado por el congreso y se tiene previsto que el proyecto entre en operación en 2012.

En 2008 ENEE adelantó la licitación para el suministro de 250 MW en plantas térmicas a carbón (en dos lotes de 100 MW y 150MW), con la obligación de instalar 80 MW en motores diesel en un plazo de un año para atender un posible déficit de energía. La idea era mejorar la calidad de suministro en el litoral atlántico que tiene restricciones de transmisión y contribuir a la diversificación de las fuentes de energía. Finalmente en 2009 se aprobó solamente el contrato de suministro del lote de 150 MW, a un precio monomio inicial de aproximadamente 100 US\$/MWh. Sin embargo, el contratista aun no ha cumplido con las condiciones de efectividad, no cuenta con la licencia ambiental ni con el contrato de operación y es probable que el proyecto no se ejecute.

El decreto ley 70 de 2007 de promoción de generación con energía renovable reactivó el interés de inversionistas privados en la preparación de proyectos de generación con energía renovable, pero, en general, los inversionistas no estaban dispuestos a contratar el suministro de energía en las condiciones de precio establecidas en la nueva ley. En septiembre de 2009 ENEE inició el proceso de una licitación para la compra de 250 MW en generación con energía renovable que atendía las objeciones de los inversionistas privados a la ley 70/2007.

La licitación de compra de energía renovable estableció condiciones bastante atractivas para los inversionistas:

- a) Un precio tope para el cargo de energía de 102.5 US\$/MWh y para el cargo de potencia de 7.52 US\$/kW-mes, el cual se paga sobre la potencia media generada en las horas de punta del sistema. Los precios tope están dentro de los límites de precio definidos en la ley 70-2007 para la compra directa de energía renovable<sup>8</sup>.
- b) El precio monomio total puede variar aproximadamente entre 102.5 y 122.5 US\$/MWh dependiendo de la contribución del proyecto a la potencia durante las horas de punta.
- c) Se permite indexar aproximadamente 30% de los cargos de potencia y energía a las variaciones del índice de precios al consumidor en USA.
- d) Contrato de compra de energía por 30 años.
- e) La licitación permitía ofertar parte de la capacidad instalada para ventas a terceros (grandes consumidores, exportación, empresas de distribución), pero con la

---

<sup>8</sup> Costo marginal + 10% de incentivo. Para el 2010 SERNA estableció un costo marginal de 97.96 US\$/MWH para energía y 7.38 US\$/kW-mes para potencia

obligación contingente de la ENEE de comprar toda la capacidad al precio ofertado si no se concretaban las ventas a terceros.

La respuesta a la licitación excedió las expectativas. La licitación estableció dos lotes o partidas, uno de 150 MW para pequeños proyectos con una capacidad instalada menor a 15 MW y otro de 100 MW para proyectos con una capacidad mayor a 15 MW. Los resultados de la licitación se resumen en la Tabla 12, Se observa que:

- Se presentaron 50 proyectos, con una capacidad de 740 MW, para generación con energía hidráulica, biomasa, eólica y geotermia y de eficiencia energética, pero aproximadamente 88% de la capacidad en proyectos hidroeléctricos.
- Se presentaron proyectos en un rango amplio de capacidad desde 1 MW hasta 160 MW (el proyecto hidroeléctrico Tornillitos).
- Solo se ofertó a la ENEE una capacidad de 225 MW, inferior a lo solicitado, pero con una obligación contingente de comprar hasta 740 MW. Los precios ofertados se ajustan al tope máximo, y varían en un rango de 98.6 a 112.8 US\$/MWh. Hubo una gran participación pero con relativamente poca competencia.
- La fecha de entrada en operación de los proyectos era libre y las ofertas muestran que aproximadamente 50% de la capacidad entraría en operación en el 2014 y el resto en el 2017.
- Solamente calificaron 39 proyectos en la evaluación de ofertas, con una capacidad de aproximadamente 600 MW (180 MW ofertados a la ENEE, pero con una obligación contingente de comprar 600 MW)

Tabla 12

ENEE							
Licitación compra de energía a generación con recursos renovables							
Ofertas recibidas							
	No.	Capacidad proyecto (MW)		Ofertado total (MW)		Precio monomio	
		max	min	ENEE	terceros	max	min
<b>Partida I &lt;15 MW</b>							
Biomasa	3	6	2	2	11	112.8	99.8
Eficiencia	1	19	19	15	5	112.8	112.8
Eolico	1	5	5	1	5	104.5	104.5
Hidro	36	18	1	98	148	112.8	98.6
Total				115	167		
<b>Partida II &gt;15 MW</b>							
Eficiencia	1	16	16	1	15	107.8	107.8
Geotermia	1	35	35	5	30	109.9	109.9
Hidro	7	160	19	104	306	111.8	99.2
				110	351		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad en operación (MW)	4	19	196	303	461	461	676

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

Aun cuando la respuesta a la licitación es muy positiva, existen varios asuntos que pueden ser problemáticos:

- a) **El manejo de la obligación contingente.** Al adjudicar 180 MW ENEE se obliga a comprar hasta 600 MW. Aun cuando algunos proyectos han logrado contratos con grandes consumidores y el mercado potencial de grandes consumidores (con demanda mayor a 750 kW) podría llegar a 300 MW, no es creíble que haya un mercado para venta a terceros de 420 MW.
- b) **Los proyectos de papel.** Los documentos de licitación exigían demostrar la capacidad técnica y financiera del oferente y que estaba tramitando el contrato de operación y la contrata de aguas (cuando aplica) con el SERNA. Además, hay proyectos en estado avanzado de preparación (factibilidad completa, contrata de aguas y contrato de operación listos). Sin embargo, no es creíble que todos los oferentes, en su mayoría grupos locales, estén en condiciones de movilizar el financiamiento requerido (US \$1,200 millones suponiendo una inversión de 2,000 US\$/kW instalado) en las condiciones actuales en que el acceso al mercado de capitales está restringido debido a la crisis financiera internacional que explotó en 2008.
- c) **Las inversiones en transmisión.** La red de transmisión existente no tiene capacidad para evacuar la energía generada por los proyectos que presentaron ofertas. Aun cuando los inversionistas deben ejecutar las obras para conectarse a la red, es necesario hacer refuerzos importantes a la red, con inversiones superiores a US\$100 millones, que deberían ser realizados por la ENEE con financiamiento parcial de los generadores. ENEE no cuenta con el financiamiento para ejecutar su plan de expansión de transmisión.
- d) **La duración de los contratos.** Los contratos de compra de energía a largo plazo, por 30 años, con precios de energía y potencia parcialmente indexados, crean riesgos e inflexibilidad para aprovechar en el futuro la posibilidad de precios más bajos de energía asociados con cambios tecnológicos y el desarrollo de proyectos regionales de generación.

#### 4. El riesgo inminente de una crisis energética

El Informe BM advertía sobre el riesgo de una crisis energética entre 2007 y 2010 debido a un balance oferta/demanda muy estrecho y a que la expansión de la capacidad de generación en construcción no era suficiente para atender el crecimiento de la demanda. Se proyectaba una reserva de capacidad insuficiente (comparado con el deseable de 10%) y un déficit de capacidad para el 2009 (ver Tabla 13).

Aun cuando la ENEE tomó algunas medidas para enfrentar la crisis de energía, la realidad es que factores externos, fuera del control de la ENEE, jugaron un papel importante en evitar racionamientos en ese periodo. ENEE contrató en 2008 el suministro de 250 MW en plantas térmicas con un compromiso de entrega de 80 MW en un plazo de un año. Sin embargo, como ya se explicó, los contratos tuvieron problemas y esa capacidad no va a estar disponible. Adicionalmente licitó el suministro de 60 MW para la entrega de energía fuera de zafra de la generación de los ingenios azucareros pero la licitación se declaró

desierta por precios altos de energía. También contrató en 2008 aproximadamente 30 MW de capacidad disponible de auto-generadores y cogeneradores.

Por otra parte, ENEE ejecutó en 2008 y 2009 el “Proyecto de Iluminación Eficiente” que consiste en la sustitución gratuita de seis millones de bombillos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (CFL) en el sector residencial, con lo cual se lograría la sustitución y destrucción de prácticamente todos los bombillos incandescentes que operaban en el país. El proyecto contó con financiamiento de Venezuela (compra de 4 millones de bombillos) y asesoría técnica cubana. A finales de 2009 se habían distribuido el 93% de las lámparas. Aun cuando es difícil separar el impacto de este programa y de la crisis financiera internacional sobre el crecimiento de la demanda en 2009, si se observó que la caída en la demanda durante la punta de la noche excedió en 55 MW la caída en la punta de la mañana, una indicación del impacto de los bombillos ahorradores sobre el consumo de electricidad en las horas de la noche. Sin embargo, la sostenibilidad del programa de iluminación eficiente no está demostrada, pues no es claro que los consumidores residenciales tengan incentivos suficientes para ahorrar energía si siguen pagando una fracción del costo de suministro de electricidad.

Tabla 13

<b>Balance oferta demanda 2007-2009</b>			
(en MW)			
	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>Proyectado</b>			
Capacidad firme	1242	1322	1329
Demanda máxima	1180	1267	1351
Reserva	5.3%	4.3%	-1.6%
<b>Real</b>			
Capacidad instalada	1,568	1,593	1,606
Capacidad disponible */	1,276	1,154	1,231
Demanda máxima	1,126	1,205	1,203
Reserva	13.3%	-4.2%	2.3%

\*/ Disponible promedio en el mes de demanda máxima

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

La crisis financiera internacional produjo una contracción en el comercio internacional en 2009 y redujo la producción industrial en Honduras (especialmente la industria de la maquila que depende de exportaciones a los EUA), lo cual se reflejó en una caída de aproximadamente 10% en las ventas de electricidad a ese sector. Aun cuando la capacidad disponible de generación no aumentó entre el 2007 y 2009, se evitó una crisis de suministro gracias al efecto combinado sobre la demanda máxima de la crisis financiera y los bombillos ahorradores (la demanda máxima en 2009 estuvo 150 MW por debajo de la proyectada). No obstante la caída en la demanda máxima, la reserva de potencia fue insuficiente o negativa en 2008 a 2009 (ver Tabla 13). Sin embargo, la ENEE no reportó racionamientos durante este periodo, una indicación de buena suerte, pero no de confiabilidad adecuada.

## F. Cooperación Internacional y lecciones aprendidas

A raíz de la crisis financiera de ENEE de 2007 y su impacto sobre las finanzas públicas, se determinó la necesidad de definir una estrategia común para la recuperación del sector eléctrico y preparar un programa coordinado de apoyo al sector del grupo de donantes (Banco Mundial, BID, FMI, CABEI y la Unión Europea). El FMI aprobó en 2008 el apoyo financiero al programa de estabilización propuesto por el gobierno, que incluía los compromisos de ajustes tarifarios y el programa de saneamiento financiero de la ENEE; el Banco Mundial aprobó en 2009 un préstamo de US\$30 millones para ejecutar el Proyecto PROMEF; el BID aprobó un primer préstamo de US\$28.6 millones para financiar el Programa de Apoyo al Sector de Energía, orientado a proyectos de transmisión eléctrica, con un segundo préstamo de US\$20 millones pendiente de la disponibilidad de recursos del fondo de operaciones especiales; el CABEI, IFC y la ventanilla privada del BID apoyarían el desarrollo de pequeños proyectos de generación con energía renovable.

El programa de apoyo del grupo de donantes se complementaba con convenios de cooperación técnica bilateral con Taipower para completar el estudio de factibilidad y el diseño de la central hidroeléctrica de Piedras Amarillas, y con entidades de Brasil para actualizar los estudios de factibilidad de las centrales hidroeléctricas Los Llanitos y Jicatuyo. Adicionalmente, el Fondo Hondureño de Inversión Social (FHIS) ejecutaba el Proyecto de Infraestructura Rural (PIR) del Banco Mundial, y ENEE ejecutaba el proyecto para el fortalecimiento de la ENEE (BID- 1584/SF-HO), el convenio GAUREE con la Comisión Europea, y la cooperación técnica del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) para preparar el balance hídrico del Lago de Yojoa.

Las evaluaciones realizadas recientemente por la banca multilateral sobre la ejecución de proyectos en el sector eléctrico, detectaron debilidades en las áreas de adquisiciones y administración financiera de la ENEE y en la capacidad institucional para la ejecución de proyectos, relacionadas con la falta de control, registro inadecuado de cuentas, procesos engorrosos para la toma de decisiones y vacíos en las reglas y procedimientos administrativos. Los préstamos aprobados recientemente por esas instituciones tienen en cuenta las lecciones aprendidas y han creado unidades especiales de ejecución de proyectos encargadas del todo el proceso de adquisiciones y el manejo financiero de los recursos de los préstamos.<sup>9</sup>

Por otra parte, la experiencia en la operación de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (proyecto hidroeléctrico El Cajón), la mayor inversión realizada por la ENEE, muestra que esta empresa ha tomado medidas oportunas para solucionar serios problemas operativos durante los 25 años de operación del proyecto, especialmente los relacionados con las filtraciones en los estribos y en el pie de la presa, un riesgo común de presas localizadas en zonas de roca caliza con formaciones kársticas. Hace 15 años fue necesario hacer un tratamiento costoso de inyecciones de lechada de cemento para reducir las filtraciones que habían llegado a altos niveles que ponían en peligro la estabilidad de la

---

<sup>9</sup> BID. Informe Propuesta de Préstamo HO-L1019, 2008; Banco Mundial, Informe de evaluación del proyecto PROMEF (45791-HN), diciembre de 2008

presa (ver Anexo A). Recientemente las filtraciones aumentaron cuando el embalse llegó a su máximo nivel histórico y posteriormente ocurrió un sismo de alta intensidad. ENEE debe ejecutar este año un nuevo programa de inyecciones y de revestimiento en concreto de una galería de drenaje con un costo estimado de aproximadamente US\$11 millones.

## IV. Evolución futura del Sector Eléctrico

### A. Demanda y eficiencia

ENEE actualizó en noviembre de 2009 las proyecciones de demanda de electricidad, teniendo en cuenta, en buena parte, el impacto de la crisis financiera internacional sobre la demanda del 2009 y sobre las perspectivas de crecimiento económico en los próximos años, con un crecimiento del producto interno bruto de 2% en 2010, aumentando gradualmente hasta el 5% en 2014. Otro parámetro importante para la proyección de la demanda son las pérdidas de electricidad. La proyección de la demanda parte de un nivel de pérdidas de 21.9% en 2009 (un poco menor al 22.4% con que cerró el 2009) y una reducción de 0.6 puntos porcentuales por año hasta llegar a un nivel de 16.9%. Este supuesto es razonable, siempre y cuando se reactive el programa de reducción de pérdidas. La proyección no considera el impacto de programas de ahorro de energía como el proyecto de iluminación eficiente ejecutado en 2009, un supuesto razonable teniendo en cuenta los subsidios sustanciales a las tarifas del sector residencial.

Tabla 14

Honduras				
Proyecciones demanda de electricidad				
(sin demanda atendida por autogeneración)				
	Demanda máxima	Demanda energía	Ventas energía	Pérdidas sistema
	MW	GWh	GWH	%
2009	1,203	6,536	5,106	21.9%
2010	1,258	6,850	5,392	21.3%
2011	1,308	7,131	5,656	20.7%
2012	1,369	7,475	5,973	20.1%
2013	1,434	7,846	6,317	19.5%
2014	1,505	8,247	6,689	18.9%
2015	1,578	8,660	7,076	18.3%
2016	1,653	9,084	7,477	17.7%
2017	1,729	9,518	7,892	17.1%
2018	1,809	9,970	8,283	16.9%
2019	1,899	10,483	8,709	16.9%
2020	1,996	11,030	9,163	16.9%
2021	2,095	11,593	9,631	16.9%
2022	2,198	12,178	10,116	16.9%
2023	2,305	12,783	10,619	16.9%
2024	2,414	13,402	11,134	16.9%
2025	2,526	14,041	11,664	16.9%
TC 09-12	4.4%	4.6%	5.4%	
12-20	4.8%	5.0%	5.5%	
20-25	4.8%	4.9%	4.9%	

TC: tasa anual de crecimiento

Fuente: ENEE

ENEE proyecta un crecimiento de la demanda de energía de 4.6% p.a. a corto plazo, para 2009-2012, que aumenta a 5.0% a más largo plazo. Las ventas de energía crecen a una tasa superior de 5.5% a corto y mediano plazo debido a las mayores ventas que resultan de la reducir las pérdidas de electricidad relacionadas con el hurto, fraude y falta de medición (ver Tabla 14). La proyección de demanda excluye la demanda de grandes consumidores que es atendida actualmente por auto-generadores y cogeneradores y supone que el resto de la demanda de grandes consumidores seguirá siendo atendida por la ENEE.

## **B. Potencial de generación con fuentes renovables**

El potencial de generación con fuentes renovables en Honduras es sustancial en comparación a la demanda, aun cuando la información disponible es parcial y no está actualizada. El potencial de generación hidroeléctrica se estima en 5,000 MW basado en los estudios generales de inventario de recursos realizados hace más de 20 años y el potencial de generación eólica se estima en 10,000 MW, basado en estudios regionales que utilizan información satelital. En el caso de geotermia y biomasa (bagazo) el potencial de generación en los sitios ya identificados es mucho menor, en el rango de 100 MW para cada recurso (ver Tabla 15).

Una mejor indicación del potencial aprovechable a mediano plazo es el registro de proyectos que hacen trámite en SERNA (permisos de estudios, contrato de operación y licencia ambiental) y los proyectos hidroeléctricos que estudia la ENEE. A finales de 2009 SERNA tenía registrados, con contratos de operación y estudios de factibilidad completos, a 59 proyectos hidroeléctricos con una capacidad de 1,033 MW, 3 proyectos geotérmicos con 75 MW y 2 proyectos eólicos con 107 MW. Adicionalmente tenía registrados con permiso de estudios a 137 proyectos con una capacidad de aproximadamente 1,700 MW. Por otra parte, ENEE adelantaba estudios de 6 proyectos hidroeléctricos medianos con una capacidad de 800 MW (ver Tabla 15).

La información sobre el potencial en micro-centrales hidroeléctricas y paneles fotovoltaicos como solución de abastecimiento de energía en zonas aisladas es fragmentaria y no está consolidada. La ENEE, con fondos de la Comisión Europea ejecuta un programa de desarrollo de 3 micro-centrales con una capacidad individual de 100 kW. El FHIS ejecuta el proyecto PIR y el Proyecto de Electrificación Rural GEF/Banco Mundial que incluye la construcción de 9 micro-centrales hidroeléctricas para abastecer comunidades aisladas. El Consejo Hondureño de Ciencia, Tecnología e Innovación (COHCIT) ejecuta el proyecto Eurosolar para dotar a 68 comunidades de paneles solares, equipos de comunicación y educación para escuelas y equipos para centros de salud. ENEE ha ejecutado, bajo el proyecto Generación Autónoma y Uso Racional de Energía (GAUREE), proyectos de electrificación de pequeñas comunidades aisladas con paneles solares, como el proyecto Guajiniquil para 40 hogares y una escuela.



Tabla 15

Potencial de generación renovable (MW)								
Recurso	Potencial			Trámite SERNA				Fuente
	Teórico	Identificado	Operac. 2009	Contrato operación a/		Permiso estudio		
				MW	No.	MW	No.	
<b>Hidro</b>	5,000		522	1,033	59	1,167	114	Olade, 2006, DGE SERNA
<b>Geotermico</b>		125	0	75	3			DGE, SERNA
<b>Eólico</b>	10,000			107	2	479	12	DGE, SERNA
<b>Biomasa</b>		100	92	8	3	45	11	DGE, SERNA
a/ Cuentan con estudio de factibilidad								
Proyectos hidroeléctricos medianos y grandes en preparación								
Proyecto	Capacidad		Nivel de estudios					
	MW							
Tablón	20		Factibilidad Factibilidad en proceso Reconocimiento.					
Piedras Amarillas	100							
Llanitos	98							
Jicatuyo	173							
La Tarrosa	150							
Valencia	270							
	811							

Fuente: elaboración propia con base en información de SERNA

### C. Plan de expansión de generación

La Dirección de Planificación y Desarrollo de la ENEE (DIRPLAN) actualiza periódicamente el plan indicativo de expansión de generación, con la información disponible sobre proyecciones de demanda, nuevos contratos de compra de energía, avance en la ejecución de pequeños proyectos privados de generación, resultado de licitaciones de compra de energía y los proyectos de generación candidatos para abastecer la demanda proyectada.

La actualización del plan de expansión en las condiciones actuales está sujeta a muchas incertidumbres sobre el desarrollo de los proyectos que abastecerían la demanda en los próximos 7 años, debido a: los contratiempos en la preparación de los proyectos hidroeléctricos de Piedras Amarillas, Jicatuyo y Los Llanitos y la indefinición sobre el esquema a utilizar para desarrollar estos proyectos; las complicaciones que enfrenta el contrato de suministro de 150 MW de la planta a carbón; y la indefinición sobre el manejo de la licitación de generación con energía renovable.

Por lo tanto, en lugar de realizar un nuevo ejercicio de planeación de la expansión de generación, DIRPLAN actualizó las fechas de entrada de los proyectos en desarrollo, basado en la información más actualizada y los siguientes supuestos:

- a) Solo se incluyen los contratos de compra de energía confirmados y que no enfrentan mayores dificultades:
  - a. El contrato con Vetasa para la rehabilitación de las plantas diesel Alsthom y Sulzer de ENEE y la instalación posterior de una unidad a carbón de 60 MW.
  - b. El contrato con la planta eólica de 100 MW
  - c. Los contratos con pequeños proyectos renovables en desarrollo (mini-hidros y biomasa) con una capacidad de 22 MW.
- b) Se incluyen los proyectos hidroeléctricos medianos y grandes actualmente en preparación (Piedras Amarillas, Llanitos y Jicatuyo, La Tarrosa y Valencia) ajustando la fecha de entrada en operación.
- c) Se supone que se adjudica en forma completa la licitación de generación con energía renovable con la fecha propuesta para la entrada en operación de los proyectos, esto es, que ENEE adjudica 180 MW, pero se incluye la obligación contingente de compra de 600 MW.
- d) Se supone que se retiran las plantas térmicas contratadas en la fecha en que se vencen los contratos de suministro.

Los supuestos sobre la adjudicación de la licitación de generación con energía renovable son optimistas, si se tienen en cuenta las dificultades de poder financiar todos los proyectos de generación y los refuerzos requeridos en la red de transmisión. Cuando se aclaren las condiciones de adjudicación de esta licitación se podrán hacer los ajustes correspondientes y analizar las opciones para atender la demanda a mediano plazo.

Los proyectos ya definidos son suficientes para atender el crecimiento de demanda hasta el 2017, excepto por algunos problemas puntuales. En los años posteriores, se seleccionan plantas a carbón y turbinas a gas, como las opciones más económicas, pues no existen otros proyectos hidroeléctricos candidatos, adicionales a los proyectos que se encuentran en preparación. El plan de expansión (ver Tabla 16) supone que se toman algunas medidas a corto plazo:

- Para atender la demanda en 2011, es necesario negociar una extensión de los contratos con las plantas Lufussa I y Elcosa, con una capacidad de 120 MW, que terminan en 2010, pues la capacidad disponible no es suficiente para atender la demanda proyectada para 2010 y 2011. Por lo tanto, se supone que estas plantas son reemplazadas por una nueva planta diesel de la misma capacidad pero con precios de energía diferentes.
- Adicionalmente, se requiere contar con una capacidad adicional de 50 MW en 2011, por lo cual se supone que se atiende esta necesidad con importación de energía del mercado regional que aún no se ha definido.

DIRPLAN no ha justificado que el plan de expansión corresponde a la solución de mínimo costo para atender la demanda proyectada en forma confiable. Se requeriría preparar un análisis económico completo, lo cual está fuera del alcance de esta consultoría. Sin embargo, una comparación simple de los precios de compra de energía en los contratos

actuales con las plantas diesel más eficientes con los precios de compra de los nuevos proyectos de generación con energía renovable sirve para ilustrar este asunto.

Tabla 16

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN																
2010 - 2024																
ADICIÓN DE PLANTAS AL SISTEMA (MW)																
PLANTA	Combustible	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Aisthom y Sulzer (VETASA)	Bunker	60.0														
Carbón (VETASA)	Carbón				60.0											
Pequeña generación renovable	Hidro y biomasa	0.9	4.8		4.6	9.6	8.3									
Eólico	Eólico			100												
Licit. Renovable 250 MW*	Hidro		4	15	177	107	158		55							
Importación energía La Geo	Geotermia		50													
Motores diesel media vel.**	Búnker		120													
Planta carbón	Carbón									200			100			50
Turbinas de gas	Diesel										200					
Tablón	Hidro								20							
Piedras Amarillas	Hidro							100								
Tornillito (licitación renov.)	Hidro								160							
Llanitos	Hidro						98									
Jicatuyo	Hidro							173								
La Tarrosa	Hidro										150					
Valencia	Hidro													270		
<b>TOTAL</b>		60.9	179.1	114.5	241.8	116.6	264.3	273.0	235.0	200.0	350.0	0.0	100.0	270.0	0.0	50.0
<b>Retiro</b>		-120	0	-47	-60	0	-38	0	0	-440	-140	0	0	0	0	0
<b>Adición neta</b>		-59	179	68	182	117	226	273	235	-240	210	0	100	270	0	50
<b>Acumulado</b>		-59	120	188	370	486	713	986	1,221	981	1,191	1,191	1,291	1,561	1,561	1,611

Fuente: DIRPLAN, ENEE

La Figura 7 compara el precio promedio de compra de energía y el cargo variable de los contratos con las plantas diesel de mediana velocidad de Lufussa III y Enersa, con el precio monomio de la licitación de generación con energía renovable y el precio monomio que resulta de aplicar los costos marginales (CMCP) aprobados para 2010<sup>10</sup>. Se observa lo siguiente:

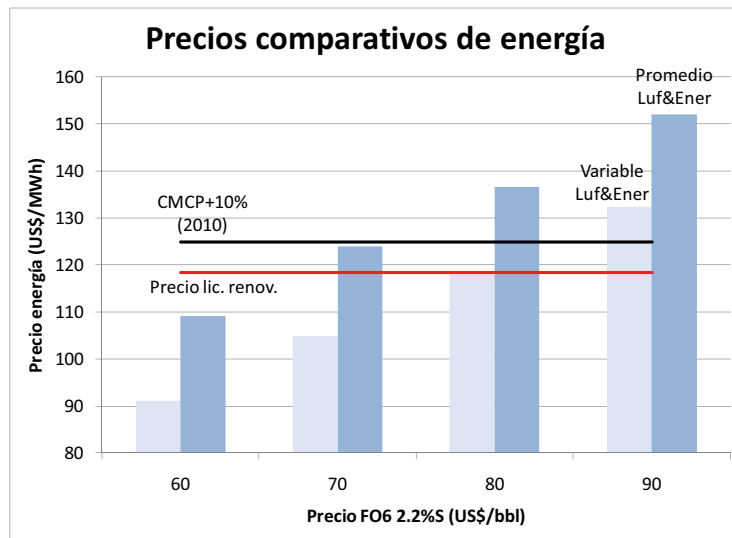
- El CMCP más el 10%, utilizado como precio tope para la compra de generación con energía renovable, es ligeramente superior al precio promedio de compra de energía de las plantas de Lufussa III y Enersa para un precio del combustible de 70 US\$/bbl, similar al precio actual.
- El precio monomio de compra de energía, calculado con base en los precios máximos de potencia y energía establecidos en la licitación de generación con energía renovable, es menor que el precio medio de compra de energía termoeléctrica, con un precio de combustible de 70 US\$/bbl.
- Para un precio del combustible igual o mayor a 80 US\$/bbl, el precio monomio de compra de energía de la generación con energía renovable es sustancialmente menor al precio de compra de la energía termoeléctrica. Por otra parte, para un

<sup>10</sup> El precio monomio se calcula aplicando los cargos de potencia y energía y suponiendo un factor de planta anual de 65%, igual al factor de carga actual del sistema.

precio del combustible igual o menor a 60 US\$/bbl el precio de la generación con energía renovable es sustancialmente mayor.

- d) Para precios del combustible menores a 80 US\$/bbl, el cargo variable de las plantas termoeléctricas es menor que el precio monomio de la generación con energía renovable, por lo cual en principio no se justificaría desplazar esta generación térmica con compra de energía de nuevas plantas de generación con energía renovable.

**Figura 7**



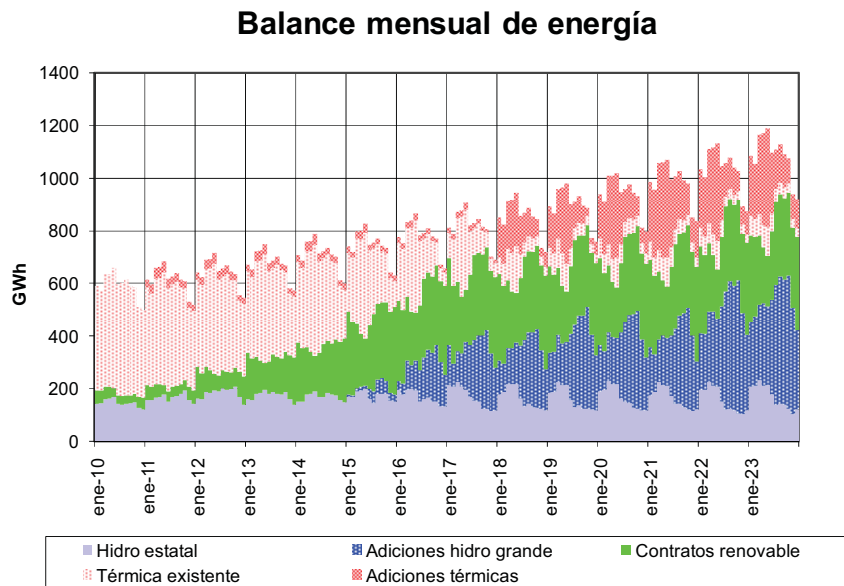
Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

La participación de energía renovable en la generación total aumentaría sustancialmente entre 2010 y 2017 (ver Figura 8). La generación con energía renovable desplaza la generación térmica contratada especialmente en la estación lluviosa de junio a noviembre. La participación de la energía renovable podría aumentar hasta 80% en 2017. A partir del 2018, cuando terminan los contratos con las plantas térmicas más modernas de Lufussa III y Enersa, sería necesario reemplazar esa generación con otras plantas térmicas (o negociar una ampliación del plazo del contrato) para afirmar la generación con energía renovable durante la estación seca.

#### **D. Proyecciones financieras**

Los tres factores más importantes que determinan el estado de resultados financieros de la ENEE son la tarifa promedio de venta de energía, el precio promedio de compra de energía y las pérdidas de electricidad. La combinación de rezagos tarifarios, altas pérdidas de electricidad y precios de compra altos y sensibles a los precios internacionales de los combustibles han sido la causa principal de las crisis financieras recurrentes de la ENEE. A continuación se explican los supuestos utilizados para determinar la evolución de estos tres factores para preparar las proyecciones financieras de la ENEE para el periodo 2010-2015.

Figura 8



Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

### *Precios de compra de energía*

El precio promedio de las compras de energía en el mediano plazo dependerá básicamente del precio del combustible en el mercado internacional y del precio de energía en los nuevos contratos de suministro que suscriba la ENEE con generadores privados. En la medida que se concreten los contratos de compra con generación con energía renovable, se espera que el precio medio de compra sea menos vulnerable a las variaciones de los precios de los combustibles. La simulación de la operación del sistema de generación, teniendo en cuenta el plan de expansión de generación comentado arriba y los precios ofertados en los nuevos contratos de compra de energía, muestra lo siguiente (ver Tabla 17):

- a) La participación de la compra de energía a generadores termoeléctricos en la generación total se reduce de 68% en 2010 a 16% en 2017. Al reducirse la dependencia de la generación con derivados de petróleo se debería estabilizar el precio medio de compra de energía.
- b) La participación de la compra de energía renovable aumenta de 7% a 63% en el mismo periodo, por lo cual las condiciones de precio en estos contratos serán un factor determinante del precio medio de energía.
- c) La participación de la generación hidroeléctrica de la ENEE se reducirá gradualmente de niveles de 29% en el periodo 2010-2012, a niveles de 21% al final del periodo. Por lo tanto, se reduce el margen de maniobra para compensar las pérdidas financieras por las compras de energía con la renta económica de la generación hidroeléctrica en manos de la ENEE.
- d) Para el caso base, con un precio del fuel oil No.6 de 72 US\$/bbl, similar al precio actual, el precio medio de compra de energía se reduce gradualmente en 9%, de

niveles de 132 US\$/MWh a 119 US\$/MWh en el periodo. Aun cuando se transforma la matriz de generación en el periodo, el precio no se reduce sustancialmente debido al precio relativamente alto de compra de energía renovable.

- e) El precio medio de generación, incluyendo la generación de ENEE sin costo alguno, se mantiene en la mayoría de los años en niveles entre 92 y 94 US\$/MWh. La reducción en el precio de compra de energía se compensa con la reducción de la participación de la generación de ENEE en la generación total, y el precio medio de generación no cambia sustancialmente.
- f) El precio medio de generación aumenta para precios más altos del combustible, pero se observa una reducción más acentuada del precio medio durante el periodo, de niveles de 115 US\$/MWh en los años iniciales a 97 US\$/MWh en los años finales. Se observa que la sensibilidad del precio medio al precio del combustible es más marcada en los primeros años, cuando hay una gran dependencia de compras de energía térmica, que en los últimos años, cuando esta dependencia es menor. Para un aumento de 25% en el precio del combustible (72 a 90 US\$/bbl), el precio medio de generación aumenta 16% en el primer año y solamente 3% en el año final.

**Tabla 17**

<b>Precios de generación</b>									
Precio FO6 2.2%S NY/Boston			72	US\$/bbl					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Precio monomio generación</b>									
Contratos térmica	US\$/MWh	138.2	139.1	140.7	138.7	133.2	138.5	149.0	164.6
Nuevas hidros	US\$/MWh						95.6	95.9	103.9
Contratos renovable	US\$/MWh	71.7	79.2	94.7	104.5	107.6	108.4	108.9	110.4
Total contrato	US\$/MWh	131.7	129.3	129.4	126.5	122.4	120.0	117.5	119.2
Promedio con gen. ENEE	US\$/MWh	99.2	94.0	92.3	93.6	93.0	91.9	92.1	94.6
Fuel oil @80 US\$/bbl	US\$/MWh	106.2	99.7	97.5	98.0	96.8	94.6	93.9	95.8
Fuel oil @90 US\$/bbl	US\$/MWh	114.8	106.9	104.0	103.4	101.7	97.9	96.1	97.2
<b>Generación total</b>		GWh	6,836	7,131	7,471	7,842	8,241	8,659	9,084
Contratos térmica	GWh	68%	61%	54%	48%	44%	31%	22%	16%
Nuevas hidros	GWh	0%	0%	0%	0%	0%	4%	17%	24%
Contratos renovable	GWh	7%	12%	18%	26%	32%	41%	39%	39%
Total sin hidro ENEE	GWh	75%	73%	71%	74%	76%	77%	78%	79%
<b>Costos compra de energía</b>		MUS\$	676	670	689	734	765	796	837
Fuel oil @80 US\$/bbl	MUS\$	724	711	728	768	797	819	853	912
Fuel oil @90 US\$/bbl	MUS\$	783	762	776	810	837	847	873	925

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

### *Tarifas de electricidad*

La tarifa promedio de venta de energía, suponiendo que el precio del fuel oil No. 6 se mantiene en los niveles actuales de 72 US\$/bbl va a depender de los ajustes tarifarios que se autoricen. Para el caso base de las proyecciones financieras, se supone que se mantiene la tarifa promedio actual de 2.78 Lps/kWh o 14.6 US¢/kWh.

### *Pérdidas de electricidad*

La reducción de las pérdidas de electricidad va a depender a corto plazo de las medidas que adopte ENEE para reactivar el programa de detección y control del fraude de electricidad utilizando los equipos de medición remota ya adquiridos. A mediano plazo va a depender del éxito del proyecto PROMEF. Para las proyecciones financieras se ha utilizado un supuesto relativamente conservador de una reducción anual de 0.6 puntos porcentuales.

### *Resultados de las proyecciones financieras*

Se prepararon proyecciones preliminares del estado de resultados de ENEE para 2010-2015 (ver Tabla 18). Se observa que la situación financiera de la ENEE es insostenible con las tarifas actuales si los precios del combustible no disminuyen:

- a) Las tarifas actuales no son suficientes para cubrir los costos y gastos de operación con el precio actual del combustible y mucho menos para precios más altos.
- b) La tarifa promedio actual no cubre el precio promedio de compra de energía, incluyendo las pérdidas de energía. Por lo tanto, las pérdidas financieras aumentan cuando crece la demanda y se incrementan las compras de energía
- c) La pérdida del ejercicio, aproximadamente Lps 1,500 millones en 2009, aumentan a aproximadamente Lps 2,600 millones en 2010, debido al incremento en el precio medio del combustible. Las pérdidas se reducen gradualmente durante el periodo, como resultado de la reducción de las pérdidas de electricidad y de una ligera reducción en el precio medio de compra de energía.
- d) Las pérdidas en el ejercicio se incrementaría en aproximadamente Lps 1,000 millones si se mantiene el subsidio directo, pero el Gobierno no lo paga.
- e) Aun cuando el ingreso neto antes del pago de intereses, depreciación, amortización e impuestos (EBITDA) es positivo a partir del 2011, sería insuficiente para cubrir la amortización y gastos financieros y contribuir al financiamiento de las nuevas inversiones. Un ejercicio muy preliminar de proyecciones de flujo de caja a corto plazo, muestra un déficit de flujo de caja de aproximadamente Lps 2,000 millones para 2010-2011 después de atender las obligaciones financieras y las inversiones prioritarias en mantenimiento mayor de generación y refuerzos de transmisión y distribución (ver Tabla 19). El financiamiento del déficit con préstamos de corto plazo no parece viable.

Tabla 18

ENEE							
Estado de resultados 2010-2015							
(en millones Lps)							
<b>Caso:</b>	0% aumento tarifa actual						
	72 US\$/bbl						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total Ingresos</b>	12,608	14,899	15,633	16,514	17,469	18,504	19,579
Ingresos por Servicios	13,611	14,881	15,615	16,496	17,451	18,486	19,561
Subsidios no compensados	(1,021)	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos de Explotación	18	18	18	18	18	18	18
<b>Costos y Gastos de Operación</b>	13,611	17,180	16,792	17,358	18,394	19,186	19,872
Compra de energía y combustibles	8,803	13,312	12,753	13,116	13,959	14,561	15,148
Otros gastos y costos de operación	4,808	3,868	4,040	4,241	4,435	4,625	4,723
Personal	996	1,130	1,199	1,272	1,340	1,408	1,493
Depreciación Bienes e Instal.	1,876	1,834	1,888	1,962	2,030	2,093	2,039
Otros gastos operación	1,937	904	953	1,008	1,065	1,124	1,191
<b>Resultado neto operativo</b>	(1,003)	(2,281)	(1,160)	(844)	(926)	(683)	(293)
<b>Total gastos financieros y otros</b>	(507)	(298)	(235)	(175)	(168)	(160)	(155)
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	(1,510)	(2,579)	(1,395)	(1,019)	(1,093)	(843)	(448)
Impuestos	-	-	-	-	-	-	-
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio</b>	(1,510)	(2,579)	(1,395)	(1,019)	(1,093)	(843)	(448)
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio (US\$ millones)</b>	(79)	(136)	(73)	(54)	(57)	(44)	(24)
<b>Indicadores</b>							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>EBITDA (millones US\$)</b>	45.9	(23.5)	38.3	58.7	58.0	74.1	91.8
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio (US\$ M)</b>	(79)	(136)	(73)	(54)	(57)	(44)	(24)
<b>Tarifa media (US¢/kWh)</b>	14.4	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6
% variación	6%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Precio compra energía (US¢/kWh)</b>	11.0	13.9	13.0	13.0	12.7	12.3	12.1
% variación	-26%	26%	-7%	1%	-2%	-3%	-2%
<b>Precio compra + pérdidas</b>	14.2	17.7	16.4	16.3	15.8	15.2	14.8
<b>Precio FO6 2.2% S NY (US\$/bbl)</b>	55.1	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
<b>Cobranza (%)</b>	96%	96%	97%	97%	98%	98%	98%
<b>Pérdidas de energía (%)</b>	22.4%	21.3%	20.7%	20.1%	19.5%	18.9%	18.3%
<b>CRI (%)</b>	74.1%	75.6%	76.5%	77.5%	78.9%	79.5%	80.1%

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

## E. Retos y oportunidades

### 1. A corto plazo

Ahora como hace 3 años el reto más importante del sector eléctrico en Honduras en el corto plazo es el de superar una situación financiera crítica e insostenible y reducir el riesgo de un posible déficit de energía. Sin embargo, las circunstancias han cambiado. La tasa de



crecimiento de la demanda de energía es menor debido al menor crecimiento económico después de la crisis financiera internacional y de la crisis política interna. El nivel de pérdidas de electricidad se ha reducido pero tiene una tendencia a aumentar. La situación fiscal es más crítica, y no hay espacio fiscal ni capacidad de endeudamiento interno para una operación de saneamiento financiero como la que se implementó en 2008.

Tabla 19

ENEE			
ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS			
(en millones de Lps)			
Caso:	0% 72	incr. US\$/bbl	tarifa actual
	2009	2010	2011
Ingresos Netos de Operación	-1,003	-2,281	-1,160
Otros Ingresos (egresos)	-305	-10	-10
Depreciación y Amortización	1,876	1,834	1,888
<b>Total Ingresos de operación</b>	567	-457	718
Préstamos internos			
Préstamos externos	305	129	310
Transferencias	468	25	25
<b>Total Fuentes</b>	1,340	-303	1,054
Intereses y comisiones	234	288	225
Deuda interna	178	170	97
Deuda externa	56	117	128
Amortizaciones	1,319	376	2,253
Deuda interna	1,207	91	1,982
Deuda externa	112	285	271
Inversiones	547	1,155	1,006
Variación capital de trabajo	262	-155	-110
<b>Total aplicaciones</b>	2,361	1,664	3,374
<b>Superávit (déficit)</b>	-1,021	-1,967	-2,320
<b>Superávit (déficit) US\$millones</b>	-54	-103	-122

Fuente: elaboración propia con base en información de ENEE

Las proyecciones financieras muestran que, con los precios actuales del combustóleo, la situación financiera de ENEE es crítica e insostenible si no se aumentan las tarifas de electricidad y se reducen los subsidios. Aproximadamente 80% de los costos operativos a corto plazo no están bajo el control de ENEE puesto que están determinados por las condiciones en los contratos vigentes de compra de energía, los precios de los combustibles y las condiciones hidrológicas que determinan la generación en las plantas hidroeléctricas de ENEE.

Por otra parte, el plan de expansión de generación muestra que es necesario negociar una extensión de los contratos de Lufussa I y Enersa que se vencen en 2010 y comprar aproximadamente 50 MW de potencia firme en el mercado regional para mantener una reserva de potencia entre 4% y 9% entre 2010 y 2012, inadecuada de acuerdo a los criterios de confiabilidad normales, pero aceptable en las condiciones actuales. La extensión de los contratos puede tener un impacto financiero negativo, pues las proyecciones financieras asumen que se pueden reducir los altos costos de estos contratos, pero ENEE tiene una

posición negociadora muy débil - requiere la capacidad instalada y aparentemente no tiene alternativas pues aun no está confirmada la disponibilidad de 50 MW en el mercado regional, ni el precio.

## 2. A mediano plazo

Para el mediano y largo plazo, se identifican cuatro desafíos mayores: (a) asegurar la sostenibilidad financiera del sector, (b) movilizar los recursos financieros requeridos para diversificar las fuentes de energía y eliminar los rezagos en las inversiones en transmisión y distribución, (c) aprovechar los beneficios potenciales del MER, e (d) incrementar el acceso de los pobres al servicio eléctrico.

### a) *Sostenibilidad financiera del sector*

Los ajustes tarifarios ocasionales, los programas de reducción de las pérdidas y las transferencias de presupuesto nacional son opciones de corto plazo para atenuar las crisis financieras recurrentes del sector. Sin embargo, para lograr la sostenibilidad financiera del sector a largo plazo es necesario obtener mejoras sustanciales y sostenibles del desempeño de la ENEE, establecer tarifas que cubran los costos eficientes de suministro y establecer mecanismos de mercado que aseguren una oferta suficiente y eficiente de electricidad.

**El buen desempeño de la ENEE** es una condición necesaria para la sostenibilidad financiera de la empresa, porque el traslado a tarifas de las ineficiencias de la empresa o el apoyo con recursos fiscales no son alternativas factibles. La estrategia para mejorar el desempeño de la ENEE ya ha sido definida y su primera fase sería implementada con el proyecto PROMEF, que incluye el desarrollo de sistemas modernos de información para la gestión comercial y de los recursos corporativos de la empresa, la creación de unidades de gestión, la separación contable y la organización y puesta en funcionamiento de la unidad de distribución.

La primera fase de la estrategia no es suficiente para lograr mejoras sustanciales y sostenibles. La ENEE como entidad pública está sujeta a muchas restricciones en su manejo presupuestal y financiero y en la gestión de compras, y a la influencia política. Es necesario avanzar en la transformación de la empresa de una entidad pública a una empresa comercial. Como complemento a lo anterior, es necesario separar y fortalecer las funciones de formulación de políticas y regulación del sector y desarrollar las reglas de operación del mercado mayorista de energía, para que ENEE esté sujeta a regulaciones que promueven la eficiencia y a la disciplina de la competencia en el mercado de energía regional.

**El establecimiento de tarifas que cubran los costos eficientes de suministro, con subsidios focalizados y financiados** es una condición necesaria para lograr la sostenibilidad financiera del sector pero de difícil logro mientras que los costos de generación sean vulnerables a la volatilidad de los precios de los combustibles. Se ha demostrado que las fórmulas automáticas de ajuste de la tarifa en barra no han funcionado cuando son muy sensibles a variaciones en los precios de los combustibles, pues los gobiernos evitan a toda costa hacer aumentos tarifarios sustanciales y bruscos que afecten a la mayoría de la población. En el pasado, no se ha permitido a la ENEE aplicar la tarifa

máxima autorizada por el regulador en periodos de precios crecientes de los combustibles o el gobierno ha ordenado subsidios generalizados que cubren a la gran mayoría de los consumidores.

Los costos de generación o la tarifa en barra se pueden estabilizar a mediano plazo en la medida que se logre diversificar las fuentes de generación con el desarrollo de energía renovable como se plantea en el plan de expansión. También se pueden suavizar el impacto tarifario de los picos de precio de los combustibles por medio de operaciones de cobertura del precio del combustible. Aun cuando la estabilización de los costos facilita el establecimiento de tarifas que cubren los costos de prestación del servicio, es necesario corregir las grandes distorsiones tarifarias en la estructura actual.

Actualmente el 88% de los consumidores, los consumidores residenciales con un consumo mensual menor a 500 kWh, pagan una tarifa inferior a 11 US¢/kWh (incluyendo el subsidio directo), que no cubre el costo promedio de suministro proyectado cuando se desplaza la compra de generación térmica a precios altos y volátiles con la compra de energía renovable. Probablemente sería necesario aumentar gradualmente la tarifa a estos consumidores en 50% para llegar a una situación de equilibrio y focalizar los subsidios directos y cruzados en los consumidores más pobres. El ajuste de la tarifa residencial alinearía los precios de electricidad con los demás países de la región, pues a finales de 2008 la tarifa promedio de la región para un usuario residencial con un consumo mensual de 250 kWh era aproximadamente 75% más alta que la de Honduras (ver Figura 9).

Figura 9



**El modelo de comprador único no ha sido efectivo para asegurar una oferta suficiente y eficiente de electricidad.** En el pasado, los atrasos y complicaciones en los procesos de licitaciones para la compra de energía han llevado a soluciones de emergencia, costosas e ineficientes. No es problema del modelo, sino de deficiencias en su implementación. Varios países suramericanos (Brasil, Perú, Colombia y Chile) y la mayoría de los países centroamericanos han establecido la obligación de licitaciones centralizadas (o coordinadas entre empresas distribuidoras) para contratar el suministro de energía a largo plazo para atender la demanda.

En Honduras la compra de energía enfrenta varias dificultades. El regulador no juega un rol activo en establecer las normas aplicables al proceso de contratación de energía para asegurar la mayor competencia y los mejores precios, en relación a la duración máxima de los contratos, el plazo mínimo que se debe otorgar para la entrega de energía, la aplicación de los precios tope, las condiciones para hacer licitaciones dirigidas a una sola tecnología, la estrategia de contratación (frecuencia y programación de las licitaciones, tamaño de los bloques de energía, etc.). Aparentemente solo dictamina sobre los contratos de compra de energía. Los costos de compra de energía bajo contratos adjudicados de acuerdo a las normas establecidas no se trasladan directamente a las tarifas y ENEE asume el riesgo de no poder cubrir los costos de compra con las tarifas. La fórmula de ajuste tiene en cuenta el impacto sobre el costo de generación de las variaciones en el precio de compra de energía, pero con frecuencia esta no se aplica.

### ***b) Movilización de los recursos financieros***

La respuesta positiva a la licitación de generación con energía renovable y los avances logrados en la preparación y estructuración del financiamiento de proyectos hidroeléctricos medianos y grandes muestra que la promoción por parte del gobierno de asociaciones público/privada para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos más grandes y los incentivos fiscales y de precio para los proyectos renovables pequeños y medianos han sido efectivos en atraer a inversionistas privados y en iniciar un proceso de diversificación de las fuentes de energía.

Sin embargo, la movilización de los recursos financieros requeridos para cubrir las necesidades de inversión en los proyectos de generación con energía renovable no está asegurada y es un reto mayor:

- a) ENEE no es sujeto de crédito como comprador de energía debido a una posición financiera débil e incertidumbres sobre su sostenibilidad financiera;
- b) el nuevo Gobierno de Honduras como garante de los contratos de compra de energía de la ENEE también atraviesa una difícil situación fiscal y financiera y está en proceso de restablecer el reconocimiento internacional;
- c) Como resultado de la crisis financiera internacional, el acceso a financiamiento en mercado de capitales doméstico y extranjero está restringido y las condiciones para otorgar créditos son más exigentes,
- d) los proyectos de generación con energía renovable son intensivos de capital y demandan inversiones generalmente superiores a 2,000 US\$/kW. En principio, existe la posibilidad de desarrollar 1,000 MW en nueva generación con energía renovable entre 2010 y 2017, lo cual requeriría una inversión anual de más de US\$250 millones.
- e) La posibilidad de ventas de energía de la generación con energía renovable a grandes consumidores puede reducir los riesgos del proyecto y facilitar el financiamiento de unos pocos proyectos, pero el mercado real probablemente sea marginal en comparación a los 1,000 MW de capacidad generación con energía renovable.
- f) La estructuración financiera para el desarrollo de los proyectos de Piedras Amarillas, Jicatuyo y los Llanitos, basada en convenios bilaterales con países

amigos enfrenta dificultades y probablemente habría que acudir a esquemas tipo “*project finance*” tradicionales que exigen que el proyecto sea rentable por sus propios méritos y que los riesgos de proyecto y de mercado estén adecuadamente cubiertos.

Por otra parte, se han postergado las inversiones en transmisión y distribución debido a la crítica situación financiera durante los últimos años y, como resultado, actualmente hay un programa de inversiones represado, en su mayor parte sin financiar. El programa de inversiones de la ENEE muestra que para los próximos 4 años hay necesidades de inversión en líneas de transmisión y subestaciones, claramente identificadas y prioritarias, de aproximadamente US\$300 millones, de los cuales US\$200 millones no está financiado. Si se suman las inversiones para rehabilitar, reforzar y expandir las redes de distribución, la inversión aumentaría a US\$380 millones, 72% sin financiamiento. Aproximadamente US\$125 millones en inversiones en transmisión son necesarias para reforzar la red y poder recibir la energía de los proyectos que ofertaron en la licitación de generación con energía renovable (ver Tabla 20).

### *c) Integración al mercado regional*

El proyecto SIEPAC y la creación del mercado eléctrico regional (MER) han entrado en su fase final. Se espera que en 2010 comience a operar la nueva línea de interconexión desde Guatemala a Panamá (con limitaciones en un pequeño tramo en Costa Rica) y el ente regulador (CRIE) y operador (EOR) a nivel regional comiencen a aplicar el reglamento del MER. Los cargos para financiar el funcionamiento de CRIE y EOR han sido aprobados y se avanza en el proceso de armonización de las regulaciones nacionales con la regional, con la participación de consultores en cada uno de los países.

La puesta en funcionamiento del MER, con la posibilidad de realizar contratos firmes de compra y venta de energía con otros países, representa una oportunidad para Honduras pues facilita el desarrollo de proyectos de generación en el país y el logro de un abastecimiento oportuno y económico de la demanda interna. Por ejemplo, el proyecto Hidro Xacbal, que actualmente construyen inversionistas hondureños en Guatemala, ofreció un suministro de 45 MW en la licitación de compra de energía renovable. La posibilidad de concretar a corto plazo un contrato de compra de energía del MER, evitaría soluciones de emergencia y costosas para evitar una crisis de suministro en Honduras. La posibilidad de venta a terceros en el MER facilita el financiamiento de generación con energía renovable en Honduras.

No obstante que el decreto ley 70-2007 elimina la exclusividad de la ENEE en los intercambios internacionales y permite que los generadores privados se registren como agentes de mercado y vendan energía en otros países, una medida que facilita la participación de Honduras en el MER, hay que superar algunas barreras o dificultades para el desarrollo del mercado regional:

Tabla 20

ENEE- Programa de inversiones T&D en miles de US\$									
PROYECTOS A SER DESARROLLADOS POR ENEE CON FONDOS PROPIOS									
Descripción	Tensión (kV)	MVA	Inversión	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ampliación Subestación San Pedro Sula Sur	138/34.5	50	3,735		1,307	2,428			
Ampliación Subestación Suyapa (Sustitución transformador T524)	138/13.8	50	3,146		3,146				
Construcción de la Subestación Catacamas y Línea Juticalpa - Catacamas, 40 km	69/34.5	25	6,000		2,100	3,900			
Ampliación Subestación Cañaveral	138/34.5	50	1,913		670	1,243			
Inversiones varias			20,834	20,834					
Ampliación Subestación Siguatepeque	138/34.5	25	1,013			355	658		
<b>TOTAL</b>			<b>36,641</b>	<b>20,834</b>	<b>7,223</b>	<b>7,926</b>	<b>658</b>		
PROYECTOS A SER DESARROLLADOS POR EL BID (BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO)									
Construcción de la Subestación Amarateca + 25 MVAR de Compensación Reactiva en 13.8 kV	230/138/13.8 y 230/34.5	150/150/50 y 50	20,100			7,035	13,065		
Ampliación Toncontin Etapa I	230/138 y 230/13.8	150 y 50	11,800			4,130	7,670		
Construcción Subestación Centro y Línea Bellavista - Centro, 2.5 km	138/13.8	50	7,146			2,501	4,645		
Ampliación Subestación Zamorano	69/34.5	30	1,258			252	604	403	
<b>TOTAL</b>			<b>40,304</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13,918</b>	<b>25,984</b>	<b>403</b>	
PROYECTOS A SER DESARROLLADOS POR EL BM (BANDO MUNDIAL)									
Control de Pérdidas			10,091	3,532	6,559				
PROYECTOS A SER DESARROLLADOS POR EMPRESAS PRIVADAS DE GENERACIÓN RENOVABLE									
Construcción de Subestación Cuyamel y línea Masca-Cuyamel, 138 kV, 40 km.	138/34.5	50	11,406		3,992	7,414			
Construcción de Subestación Lean, y obras conexas	138/69/34.5	50	7,429		743	743	5,943		
<b>TOTAL</b>			<b>18,835</b>		<b>4,735</b>	<b>8,157</b>	<b>5,943</b>		
PROYECTOS BOT POR EMPRESAS PRIVADAS DE GENERACIÓN RENOVABLE									
Construcción Línea Sanbuenaventura - SPSS, 51 km	230	265	10,324			3,613	6,711		
Ampliación Subestación San Pedro Sula Sur	230/138	150	11,042			3,865	7,177		
Línea Amarateca - Juticalpa, 157 km, 230 Kv	230	530	40,000			14,000	26,000		
Ampliación Subestación Juticalpa y Línea Juticalpa - Reguleto, 150 km	230/69/34.5	100/100/25	40,000			8,111	15,062		
Construcción Subestación La Entrada y Línea Santa Rosa - La Entrada, 35 km, 69 kV	230/69/34.5	100/100/50	5,250			1,838	3,413		
Ampliación Subestación Reguleto y 30 MVAR de Compensación reactiva en S/E Reguleto	230/138/34.5	150/150/50	2,173			761	1,412		
<b>TOTAL</b>			<b>108,789</b>			<b>32,187</b>	<b>59,775</b>		
PROYECTOS SIN FINANCIAMIENTO									
Ampliación Toncontin Etapa II	230/138 y 230/34.5	150 y 50	3,100					1,085	2,015
Construcción Línea San Pedro Sula Sur - Ciudad El Progreso, 45 km	230		7,603					2,661	4,942
Construcción Línea Toncontin - Danlí, 80 km	138	160	11,700			4,095	7,605		
Ampliación Miraflores Arreglo en anillo y Construcción Línea Miraflores - Lainez, 5 km	138	160	4,003			1,401	2,602		
Construcción Subestación El Sitio	230/34.5	50	5,677			1,987	3,690		
Ampliación Subestación Choloma, apertura de línea L514 y 2da conexión Eneresa	138		3,246			1,136	2,110		
Ampliación de 8 subestaciones	138/34.5	350	19,411			6,794	12,617		
Construcción de 6 subestaciones	230/34.5 y 138/34.5	300	31,826			11,139	20,687		
Expansión normal red de distribución 34.5/13.8 kV			83,597	0	8,694	27,678	21,416	9,033	16,776
<b>Total</b>			<b>170,163</b>	<b>0</b>	<b>8,694</b>	<b>54,230</b>	<b>70,727</b>	<b>12,779</b>	<b>23,733</b>

Fuente: ENEE

- a) La regulación nacional no está preparada para manejar un mercado de energía con venta a terceros. No existe el Reglamento de Operación, requerido por la Ley Marco de Electricidad, que establece todas las normas y procedimientos para el

despacho económico de unidades y la administración del mercado. Tampoco se han desarrollado los sistemas de información y los programas de computador requeridos para aplicar el reglamento y administrar un mercado.

- b) ENEE no cuenta con los sistemas de medición comercial requeridos para la medición, registro y envío de toda la información sobre las inyecciones y retiros de energía con la red regional. Adicionalmente, el proyecto de modernización del centro de control, financiado por el BID, ha tenido retrasos de varios años en su ejecución y no se ha adjudicado los contratos de suministro de los sistemas SCADA y de comunicaciones.
- c) Las dificultades mencionadas en los dos puntos anteriores se pueden superar en 2010 si existen la voluntad política del gobierno y la decisión a nivel gerencial de ENEE de apoyar el desarrollo del mercado regional. Si no se cumplen con todos los requisitos del MER, se podrían acordar procedimientos transitorios para manejar deficiencias en los sistemas de información.
- d) Existen otras barreras potenciales, de más fondo, al desarrollo del mercado regional. El artículo 13 de la Ley Marco de 1994 establece la prioridad del abastecimiento de la demanda nacional, lo cual dificulta el desarrollo de contratos firmes de suministro de energía a otros países. El Tratado Marco del MER establece la obligación de crear unidades de negocio separadas en el caso que se permita la participación en el mercado de empresas integradas verticalmente como la ENEE. Si no se toman medidas concretas para eliminar estas barreras se puede crear un problema de falta de reciprocidad con los países que han adoptado modelos que promueven el desarrollo del mercado.

#### *d) Aumento de la cobertura del servicio*

El GdH logró un avance importante en el aumento de la cobertura del servicio de electricidad durante los últimos tres años. Entre 2006 y 2009 el índice de cobertura a nivel nacional aumentó aproximadamente 10 puntos porcentuales de 69.1% a 79.3 %, llegando muy cerca a la meta de 80% propuesta en la ERP para el 2015. Este avance se ha logrado con los fondos de ERP que ejecutan las municipalidades, el proyecto PIR que ejecuta el FHS y los proyectos que ejecuta la Oficina de Electrificación Rural de la ENEE como administrador del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE).

Aun cuando hay campo para proyectos de electrificación rural con extensión de la red como los que ha ejecutado OES/FOSODE en el pasado, el mayor reto es el aumento de la cobertura en zonas aisladas utilizando tecnologías de energía renovable y aumentar la efectividad de los proyectos de extensión de la red, especialmente si se tiene en cuenta que los presidentes centroamericanos se comprometieron a alcanzar una meta de cobertura de 90% para el 2020<sup>11</sup>, lo cual requiere esfuerzos adicionales de coordinación y financiamiento en el caso de Honduras.

Los proyectos de electrificación rural con conexión a la red los ejecuta o coordina OES/FOSODE, pero hay problemas de coordinación en algunos casos. OES/FOSODE

---

<sup>11</sup> Estrategia Energética Sustentable para Centroamérica 2020.

cuenta con una sistema de información geográfica que permite identificar, presupuestar y priorizar proyectos de electrificación rural con conexión a la red. Esta oficina juega un papel activo de preparación y supervisión de proyectos ejecutados como parte del PIR y coordina sus actividades con el FHIS. Sin embargo, en el caso de los proyectos que ejecutan directamente las municipales con fondos del ERP, esta oficina solamente presta asistencia técnica a las alcaldías cuando lo solicitan y no tiene autoridad para priorizar o filtrar los proyectos o responsabilidad en la supervisión de las obras. El esquema actual aparentemente no garantiza que se ejecuten los proyectos prioritarios con una mayor rentabilidad social ni la calidad de las obras.

Por otra parte, como se indicó en la sección IV.B, los proyectos de electrificación en zonas aisladas son ejecutados por varias entidades, distintas a OES/FOSODE.

Con la descentralización de la ejecución de los proyectos de electrificación rural con conexión a la red y en zonas aislada, no se ha actualizado el Plan de Electrificación Social (PLANES) que sirve de base para estimar las necesidades de inversión en este campo, ni se ha consolidado la inversión en electrificación rural. Se requiere un esfuerzo de coordinación para avanzar en la cobertura de zonas aisladas y mejorar la eficiencia en la ejecución de los proyectos de conexión a la red.



## V. Opciones y recomendaciones

### A. Medidas correctivas

No obstante los esfuerzos realizados y las medidas correctivas adoptadas por el GdH en los últimos años para la recuperación del sector eléctrico, este sector enfrenta grandes retos a corto y mediano plazo para lograr un desarrollo sostenible, en una coyuntura difícil de estancamiento en el crecimiento económico, debilidad de las finanzas públicas, crédito limitado y costoso en el mercado nacional e internacional y fragilidad de las finanzas de ENEE. A continuación se identifican y comentan las opciones para enfrentar estos retos y las recomendaciones del consultor.

#### 1. Opciones para enfrentar retos a corto plazo

A corto plazo es necesario evitar el riesgo de una crisis financiera y de suministro que se anticipa si no se toman medidas de emergencia. El análisis de opciones muestra que para evitar la crisis financiera es necesario aumentar la tarifa media en 11%, valor que resulta de aplicar la fórmula de ajuste automático vigente, focalizar el subsidio directo e iniciar el desmonte parcial del subsidio cruzado, y reactivar y reorientar el programa de reducción de pérdidas y recuperación de la cartera. Para evitar la crisis de suministro, es necesario negociar una ampliación del plazo de los contratos de compra a energía con generadores térmicos que se vencen en 2010 y negociar un contrato para importar al menos 50 MW en el MER.

##### a) Crisis financiera

Las proyecciones financieras a corto plazo de la ENEE muestran que es necesario aumentar las tarifas actuales para cubrir el déficit en el ejercicio proyectado para 2010 y 2011 con el precio actual del combustóleo de 72 US\$/bbl). Un aumento de 11% en la tarifa media, que corresponde al valor del factor de ajuste de acuerdo a la fórmula aprobada por el regulador en febrero de 2009, permitiría cubrir sustancialmente el déficit siempre y cuando el gobierno compense a la ENEE por los subsidios directos o reduzca sustancialmente estos subsidios (ver Tabla 21).

Hay pocas opciones para eliminar ese déficit, que estén bajo el control de la ENEE y el gobierno, diferentes al aumento de la tarifa y el desmonte de los subsidios directos:

- Las mejoras en el recaudo y la recuperación de la cartera por ventas de energía, que aumentó en aproximadamente Lps 400 millones en 2009, contribuye a mejorar el flujo de caja y es una medida prioritaria.
- Aun cuando el EBITDA proyectado para 2010 y 2011 es superior a Lps 1,000 millones, es insuficiente para atender el servicio de la deuda y el aporte de recursos propios para atender inversiones prioritarias (ver Tabla 21). Los aportes de presupuesto nacional o los préstamos de corto plazo con la banca local no parecen ser una opción en las circunstancias actuales.

- Parece poco probable que se logren reducciones en las pérdidas de electricidad superiores a 1.1 puntos porcentuales supuesto en las proyecciones. Requiere esfuerzos grandes para reactivar y encarrilar el programa de reducción de pérdidas.

Tabla 21

ENEE					
Resultados financieros 2010-2011					
(en millones Lps)					
Caso:					
	11%	incr. tarifa actual			
	72	US\$/bbl			
Estado de resultados			Estado de origen y aplicación de fondos		
	2010	2011		2010	2011
<b>Total Ingresos</b>	16,536	17,350	Ingresos Netos de Operación	-701	498
Ingresos por Servicios	16,518	17,333	Otros Ingresos (egresos)	-10	-10
Subsidios no compensados	-	-	Depreciación y Amortización	1,834	1,888
Otros ingresos de Explotación	18	18	<b>EBITDA</b>	1,122	2,376
<b>Costos y Gastos de Operación</b>	17,237	16,853	Préstamos internos		
Compra de energía y combustibles	13,312	12,753	Préstamos externos	129	310
Otros gastos y costos de operación	3,925	4,100	Transferencias	25	25
Personal	1,130	1,199	<b>Total fuentes</b>	1,276	2,711
Depreciación Bienes e Instal.	1,834	1,888	Intereses y comisiones	288	225
Otros gastos operación	961	1,013	Deuda interna	170	97
<b>Resultado neto operativo</b>	(701)	498	Deuda externa	117	128
<b>Total gastos financieros y otros</b>	(298)	(235)	Amortizaciones	376	2,253
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	(999)	263	Deuda interna	91	1,982
Impuestos	-	-	Deuda externa	285	271
<b>Utilidad (Pérdida) ejercicio</b>	(999)	263	Inversiones	1,155	1,006
<b>Utilidad (Pérdida) (US\$ millones)</b>	(53)	14	Variación capital de trabajo	55	-131
			<b>Total aplicaciones</b>	1,874	3,352
			<b>Superávit (déficit)</b>	-597	-641
			<b>Superávit (déficit) US\$millone</b>	-31	-34

Fuente: Elaboración propia con base en información de ENEE

Existe el riesgo de tener que hacer otros ajustes tarifarios a corto plazo si el precio del combustóleo aumenta por encima del nivel actual de 72 US\$/bbl. Una opción para suavizar el impacto tarifario de las variaciones del precio del combustóleo es que el GdH realice una operación financiera de cobertura del precio del combustóleo en la costa este de USA, consistente en una opción de compra de combustóleo con un precio de ejercicio en el rango de 70-80 US\$/bbl, por un volumen similar al consumo anual para generación eléctrica (aproximadamente 5.4 millones de barriles), de tal forma que cuando el precio mensual del combustóleo supera el precio del ejercicio, la entidad financiera que vendió la opción le compensa al GdH por una suma igual a la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio multiplicado por el volumen mensual contratado. Generalmente la cobertura se toma por un año, pues a más largo plazo resulta muy costosa, y el precio de la opción depende del precio de ejercicio, el volumen y la volatilidad del precio del combustóleo en el mercado. Se sugiere explorar las condiciones del mercado de cobertura de precios de

combustibles y evaluar la conveniencia de realizar a corto plazo una operación de este tipo, que ha sido utilizada en algunos países<sup>12</sup>.

En estas circunstancias, se sugiere:

- aprobar en forma inmediata el ajuste de la tarifa de 11%, pendiente de aplicar desde el segundo semestre de 2009,
- Adoptar medidas que permitan eliminar el subsidio directo que reciben los consumidores de hasta 500 kWh mensual, buscando medidas sustitutivas para proteger a los consumidores de 0 a 150 kWh mes.
- Desmontar gradualmente el subsidio cruzado que favorece a consumos residenciales hasta de 1,450 kWh/mes, focalizando dichos subsidios en los consumos de subsistencia.
- Preparar un diagnóstico rápido del programa de reducción de pérdidas y el diseño de medidas correctivas para utilizar en forma más efectiva los equipos de medición remota. Reactivar y reorientar este programa y un programa de choque para recuperar la cartera por ventas de electricidad.
- Evaluar la conveniencia de realizar una operación de cobertura del precio del combustóleo

#### ***b) Crisis de suministro***

Para garantizar una capacidad de generación suficiente en el periodo 2010-2012 hay varias medidas que se pueden adoptar: la extensión de los contratos de Lufussa I y Elcosa que vencen en 2010, la compra de energía en el mercado regional, la compra de excedentes de energía de autoprodutores y cogeneradores, mejoras en la disponibilidad de la capacidad de las plantas en operación, el arrendamiento de plantas de emergencia, la puesta en operación oportuna de los proyectos de generación programados para ese periodo, los programas de ahorro de energía y, como último recurso, el racionamiento de energía.

La negociación de la extensión de los contratos de Lufussa I y Elcosa es una medida prioritaria pues las plantas están disponibles, los propietarios aparentemente no tienen planes para retirarlas o desmantelarlas, y es posible negociar precios de energía menores que la alternativa de arrendamiento.

La compra de energía en el mercado regional es una opción que conviene explorar en forma inmediata pues en 2009 la demanda de energía se estancó o se redujo en la mayoría de los países de la región como resultado del impacto de la crisis financiera internacional y la mayoría de los países estaban ejecutando planes de emergencia para expandir la capacidad de generación y superar los problemas de falta de capacidad de reserva de generación que

---

<sup>12</sup> Para suavizar aumentos bruscos de la tarifa de electricidad, Panamá realizó en 2009 una operación de cobertura del precio de combustóleo por 3 millones de barriles y un precio de ejercicio de 50 US\$/bbl, a un costo de 5.29 US\$/bbl o aproximadamente US\$16 millones.

enfrentaron en 2007 y 2008. Por otra parte, es importante contar con esta opción para mejorar la posición negociadora con Lufussa I y Elcosa.

Aparentemente ENEE ya negoció la compra de los excedentes de energía de los generadores que atienden la demanda de parques industriales y que redujeron sus ventas de energía por la caída en la producción industrial después de la crisis financiera internacional.

Las medidas operativas de optimización de los mantenimientos para obtener la máxima disponibilidad de la capacidad existente y el monitoreo de los proyectos en construcción siempre son medidas necesarias. El potencial de ahorro de energía para reducir la demanda máxima a corto plazo probablemente es limitado después de ejecutar el programa de sustitución masiva de lámparas incandescentes.

Las opciones de arrendamiento de plantas de emergencia y el racionamiento son medidas costosas que se reservan como último recurso en caso que las demás medidas no sean suficientes.

## 2. Opciones para enfrentar retos a largo plazo

### *a) Como asegurar la sostenibilidad financiera e institucional del sector*

En la sección anterior se identificaron las condiciones necesarias para enfrentar el reto de asegurar la sostenibilidad financiera del sector: mejoras sustanciales y sostenibles del desempeño del sector, establecer tarifas que cubran los costos eficientes de suministro, y mejorar los procedimientos de contratación del suministro de energía. Para satisfacer estas condiciones se requiere adoptar medidas urgentes, a corto plazo, y otras medidas importantes, a mediano plazo que se discuten a continuación.

**Mejoras sustanciales y sostenibles del desempeño del sector.** El proyecto PROMEF establece una estrategia clara para mejorar la gestión de la ENEE y provee los medios para ejecutar la primera fase de la estrategia. Sin embargo, la ejecución de este proyecto se ha atrasado por la crisis política y el préstamo no se ha hecho efectivo. Por lo tanto, es urgente que se haga efectivo el préstamo y que la nueva gerencia de la ENEE le otorgue una prioridad alta a la ejecución del proyecto. También es importante que a corto plazo se inicie la implementación de la nueva organización de la ENEE en unidades de gestión, con la conformación del nuevo equipo gerencial de la unidad de distribución y comercialización.

Como segunda fase de la estrategia, una vez estén funcionando las nuevas unidades de gestión y los nuevos sistemas de información, se tiene la opción de avanzar en la corporatización de la empresa, transformándola en una sociedad anónima de propiedad del estado pero administrada como una empresa privada. Si la primera fase no logra mejoras sustanciales en la gestión habría que considerar otras opciones como la vinculación de operadores privados para la gestión del área de distribución.

Como complemento de lo anterior es necesario separar y fortalecer las funciones de formulación de políticas y regulación del sector y desarrollar las reglas de operación del mercado mayorista de energía. Para fortalecer la función de formulación de política y

planificación energética, en la actualización del Plan Energético Nacional<sup>13</sup> se propone que SERNA se dedique únicamente a las funciones relacionadas con el medio ambiente y transferir las funciones propias de política energética a una nueva Secretaría de Energía, pero manteniendo el Gabinete Energético como órgano de coordinación y dirección superior del sector.

Aun cuando es conveniente limitar la acción de SERNA al área de medio ambiente, no parece justificable crear un nuevo ministerio y mantener el Gabinete Energético para atender las funciones de planificación y formulación de políticas energéticas. Se sugiere analizar la opción de mantener el Gabinete Energético, pero apoyado por una Secretaría Ejecutiva, responsable por proveer el trabajo técnico de base para el Gabinete, a la cual se transfieren las funciones del sector de energía a cargo de SERNA y el personal correspondiente. El gerente de ENEE dejaría de actuar como ministro de energía sin cartera, y un Secretario Ejecutivo de alto nivel asumiría este rol.

Para fortalecer a CNE es necesario que cuente con el apoyo político para implementar el modelo de mercado establecido en la ley, con las limitaciones impuestas por el papel de la ENEE como comprador único de hecho, y que desarrolle su capacidad técnica y la credibilidad para ejercer sus funciones con autonomía. La coyuntura actual es propicia para que la CNE asuma un papel principal en la preparación de las normas y reglamentos para la integración con el MER, la regulación de la contratación de suministro de energía a largo plazo, y la definición de las normas para el desarrollo de proyectos de transmisión por terceros.

**Establecer tarifas que cubran los costos eficientes de suministro.** El análisis de los retos del sector sugiere que es muy difícil trasladar a las tarifas los precios de generación si estos son muy sensibles a la volatilidad de los precios de los combustibles. También sugiere que los subsidios cruzados, que favorecen al 88% de los consumidores, no son sostenibles a largo plazo, aún en un escenario en que se diversifiquen las fuentes de energía y se establezca el precio de generación.

La licitación de compra de energía renovable es una oportunidad para avanzar en la diversificación de las fuentes de generación y estabilizar el precio de generación. Sin embargo, el escenario analizado en el plan de expansión de adjudicar la totalidad de los 600 MW ofertados y desarrollar antes de 2017 todos los proyectos no parece factible ni deseable. La falta de capacidad de transmisión para recibir la energía generada, las dificultades de financiar las inversiones requeridas y la inquietud sobre proyectos de papel, son razones suficientes para pensar que solo se desarrollarían una porción de esa capacidad. Por otra parte, la idea de comprometer a la ENEE a la compra de 600 MW a 30 años con un precio inicial relativamente alto e indexado parcialmente por el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos crea un riesgo que en el futuro el precio de compra sea más alto que el precio en el mercado nacional o regional. Sin embargo, sí es posible y deseable escoger las propuestas más atractivas de los proyectos en estado avanzado de preparación y adjudicar parcialmente la licitación.

---

<sup>13</sup> SERNA. Elaboración de la Política Energética y Plan Energético Nacional al 2030. Febrero de 2010.

Por lo tanto, es urgente que se analice y adjudique la licitación de energía renovable tratando de aprovechar la respuesta muy positiva de los inversionistas privados, teniendo en cuenta en forma realista la capacidad para financiar las inversiones requeridas en transmisión y la conveniencia de limitar la obligación contingente de compra de energía.

Los subsidios cruzados que se han aplicado son insostenibles e ineficientes. La ley marco estableció un esquema de subsidios cruzados con límites máximos a los subsidios y contribuciones por categoría tarifaria. Hasta el momento se han aplicado los topes establecidos en la ley, beneficiando a consumidores residenciales que no son pobres, perjudicando a los realmente pobres que no tienen electricidad y que no pueden ser atendidos por falta de recursos financieros, y afectando la competitividad del sector industrial, especialmente la industria de la maquila. Adicionalmente, se regala la energía para consumos menores a 150 kWh/mes y se otorga un subsidio directo a consumos mensuales hasta 500 kWh. No es sostenible ni eficiente continuar aumentando la tarifa promedio para cubrir los costos de suministro, pero manteniendo subsidiados a los consumidores residenciales con consumo mensual inferior a 1,450 kWh, compensando con aumentos de la tarifa a los otros consumidores.

Por lo tanto, se sugiere que a corto plazo se inicie un proceso de desmonte del subsidio (directo y cruzado) a los consumos residenciales por encima de 150 kWh/mes (o el que se determine como consumo de subsistencia) para que a mediano plazo la tarifa cubra el costo de suministro. A corto plazo, podría utilizarse como base las recomendaciones del estudio de focalización de subsidios que preparó recientemente un consultor contratado por el BM<sup>14</sup>.

**Mejora en los procedimientos de contratación del suministro de energía.** Para asegurar la sostenibilidad financiera del sector es esencial utilizar estrategias y procesos de licitación para la compra de energía que permitan obtener un suministro suficiente y eficiente de energía. Esta condición no se ha cumplido en el caso de Honduras y se sugiere tomar las siguientes medidas para corregir las deficiencias en los procedimientos utilizados actualmente:

- a) Establecer normas y procedimientos de licitación, de obligatorio cumplimiento por ENEE, para la compra de energía. Ya existe en Latinoamérica experiencia en el diseño de normas de contratación que estimulan la competencia (incluyendo ofertas del mercado regional) y precios eficientes de energía y que puede ser aplicada en Honduras. Es necesario apoyar a la CNE para que pueda diseñar y establecer estos procedimientos y supervisar su cumplimiento.
- b) Preparar y aprobar el Reglamento de Operación y apoyar al Centro de Despacho de la ENEE para que desarrolle los programas y sistemas de información requeridos para aplicar el Reglamento de Operación y administrar un mercado mayorista con participación de grandes consumidores y generadores independientes.

---

<sup>14</sup> Angel Baide. Subsidios al Consumo Residencial de Electricidad en Honduras. Análisis y recomendaciones. Marzo de 2010.

- c) Para promover la competencia en los procesos de licitación se sugiere que SERNA, como ente responsable de la planificación energética, actualice los estudios de potencial de energía renovable (mapas eólico y solar, geotermia, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas), prepare perfiles para los proyectos más atractivos y los ponga a disposición de inversionistas interesados en adelantar estudios de factibilidad.
- d) Permitir el traslado a tarifas del costo de la compra de energía que resulte de procesos de libre competencia aprobados por el regulador o de compra directa de energía renovable de acuerdo a los topes establecidos en la ley. La ENEE no debería asumir riesgos financieros por la compra de energía que cumpla con este requisito.

### ***b) Como facilitar la movilización de los recursos financieros***

La movilización de los recursos para el financiamiento de las inversiones en generación con energía renovable se dificulta a corto plazo por las limitaciones en el acceso a los mercados de capitales después de la crisis financiera internacional, una frágil situación financiera de la ENEE, la difícil coyuntura financiera que enfrenta GDH y las dificultades de los proyectos hidroeléctricos que contaban con el apoyo de gobiernos amigos. La ENEE es un riesgo de crédito aún contando con el compromiso de que el tesoro nacional responde por el pago de las facturas. Los atrasos en el pago de las facturas por la compra de energía y la falta de compromiso político de aplicar tarifas que cubran los costos de suministro son motivo de preocupación para los inversionistas potenciales y las entidades de crédito.

El riesgo de crédito se puede reducir limitando la exposición a las ventas de energía a la ENEE. El proyecto hidroeléctrico de La Vegaña, con una capacidad instalada de 38 MW y que participó en la licitación de generación con energía renovable, es un buen ejemplo. Actualmente está en proceso de estructuración financiera (tipo *project finance*) con la participación de IFC, bajo un esquema en que vende 33 MW a terceros, principalmente maquilas bien establecidas, y solamente 5 MW a la ENEE.

El riesgo de crédito se puede mitigar si hay un compromiso serio y acciones concretas por parte del GOH para aplicar tarifas que cubran los costos de suministro, transformar a la ENEE para mejorar su desempeño, y desmontar subsidios no sostenibles. Esto es, las medidas sugeridas para evitar una crisis financiera a corto plazo y garantizar la sostenibilidad financiera a mediano plazo. En estas condiciones, se facilitaría el financiamiento por la banca local de los pequeños proyectos más atractivos. Adicionalmente, se podría reducir el riesgo de crédito para la banca local por medio de garantías de riesgo parcial otorgadas por la banca multilateral al GdH para el pago de los contratos de compra de energía de la ENEE.

El financiamiento de los proyectos hidroeléctricos medianos y grandes bajo esquemas tipo BOT con participación de inversionistas privados es más complicado a corto plazo. Las inversiones y los riesgos de proyecto son más grandes y ENEE es el comprador de la energía. La estructuración del financiamiento de los proyectos de Piedras Amarillas,

Jicatuyo y los Llanitos avanzó gracias al apoyo de gobiernos amigos. Si fracasan estos procesos, se pueden explorar otras opciones:

- esperar a que mejoren las condiciones para facilitar el financiamiento tipo *project finance* con el esquema BOT,
- buscar una asociación público/privada con el apoyo de otros gobiernos,
- desarrollarlos como proyectos de inversión pública, pero a mediano plazo cuando se mejore la gestión de la ENEE y se garantice su sostenibilidad financiera,
- buscar una asociación público privada para el desarrollo de los proyectos más atractivos por inversionistas privados, con participación minoritaria del Estado, y apalancado por ventas de energía a grandes consumidores, de tal manera que se reduzca el riesgo de crédito y se facilite el financiamiento tipo *project finance*. Por ejemplo, el proyecto hidroeléctrico de Tornillitos, con una capacidad de 160 MW, participó en la licitación de generación con energía renovable con una potencia ofertada a ENEE de 30 MW., Para lograr el cierre financiero, probablemente sería necesario asegurar contratos de venta de energía a terceros para la mayor parte de su producción.

Para el financiamiento de los proyectos de transmisión, los proyectos más grandes se pueden agrupar en paquetes (ver Tabla 20) para licitarlos bajo la modalidad BOT o similar como se ha utilizado con éxito en otros países de Latinoamérica como Colombia o Perú. Sin embargo, al igual que en el caso de las licitaciones para la compra de energía, es necesario que el regulador defina las normas y procedimientos para las licitaciones, los criterios para la evaluación de las ofertas y para remunerar las inversiones, consistente con los principios generales establecidos en la ley. En otras palabras, no es solamente un problema de financiamiento de inversiones, si no de definir un marco regulatorio creíble y estable de la actividad de transmisión y generar confianza entre los inversionistas.

### **c) Como avanzar en el desarrollo del mercado regional**

En las secciones anteriores se identificaron medidas concretas para facilitar el desarrollo del mercado regional y aprovechar sus beneficios:

#### **A corto plazo**

- a) Compromiso del nuevo gobierno a implementar un plan para armonizar la regulación nacional con la regional y facilitar el desarrollo del MER.
- b) Completar las tareas de armonización de la regulación nacional con la regional, distintas al diseño de la interface entre los dos mercados que adelanta actualmente la CRIE. En particular, la preparación del Reglamento de Operación.
- c) Fortalecimiento de la CNE para recuperar su credibilidad, autonomía y capacidad técnica y apoyarla para que puede preparar y supervisar la aplicación del Reglamento de Operación.



## A mediano plazo

- a) Desarrollar el sistema de medición comercial que cumpla con los requisitos del MER, los sistemas de información requeridos para administrar el mercado nacional y los intercambios con el mercado regional, poner en funcionamiento un mercado de energía ocasional y facilitar la participación de generadores y grandes consumidores en el MER. Fortalecer el Centro de Despacho de la ENEE para que cumpla las funciones de administrador del mercado, coordinación del despacho económico y control del sistema de potencia.
- b) Modificar o calificar la disposición sobre la prioridad de abastecimiento del mercado doméstico, teniendo en cuenta la jerarquía de los tratados internacionales sobre la legislación nacional.

### *d) Como aumentar la cobertura del servicio*

La sección IV.E.2.d) muestra que se ha contado con recursos de financiamiento para aumentar la cobertura de servicio en proyectos con conexión a la red y proyectos aislados, pero falta mejorar la eficiencia en la utilización de los recursos y la coordinación entre las diferentes entidades que desarrollan este tipo de programas.

Se sugiere hacer primero una evaluación de los proyectos de electrificación rural con conexión a la red para revisar las políticas actuales, en aspectos tales como los procedimientos de identificación y selección de proyectos, los criterios de diseño de las obras, los subsidios de inversión y consumo aplicados, las posibilidad de vincular operadores privados, los procedimientos de supervisión de la ejecución de las obras, su efectividad como instrumentos para promover el desarrollo económico en zonas rurales, la necesidad de aplicar un enfoque multisectorial que tenga en cuenta, entre otras cosas, las necesidades de mejoras en vías de comunicación , educación y salud pública, la necesidad de coordinar el desarrollo de proyectos de electrificación rural con la expansión y refuerzo de las redes de transmisión y sub-transmisión requeridas para atender las nuevas demandas en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad. Adicionalmente, evaluar las necesidades de inversión para lograr la meta de cobertura de 90%.

### *e) Resumen de las opciones y medidas correctivas*

La Tabla 22 resume las medidas correctivas sugeridas, organizadas en acciones de corto y mediano plazo.

**Tabla 22**

<b>Reto</b>	<b>Medidas corto plazo</b>	<b>Medidas mediano y largo plazo</b>
<i>Evitar crisis energética y financiera a corto plazo</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Negociar extensión contratos Lufussa I y Elcosa</li> <li>• Aumento tarifas de acuerdo fórmula de ajuste automático</li> <li>• Mejora de recaudo y recuperación cartera.</li> </ul>	

<b>Reto</b>	<b>Medidas corto plazo</b>	<b>Medidas mediano y largo plazo</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar y reactivar el programa de reducción de pérdidas</li> <li>• Eliminar subsidio directo para consumos residenciales hasta 500 kWh mensual, pero con medidas sustitutivas para proteger consumos menores a 150 kWh mes.</li> <li>• Desmante gradual subsidio cruzado que beneficia consumos residenciales &lt;1,450 kWh/mes, focalizando subsidios en consumos de subsistencia.</li> </ul>	
<b>Sostenibilidad financiera e institucional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prioridad ejecución proyecto PROMEF del BM</li> <li>• Creación Unidades de Gestión y organización unidad distribución</li> <li>• Adjudicación licitación generación con energía renovable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analizar lo posibilidad de corporatizar a la ENEE</li> <li>• separar función formulación de política y planificación energética; analizar posibilidad transferir estas funciones de SERNA a Secretaría Ejecutiva del Gabinete Energético</li> <li>• Completar desmante subsidios cruzados y directos para consumos residenciales 150-500 kWh</li> <li>• fortalecer a CNE para que implemente modelo mercado y asuma papel principal en armonización regulaciones con mercado regional, y la regulación de licitaciones compra de energía, y el desarrollo de proyectos de transmisión por terceros.</li> <li>• Traslado directo a tarifas del costo de compra de energía que cumple normas contratación</li> <li>• Actualización estudios potencial energía renovable</li> </ul>
<b>Movilización recursos financiamiento generación con energía renovable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Señal clara gobierno para recuperación financiera ENEE</li> <li>• Financiamiento banca local con garantías de riesgo parcial</li> <li>• Proyectos medianos, apoyo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licitación proyectos transmisión bajo esquemas BOT, sujeto a normas de la CNE sobre la regulación de la actividad de transmisión.</li> </ul>

<b>Reto</b>	<b>Medidas corto plazo</b>	<b>Medidas mediano y largo plazo</b>
	ventanilla privada bancos multilaterales proyectos basados en ventas a terceros	
<b>Desarrollo mercado regional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Respaldo gobierno plan de acción armonización con mercado regional</li> <li>• Preparación y aprobación Reglamento de Operación</li> <li>• Respaldo y fortalecimiento CNE para preparar y aplicar Reglamento de Operación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo sistema medición comercial</li> <li>• Sistemas y programas para administración mercado, operación de un mercado ocasional de energía, y participación generadores y grandes consumidores en el MER</li> <li>• fortalecer Centro Despacho de ENEE para administrar l mercado y coordinar operación en forma transparente.</li> </ul>
<b>Aumento cobertura servicio electricidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación de los programas de electrificación rural con conexión a la red, definición plan de de acción para mejorar eficiencia y efectividad y evaluación inversiones para cumplir meta cobertura 90%.</li> </ul>	

## **B. Posible apoyo de la cooperación internacional**

El grupo de donantes definió en 2008 una estrategia común para la recuperación del sector eléctrico, fundamentada en los resultados del Informe BM, y preparó un programa coordinado de apoyo al sector, centrado en las operaciones del Banco Mundial para mejorar la gestión comercial de la ENEE y del BID para financiar obras prioritarias del programa de inversiones en líneas de transmisión y subestaciones. El IFC está apoyando el financiamiento de proyectos de generación con energía renovable.

Este informe confirma que la estrategia continúa siendo válida para atender los retos que enfrenta actualmente el sector, y que el programa de apoyo sigue siendo prioritario. Sin embargo, el programa de apoyo no es suficiente para atender las necesidades del sector ni las medidas que ha adoptado el GdH en los últimos años son suficientes para asegurar un desarrollo sostenible del sector.

Este informe identifica un plan de acción con las medidas que debería implementar el GdH para atender los retos que enfrenta el sector a corto y mediano plazo y asegurar su sostenibilidad a largo plazo. El programa incluye como acciones principales : (i) la aplicación en forma inmediata de la fórmula de ajuste de las tarifas de acuerdo a los precios actuales de los combustibles, lo cual representa un aumento promedio de aproximadamente

11% en la tarifa; el desmonte y focalización de los subsidios cruzado y directo que se aplican actualmente a las tarifas de electricidad; (ii) la reactivación y ajuste del programa de reducción de pérdidas; (iii) la separación y fortalecimiento de los roles de formulación de política y de regulación; (iv) completar el proceso de transformación de la ENEE para mejorar su gestión; (v) implementar un plan de acción para la armonización de la regulación del mercado nacional con el MER y la operación de un mercado de energía con participación de grandes consumidores y ventas de energía a terceros; (vi) la adjudicación de la licitación de compra de energía renovable que se justifique desde el punto de vista económico; (vii) el diseño de un esquema sostenible para el financiamiento y desarrollo de proyectos de transmisión por terceros; y (viii) la mejora de los procedimientos de contratación para la compra de energía de largo plazo.

La formulación y aprobación por parte del nuevo gobierno de un plan de acción comprensivo para la recuperación y sostenibilidad del sector y la adopción de las medidas más urgentes como prueba de su compromiso, serviría de base para complementar el programa de apoyo del grupo de donantes en otras áreas prioritarias:

- a) **Fortalecimiento institucional.** La debilidad de SERNA y CNE para cumplir con las funciones de formulación de política y regulación y la injerencia de la ENEE en estos asuntos, descuidando la prestación del servicio, son una barrera para lograr un desarrollo sostenible del sector. Se sugiere apoyar un programa de fortalecimiento de CNE y de la función de formulación de políticas y planeación sectorial.
- b) **Facilitar el financiamiento de proyectos de generación con energía renovable.** El desarrollo por parte del sector privado de los proyectos de generación con energía renovable se dificulta por los riesgos de crédito de los contratos de venta de energía a la ENEE y los riesgos propios de proyectos intensivos en capital y plazos largos de ejecución. Se sugiere apoyar los proyectos más atractivos con préstamos de la ventanilla privada de las multilaterales o con garantías de riesgo parcial.
- c) **Financiamiento de inversiones prioritarias en transmisión y distribución.** El rezago en la ejecución del plan de inversiones de la ENEE en transmisión y distribución debido a la falta de recursos se convierte en una barrera para el desarrollo de proyectos de generación con energía renovable, deteriora la confiabilidad de suministro y obliga a implementar soluciones de emergencia, costosas, ineficientes e insuficientes. Se sugiere apoyar los proyectos prioritarios con préstamos adicionales a la ENEE y con asistencia técnica para estructurar un esquema de financiamiento tipo BOT para proyectos de transmisión
- d) **Asistencia técnica para estudios básicos.** La información sobre el potencial de generación con recursos renovables es fragmentaria e incompleta, especialmente en lo que se refiere a la energía eólica, geotermia y biomasa. Se requiere asistencia para financiar estudios básicos de estos recursos que facilite su desarrollo por parte del sector privado.

A continuación se identifican necesidades específicas de apoyo y se discuten los instrumentos que se podrían utilizar.

## 1. Fortalecimiento institucional

### Comisión Nacional de Energía

- Apoyo en la organización y capacitación de la CNE.
- Asistencia técnica para la preparación del Reglamento de Operación y demás normas requeridas para el funcionamiento y administración de un mercado de energía con la participación de varios agentes (generadores, grandes consumidores, empresas de distribución)
- Asistencia técnica para la preparación de estrategias, normas y procedimientos para licitaciones de compra de energía.
- Asistencia técnica para la preparación de reglas para la licitación de líneas de transmisión bajo esquemas tipo BOT y normas complementarias para la actividad de transmisión

### Gabinete Energético

- Apoyo para la creación y formación de una secretaría técnica al Gabinete Energético.

## 2. Financiamiento proyectos de generación con energía renovable

- Estructuración y financiamiento de los proyectos privados de generación con energía renovable más atractivos, bajo la modalidad de *project finance* sin garantía soberana.
- Garantías al GdH para el pago de los contratos de compra de energía a los pequeños proyectos privados de generación con energía renovable. Estas garantías reducen los riesgos de crédito para la banca local y, por lo tanto, facilitan el acceso de los inversionistas privados a las fuentes de financiamiento.
- Financiamiento del programa de inyecciones y revestimiento de galería de drenaje para reducir las filtraciones en la presa de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (ver Anexo A). Sería posible financiar estas obras de urgentes con recursos de la operación de emergencia fiscal que prepara actualmente el Banco Mundial.
- Financiamiento de micro-centrales para la electrificación de zonas aisladas. GAUREE ha identificado algunos proyectos.

## 3. Inversiones prioritarias de transmisión y distribución

- Apoyo al diseño y estructuración de esquemas de financiamiento tipo BOT para el desarrollo de líneas y subestaciones de transmisión por el sector privado. ENEE estima inversiones de aproximadamente US\$100 millones en líneas de transmisión que no están financiadas y que podrían ser desarrolladas bajo este esquema.
- Financiamiento de un programa de ampliación de subestaciones existentes y pequeños proyectos de líneas de transmisión. ENEE estima una inversión de aproximadamente US\$85 millones para ser ejecutada en el periodo 2012-2015.

- Financiamiento del programa normal de expansión y refuerzo del sistema de distribución en las tres regiones. ENEE estima necesidades de inversión de aproximadamente US\$20 millones por año.

#### **4. Estudios básicos**

- Elaboración de un mapa de viento y energía eólica a nivel nacional, determinación del potencial del recurso eólico e identificación de las áreas más promisorias para el desarrollo de proyectos de generación eólica
- Elaboración de un plan de acción para la evaluación y aprovechamiento del recurso geotérmico en Honduras que defina actividades prioritarias de reconocimiento, prospección, exploración del recurso e identificación de las zonas con potencial geotérmico
- Estudios de pre-factibilidad de los proyectos hidroeléctricos Valencia y La Tarrosa.
- Estudio de pre-factibilidad de la ampliación, repotenciación y mejoras de la eficiencia de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán, Cañaveral y Rio Lindo.
- Revisión y ajuste del programa de medición remota para convertirlo en un instrumento para reducir pérdidas comerciales. Asesoría técnica para reactivar y reorientar el programa de reducción de pérdidas. Este es una actividad urgente a desarrollar en el primer semestre de 2010.
- Evaluación de los programas de electrificación rural con conexión a la red y de las necesidades de financiamiento para alcanzar una meta de cobertura de 90%.

## Anexo A

### **CENTRAL HIDROELÉCTRICA FRANCISCO MORAZÁN (Proyecto hidroeléctrico El Cajón)**

#### **Experiencia de operación y comportamiento del proyecto**

La Central Hidroeléctrica Francisco Morazán o Proyecto Hidroeléctrico El Cajón (en adelante denominado “El Proyecto”), con una capacidad instalada de 300 MW, es la planta de generación más grande actualmente en operación en Honduras y en 1985 cuando se puso en funcionamiento era un proyecto muy grande en comparación de la demanda máxima del país en ese año.

El Proyecto consta de una presa de concreto en arco de 226 mts de altura, localizada en una garganta sobre una formación de piedra caliza cubierta por roca volcánica. Debido a la geología compleja de piedra caliza con formaciones de karst en la zona de la presa, la base de la presa fue impermeabilizada con cortinas de inyección extensas para prevenir problemas de filtraciones en la base y en los estribos de la presa.

Durante su operación desde 1985 El Proyecto ha enfrentado algunos problemas operativos que han sido atendidos oportunamente por el operador, la ENEE, algunos de ellos relacionados con filtraciones en el sitio de la presa. Sin embargo, estos problemas no han afectado significativamente la producción de energía del proyecto durante sus 25 años de operación, pues ha generado 29,185 GWh, equivalente a 1,167 GWh/año, con un factor de planta promedio anual de 44.4%.

#### **Comportamiento de las obras y equipos principales**

**Filtraciones-primera etapa.** Dos años después del primer llenado del embalse la presión hidrostática en la base de la presa había aumentado anormalmente indicando fracturas en la zona impermeabilizada. Las filtraciones aumentaron y fue necesario llevar a cabo un programa de inyecciones entre 1987 y 1989 a un costo de US\$5.5 millones que fue efectivo en controlar las filtraciones.

Sin embargo, a finales de 1989 se observó un aumento en las filtraciones subterráneas a la casa de máquinas. El panel de seguridad de la obra, conformado por expertos internacionales que supervisan periódicamente el comportamiento de las estructuras mayores del proyecto, alertó a la ENEE sobre la necesidad de realizar un tratamiento mayor para reducir las altas filtraciones del embalse (800 lts/seg) y aliviar las altas presiones hidrostáticas al pie de la presa, que podrían causar daños severos a la estructura de la presa y poner en peligro su estabilidad. Entre 1993 y 1995 se ejecutó un tratamiento extenso de impermeabilización (proyecto TRATI), a un costo final de US\$32.9 millones, financiado por el Banco Mundial, el BID y recursos propios de la ENEE<sup>15</sup>. El proyecto fue un éxito y se cumplieron sus metas, reduciendo las filtraciones totales de 1629 lts/seg a 88 lts/seg.

---

<sup>15</sup> Ver Implementation Completion Report. Morazán Dam Emergency Project. Banco Mundial. Diciembre de 1996.

**Cambio diseño turbinas.** En octubre de 1991 se presentó una falla en la turbina de la unidad No. 1 que dejó fuera de servicio esa unidad por un periodo de 7 meses, cuando se soltó el anillo inferior de la turbina e hizo contacto con el rodete. Se comprobó un problema de diseño en el anillo de la turbina, el cual se corrigió en todas las unidades entre 1994 y 1997 a un costo de US\$4.2 millones.

**Incendio casa de máquinas.** En febrero de 1999 se incendió el transformador de potencia de la unidad No. 4, el cual se propagó a los cables de potencia de las otras tres unidades y los dañó en un tramo de 100 mts. Se restableció el servicio de las unidades en forma escalonada entre marzo y junio de 1999 y se repararon todos los daños en forma definitiva en febrero de 2000, con un costo directo de aproximadamente US\$6 millones, además de los perjuicios de compra de energía y necesidad de programar algunos racionamientos.

**Mantenimiento mayor turbinas y generadores.** A finales de 2003, como parte del proceso de inspecciones periódicas de los equipos se detectó corrosión en el interior de la turbina y aflojamiento de las cuñas en el devanado del estator del generador, por lo cual se programó un mantenimiento mayor de estos equipos en operación por 20 años. Los trabajos de mantenimiento de los equipos principales de cada unidad se realizaron en forma escalonada entre 2006 y 2009 (7 meses por unidad) para las 3 primeras unidades y se espera iniciar el mantenimiento de la última unidad en agosto de 2010

**Filtraciones-segunda etapa.** Desde 2005 el Panel de Seguridad de la Obra (PSO) recomendó llevar a cabo trabajos de mantenimiento preventivo para controlar las filtraciones que habían aumentado en algunas zonas sin alcanzar niveles preocupantes. Desde 2007 se inició un proceso de licitación para contratar los trabajos, pero en octubre de 2008, con las lluvias torrenciales causadas por la depresión tropical No. 16 el embalse del proyecto llegó al máximo nivel histórico y se observó un aumento de las filtraciones hasta 225 lts/seg, concentrado en el estribo derecho de la presa. El panel de seguridad de la obra, en su reunión de febrero de 2009, analizó el problema y recomendó el revestimiento en concreto de un tramo crítico en la galería derecha de drenaje y la ejecución de programa sistemático de inyecciones para sellar filtraciones puntuales. Posteriormente, en mayo de 2009, con el sismo de magnitud 7.1 en Honduras, aumentaron las filtraciones. La ENEE revisó el alcance de los trabajos solicitados en la licitación, con un costo estimado de US\$10.5 millones. ENEE espera adjudicar la licitación a la brevedad posible e iniciar la ejecución de los trabajos a mediados de 2010 por un periodo de 24 meses. Probablemente ENEE requiera fondos externos para financiar estas obras, especialmente si su costo aumenta.

### **Proyecto de ampliación de la capacidad instalada**

Cuando se construyó El Proyecto, se consideró la posibilidad de ampliar la capacidad instalada de la central hidroeléctrica con 4 unidades adicionales de 75 MW, se construyeron las bocatomas y los túneles horizontales y se excavó parcialmente la caverna para la nueva casa de máquinas, obras requeridas para la ampliación de la capacidad.



En 1993 se completó, con el financiamiento de JICA, un estudio de factibilidad de la ampliación de El Proyecto<sup>16</sup>. El estudio concluyó que la solución más económica sería ampliar la capacidad en dos unidades de 75 MW, con la construcción de 221 mts de tubería de presión, casa de máquinas y 100 mts de túneles de descarga, con una inversión de US\$110 millones, para entrar en operación en 2002 y 2006, cuando el crecimiento de la demanda justificaría la instalación de unidades de punta. El estudio concluyó que el proyecto de ampliación sería técnica y económicamente factible cuando se compara con la opción de instalar turbinas a gas. El proyecto se archivó.

En febrero de 2007 el PSO sugirió la idea de estudiar a nivel de factibilidad el proyecto de ampliación de la capacidad con una unidad para optimizar la producción con carga reducida, pues las turbinas Francis de 75 MW tienen problemas de cavitación cuando operan a baja carga, lo cual representa una restricción de caudal mínimo. ENEE recibió en abril de 2007 una oferta para realizar el estudio<sup>17</sup>, pero no avanzó en el estudio.

Recientemente la ENEE consideró conveniente adelantar el “Estudio de Aumento de la Capacidad Instalada de El Cajón, Cañaveral y Rio Lindo”, con el fin de analizar a nivel de pre-factibilidad las opciones para mejorar la eficiencia y ampliar la capacidad instalada de las 3 centrales de generación, teniendo en cuenta su operación en el sistema interconectado nacional y en el mercado regional. En 2010 el nuevo GdH solicitó al BID una asistencia técnica no reembolsable para adelantar el estudio, por un valor de US\$150,000.

En principio, la idea de ampliar la capacidad de generación de las 3 centrales hidroeléctricas parece atractiva como una opción para aumentar la capacidad firme del sistema de generación. Para el 2017, el sistema de generación tendría una capacidad importante en pequeñas plantas de generación con energía renovable, con un aporte limitado a la potencia firme del sistema requerida para atender la demanda máxima en forma confiable, pues muchos de los proyectos hidroeléctricos no tienen capacidad de regulación estacional de los caudales, y la capacidad disponible de los proyectos eólicos y a bagazo es estacional o muy volátil. Los proyectos de ampliación de la capacidad de las centrales de Rio Lindo y Cañaveral serían más atractivos, pues operan con factores de planta altos, mayores a 60%, y el aumento de capacidad instalada podría aumentar la energía generada (aprovechamiento de los aportes de agua al embalse Yojoa) y la potencia firme disponible. El proyecto de ampliación de la capacidad de la central El Cajón, con un factor de planta menor (aproximadamente 44%) y una potencia firme que depende de las variaciones en el nivel del embalse, sería menos atractivo, excepto que este caso el costo de ampliación podría ser menor pues ya se habían previsto las obras civiles requeridas para la ampliación.

Por las razones expuestas, el estudio propuesto es necesario. Además, el estudio de factibilidad de ampliación de la Central Francisco Morazán realizado en 1993 debe ser

---

<sup>16</sup> Electric Power Development Co. Feasibility Study on Amplification Project of El Cajón Hydroelectric Power Plant. Final Report. Summary. April 1993.

<sup>17</sup> Central eléctrica General Francisco Morazán. Nueva Unidad. Propuesta técnica y económica para un estudio de factibilidad. Lombardi S.A. Abril de 2007.

actualizado en varios aspectos: la composición del parque de generación en Honduras ha cambiado sustancialmente desde 1993 y, por lo tanto, los posibles beneficios de instalar unidades de generación de punta; el proyecto SIEPAC va a entrar en operación en 2010, lo cual tiene un impacto sobre los beneficios de este proyecto; el análisis económico del proyecto de ampliación fue muy limitado en su alcance, pues no se consideró el proyecto en el contexto de un plan de expansión de generación, teniendo en cuenta su operación en el sistema interconectado nacional y el impacto del nivel del embalse del proyecto sobre la capacidad disponible; y tampoco se consideró el problema de la operación de las turbinas a baja carga, ni la posibilidad de mejorar la eficiencia de la central con el cambio del diseño del rodete de la turbinas.

### **Manejo de la zona forestal protegida del embalse**

Con las inundaciones y el aumento del nivel del embalse al máximo nivel histórico en octubre de 2008, se desplazó parte de los 14,000 habitantes, ubicados en la Zona Forestal Protegida de 27,000 hectáreas, hacia las laderas del embalse, ejerciendo presión sobre las áreas de bosque. La Unidad de Manejo de cuencas del Proyecto ha impulsado una estrategia para vincular a las comunidades en la protección del bosque en la zona inmediata del embalse, organizando a las municipalidades, pescadores y ganaderos de la zona para reducir la presión sobre el bosque, a cambio de tener acceso a la pesca artesanal en el embalse y acceso controlado al bosque para el uso doméstico.