



**EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: CONTRATOS PPA EN
EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA**

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN	1
RESUMEN	3
I. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA.....	7
1. Antecedentes.....	7
2. Evolución reciente y estructura de la producción eléctrica	12
II. DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
1. Características y condiciones generales de los contratos tipo PPA	19
2. Contrato PPA efectuado en El Salvador.....	23
3. Contratos PPA efectuados en Guatemala.....	24
4. Contratos PPA efectuados en Honduras.....	31
5. Contratos PPA efectuados en Nicaragua.....	35
III. IMPLICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	42
1. Dificultad para el adecuado despacho e inserción de los contratos PPA en los nuevos mercados de electricidad	42
2. Precios de la energía productiva bajo contratos PPA, y sus efectos en el consumidor final	49
3. Precios de los PPA.....	56
IV. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA	62
1. Supuestos para el análisis económico.....	62
2. Resultados del análisis económico	67
3. Otras fuentes de ingresos y beneficios de los PPA.....	70

V. CONCLUSIONES

1. Cargos por la energía.....	75
2. Cargos por potencia.....	76
3. Indexaciones y actualizaciones de los cargos por potencia.....	76
4. Indexaciones y actualizaciones de los cargos por energía.....	76
5. Los precios monómicos.....	77

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro

1	El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua: Crecimiento promedio anual en el consumo de electricidad.....	12
2	El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua: Evolución de la participación privada en la producción de electricidad.....	13
3	El Salvador: Capacidad instalada, y producción e importaciones netas.....	15
4	Guatemala: Participación en la generación durante el año 2000.....	16
5	Honduras: Participación en la generación durante el año 2000.....	17
6	Nicaragua: Participación en la generación durante el año 2000.....	18
7	El Salvador: Producción histórica de Nejapa Power.....	23
8	Guatemala: Resumen de PPA realizados en el período 1992-1997....	25
9	Guatemala: Contratos PPA suscritos por la EGAS.....	26
10	Guatemala: Contratos PPA suscritos por el INDE.....	30
11	Guatemala: Cargos variables de hidroeléctricas y geotérmicas.....	31
12	Honduras: Resumen de PPA realizados a la fecha.....	32
13	Honduras: Contratos PPA suscritos por la ENEE.....	33
14	Nicaragua: Resumen de los PPA realizados a la fecha.....	35
15	Nicaragua: Principales contratos PPA suscritos por la ENEL.....	37
16	Participación de contratos PPA durante el 2000.....	42
17	El Salvador: Relaciones de los compromisos de compra de energía bajo contratos PPA.....	44
18	Guatemala: Compras al MM por las distribuidoras, y relación con los compromisos de compra bajo contratos PPA.....	46
19	Honduras: Relaciones de los compromisos de compra de energía bajo contratos PPA.....	47
20	Nicaragua: Relaciones de los compromisos de compra de energía bajo contratos PPA.....	48
21	Estimación de la inversiones.....	63

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
22	Guatemala: Estimación de los cargos por potencia durante la vigencia de los contratos.....	65
23	Honduras: Estimación de los cargos por potencia durante la vigencia de los contratos.....	66
24	Nicaragua: Cargos por potencia durante la vigencia de los contratos	67
25	Estimación de la facturación anual por la capacidad contratada durante la vigencia de los contratos.....	68
26	Estimación de la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos y resumen de los flujos	69

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<u>Gráficos</u>		
1	Efecto del traslado del precios de los PPA al consumidor final	50
2	Honduras: Relación de contratos PPA después de la reforma de la industria eléctrica.....	54
3	El Salvador: Relación de contratos PPA después de la reforma de la industria eléctrica.....	54
4	Nicaragua: Relación de contratos PPA después de la reforma de la industria eléctrica.....	55
5	Guatemala: Relación de contratos PPA después de la reforma de la industria eléctrica.....	55
6	Guatemala, Honduras y Nicaragua: Cargo por potencia y cargo por energía de contratos PPA, estimación para 2001	58
7	Guatemala, Honduras y Nicaragua: Precios monómicos de la energía (dólares/kWh)	59
8	Guatemala, Honduras y Nicaragua: Comparación de los cargos variables por operación, estimación al año 2001.....	71

PRESENTACIÓN

La Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) elabora periódicamente documentos en los que se analiza la industria eléctrica en el Istmo Centroamericano; este documento forma parte de ellos. El proceso de integración de dicha industria ha mostrado algunos avances, especialmente como resultado de los intercambios de energía eléctrica entre actores privados. Entre éstos, es relevante el caso de las compras y ventas de electricidad entre Guatemala y El Salvador. Dentro de este proceso de intercambio, han desempeñado un papel muy importante algunos productores privados que han suscrito contratos tipo PPA (*Power Purchase Agreement*) con empresas públicas o distribuidoras privadas. Por otro lado, estos contratos podrían convertirse en un serio obstáculo para la conformación de mercados competitivos, tanto en el ámbito nacional como en el regional.

Con el fin de analizar las repercusiones de estos contratos en las industrias nacionales, la CEPAL ha elaborado el presente estudio. El interés por este tema está reflejado en la solicitud presentada por la Asociación de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de Centroamérica (ACERCA), para la revisión del estado de los contratos de compraventa de energía (PPA) suscritos por las empresas públicas de electricidad en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

En los cuatro países estudiados, desde principios de la década de los años noventa, las empresas públicas de electricidad prácticamente paralizaron sus programas de inversión en generación eléctrica, y utilizaron los esquemas de contratación PPA para satisfacer el crecimiento de la demanda y asegurar el suministro durante el período de reforma y transición de la industria eléctrica. Se reconocen como muy favorables las inversiones realizadas por el sector privado en el segmento de la producción de electricidad; sin embargo, por su magnitud, los compromisos de compra de energía referidos inciden de manera importante en el subsector eléctrico, tema que ameritó un estudio particular. En el documento se analizan los términos que rigen esas contrataciones, así como sus implicaciones técnicas y económicas, especialmente con respecto a la nueva estructura de la industria eléctrica y su interrelación con los mercados de electricidad. Es conveniente aclarar que la información presentada alude a la situación prevaleciente a finales del 2000, sin incluir los cambios ni la modernización de los contratos recientemente aprobados en Guatemala.

Además de cumplir con la solicitud de la ACERCA, se espera que este documento constituya una fuente de consulta para las autoridades e instituciones nacionales y regionales del subsector eléctrico, entre ellas, los ministerios encargados del sector energía, las comisiones reguladoras, las empresas públicas de electricidad, el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), y las comisiones recientemente constituidas para la creación y supervisión del mercado eléctrico regional.

RESUMEN

Este documento analiza los principales aspectos de los contratos para compra de energía eléctrica (contratos PPA) suscritos, a partir de los primeros años de la década de los noventa, por las empresas públicas de electricidad de El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. La mayoría de las contrataciones en referencia respondieron a la necesidad urgente de hacer frente a problemas de desabastecimiento eléctrico. Además, dado que estos cuatro países impulsaban y ejecutaban reformas sustanciales en sus subsectores de electricidad, varias contrataciones tuvieron también el objetivo de garantizar el suministro eléctrico durante el período de transformación y transición hacia los nuevos esquemas de la industria de la electricidad.

En los cuatro países analizados en este estudio, la totalidad o bien la mayor parte de inversiones en nuevas centrales generadoras y rehabilitaciones del parque termoeléctrico llevadas a cabo en el último decenio fueron desarrolladas por inversionistas privados. Sólo en El Salvador la empresa estatal ha continuado con el desarrollo de los recursos geotérmicos.

En Honduras, dado que el proceso de conformación del mercado mayorista de electricidad (MM) se ha postergado, la empresa estatal —que también tiene el papel de comprador único— ha continuado efectuando contrataciones de generación privada, bajo nuevos esquemas, pero dependiendo de los PPA para garantizar el suministro a largo plazo. En los demás países, conforme han avanzado sus procesos de reforma, se han realizado ampliaciones o nuevos equipamientos privados dedicados a servir la demanda de los nuevos agentes provenientes de los mercados nacionales y regionales de electricidad. No obstante lo anterior, la participación de los PPA predomina en la producción privada.

A la fecha existen contratos con 30 agentes, lo que representa compromisos de compra por 1 458.4 MW, distribuidos por países, en el siguiente orden: Guatemala, 20 agentes (783 MW); ¹ Honduras, 3 agentes (295.5 MW); Nicaragua, 6 agentes (249.9 MW), y El Salvador, un agente (130 MW). La mayoría de las centrales corresponde a termoeléctricas y, dentro de éstas, los grupos electrógenos *diesel* ocupan el primer lugar, tecnología que por su modularidad ha podido entrar en operación generalmente en plazos que van de 6 a 12 meses contados a partir de la suscripción de los contratos. Se reportan también dos casos de turbinas de gas, y dos geotérmicos, ambos con coparticipación estatal; cogeneración a partir del bagazo de caña en ocho ingenios; una carboeléctrica y ocho hidroeléctricas. En varios casos, los plazos de ejecución también han sido considerablemente mayores y muchas veces más allá de los tiempos previstos.

Casi todos los plazos de los contratos son de 15 años, aun cuando hay algunos de 18 y 20 años. No obstante, en Nicaragua se han acordado hasta por siete años. Todos los contratos termoeléctricos tienen obligación del pago de la potencia contratada. Salvo en los casos de contratación de potencia de punta (turbinas de gas) y en las contrataciones de Nicaragua, en el resto las características y condiciones de potencia y energía fueron establecidas en forma muy general, por lo que los productores no están obligados a garantizar un suministro de potencia

¹ Incluye dos contratos por 61.2 MW que entrarán en vigor en el 2002.

firme, ni de los servicios complementarios asociados a la producción eléctrica, que deben ser suministrados por la parte compradora.

En cuanto a la energía, en varios de los contratos térmicos se ha establecido la obligación, para el comprador, de adquirir una cantidad mínima de energía, que deberá pagarse aun en los casos en que no se utilice (cláusulas "*take or pay*"). En el caso de hidroeléctricas, en Guatemala existe el compromiso de comprar toda la energía (firme y secundaria) que estos proyectos puedan producir, de acuerdo con las condiciones hidrológicas que se presenten y la disponibilidad real de las unidades.

La obligación de los productores es entregar la energía en el nivel de voltaje determinado (subtransmisión o transmisión en 69, 115, 138 o 230 kV). En El Salvador, Honduras y Nicaragua, las inversiones por concepto de transmisión fueron mínimas, ya que se trató de proyectos termoeléctricos muy cercanos a las subestaciones e instalaciones de las empresas públicas. Por el contrario, en Guatemala, casi todos los proyectos requirieron del desarrollo de líneas de transmisión, por lo que los contratos incluyeron la construcción de líneas de transmisión o bien el compromiso, por parte de las empresas estatales, de construir dicha infraestructura.

Los procedimientos para el establecimiento de los cargos y la formulación de precios son muy similares, se desprenden de una formulación binómica, con los cargos por capacidad o potencia (cargos fijos) y los cargos por energía (cargos variables). Asociado a estas fórmulas, están los procedimientos para la actualización de los precios, en los que se considera como variables: los índices de precios al consumidor de los Estados Unidos y del país y las variaciones de los precios de los combustibles. Las fórmulas más sencillas se observan en Guatemala, en tanto que en Honduras y Nicaragua puede apreciarse un mayor grado de elaboración.

Con la reforma y apertura de los mercados, los efectos e implicaciones de los contratos PPA sobre los consumidores finales han mostrado algunas variaciones, identificándose cuatro esquemas. El primero de ellos corresponde al esquema vigente en Honduras, en donde la administración del PPA y la colocación de su energía asociada recae en una empresa estatal verticalmente integrada. Un segundo esquema corresponde al de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador, y al Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala, en donde los PPA quedan bajo la responsabilidad de la empresa generadora estatal, responsable de la gestión de dichos contratos y de la colocación de su energía asociada, conjuntamente con la oferta de sus centrales propias, dentro de los nuevos mercados a término y de ocasión. Un tercer esquema se da cuando los contratos quedan en poder de las distribuidoras, proceso que se lleva a cabo en Nicaragua. Finalmente, está el caso de Guatemala, en donde una distribuidora y una empresa productora estatal administran los contratos PPA.

En El Salvador, el único contrato PPA suscrito por la CEL corresponde a Nejapa Power, el cual representó durante el año 2000 el 26.6% de la producción eléctrica del país. Los términos de este contrato PPA tienen carácter confidencial, por lo que en este estudio no es posible hacer comentarios específicos sobre este caso. En cuanto a sus efectos en el MM, debe mencionarse que la producción del PPA ha quedado incluida dentro de la oferta de la empresa hidroeléctrica estatal, con un papel preponderante, especialmente durante los meses de estiaje.

En Guatemala están vigentes 20 contratos, 11 de ellos corresponden a la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y nueve al INDE, empresa generadora estatal. En conjunto, durante el año 2000 representaron el 49% de la producción nacional. Los mayores efectos se encuentran en el mercado de la EEGSA, cuyos PPA representan alrededor del 73% de sus necesidades. El nivel de demanda de potencia relativamente bajo establecido en la Ley para los grandes usuarios ha favorecido la formación de una importante demanda libre (no regulada), con acceso a suministros más favorables. De esa forma, los usuarios regulados habían quedado cautivos de los PPA, situación que se aliviaría a partir del 2001 gracias a varias medidas tomadas por el los poderes Ejecutivo y Legislativo del país. Estas medidas no han sido analizadas en este informe.

En Honduras existen cinco contratos PPA suscritos con tres agentes, lo que representó durante el año 2000 el 33.8% de la energía producida en el país. Ninguno de estos contratos tiene compras mínimas de energía, lo cual los hace despachables, de acuerdo con las políticas operativas de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). En general, se presenta una relación más sencilla: los PPA interactúan con el mercado a través del comprador único y tienen todavía una relativa baja participación, por lo que los efectos son trasladados por igual a todos los consumidores.

En Nicaragua, los seis contratos existentes representaron durante el año 2000 el 53.4% de la energía producida en el país; sólo un contrato tiene compromiso de compra mínima de energía. El hecho de tener una definición más detallada de los términos para la entrega de la potencia y energía facilitará la operación de estos contratos dentro de las reglas del despacho y del MM. Todas las contrataciones fueron llevadas a cabo por la Empresa Nicaragüense de Energía (ENEL) y serán transferidas a las empresas distribuidoras recientemente privatizadas.

Los precios de los productos entregados también muestran una gran diversidad, con marcadas diferencias, tanto al interior de los países, como en el ámbito regional, lo que no siempre responde a razones técnicas. En general, los precios más altos están relacionados con las primeras contrataciones –muchas de ellas efectuadas en forma directa–, mientras que las posteriores muestran una tendencia a la reducción, principalmente en los casos en que se realizaron licitaciones públicas competitivas. Los precios más bajos se observaron en Nicaragua, no obstante ser el mercado más pequeño. En Guatemala y Honduras se percibe un grupo de contratos termoeléctricos con precios altos, notoriamente superiores a los registrados en Nicaragua. De esa forma, los precios a inicios de 2000 se encontraban en rangos de entre 0.070 y 0.155 dólares/kWh para los grupos electrógenos diesel; 0.125 y 0.159 dólares/kWh para las turbinas de gas; 0.053 y 0.070 para las carboeléctricas y termoeléctricas convencionales, y 0.056 y 0.086 dólares/kWh para las hidroeléctricas.

Los procedimientos para la actualización periódica de precios han repercutido en forma considerable, especialmente en los casos en que los cargos por capacidad o potencia y los cargos por energía quedaron definidos en forma conglobada, sobre la base de un único término. Esta situación ha afectado especialmente a la mayoría de contratos termoeléctricos de Guatemala, en donde la única variable de indexación ha quedado definida en función de los precios de los derivados del combustible, afectando por igual a los costos de operación no asociados al combustible, y encareciendo injustificadamente el precio de la energía. Este efecto ha sido

particularmente notorio a partir del segundo semestre de 1999, como resultado de las alzas registradas en el mercado petrolero internacional.

La información disponible con respecto a las inversiones realizadas luego de la suscripción de contratos de compraventa de energía con las empresas del Estado es escasa y, en algunos casos, nula. No obstante, a excepción de los proyectos hidroeléctricos, en el resto de las centrales fue posible hacer una primera aproximación de las inversiones efectuadas, ya que se trata de proyectos con diseño y tecnología estandarizada. Al grupo de contratos con menores precios corresponde una rentabilidad económica del orden del 20%. Por otra parte, proyectos con precios intermedios y superiores corresponden a aquellos con rentabilidades de entre 25% y 35%, valores muy superiores a la actividad de producción de electricidad u otras actividades de riesgo similar en la región.

I. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA

1. Antecedentes

La participación privada a gran escala en la producción de El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, se inició en los primeros años de la década de los noventa, como resultado de acciones emprendidas por las empresas públicas de electricidad para solucionar los problemas de escasez de electricidad. El suministro en los países de la región era muy deficiente, por falta de equipamiento, mantenimiento y deterioro del parque térmico, así como por fenómenos coyunturales, como la sucesión de años hidrológicos pobres. Algunos países mantuvieron programas de racionamiento durante varios períodos. Además, se presentaron dos crisis muy pronunciadas, derivadas de las sequías y regímenes de lluvia irregulares: en 1991, afectando a El Salvador, Guatemala, y Nicaragua,² y en 1994 a Honduras. Debe notarse que, debido a una mayor dependencia hidroeléctrica, en las dos crisis referidas los efectos de la sequía implicaron racionamientos muy severos en Guatemala y Honduras. Para solucionar los problemas de escasez de electricidad, las empresas estatales suscribieron PPA³ que incluían compromisos de largo plazo para la adquisición de la potencia y/o la energía de las centrales.

Otro elemento que motivó la suscripción de los primeros PPA, estuvo relacionado con la restricción de fondos provenientes de las instituciones multilaterales, para financiar el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica del sector público. Por otra parte, a inicios de la década de los noventa, empezaban las discusiones referentes a la reforma y reestructuración de la industria eléctrica y se tomaban las primeras decisiones a ese respecto, entre ellas, la promoción y búsqueda de mecanismos para la participación del sector privado en la producción de electricidad. Todos los factores referidos estuvieron presentes en los cuatro países que se analizan en este estudio, sin embargo, en cada caso se presentaron condiciones particulares.

En ese sentido, puede decirse que los primeros contratos PPA fueron realizados para solucionar problemas urgentes de abastecimiento. En esos casos, los inversionistas privados instalaron (o rehabilitaron) turbogeneradores y grupos electrógenos diesel, los cuales pueden ponerse en marcha en períodos de menos de un año. Posteriormente, a excepción de El Salvador, en los otros países estudiados, las empresas públicas de electricidad realizaron otras contrataciones tipo PPA, las cuales pueden considerarse dentro de políticas de apertura de la industria. En uno de los países (Guatemala), varias contrataciones se efectuaron dentro de políticas implícitas de

² Por su duración, la crisis de 1991 fue la más severa registrada en la región. En algunos países los efectos se extendieron a los años siguientes. Véase CEPAL (1991), *Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas del subsector eléctrico y análisis del desabastecimiento de energía eléctrica en El Salvador, Guatemala y Nicaragua durante 1991* (LC/MEX/R.331 (SEM.48/3)), 15 de noviembre.

³ A lo largo de este documento se hará referencia a contratos PPA o simplemente PPA (*Power Purchase Agreement*), para nombrar las contrataciones de compra de energía que hicieron las empresas eléctricas estatales, en algunos casos antes de la aprobación de los nuevos marcos reguladores de la industria.

promoción del uso de fuentes renovables. Los esquemas fueron en su mayoría del tipo BOO (construir -poseer- operar), y algunos del tipo ROM (rehabilitar, operar y mantener). Los plazos generalmente quedaron fijados entre 15 y 25 años. De esa forma, la función de las centrales con contrato PPA ha sido coadyuvar al cubrimiento de la demanda, además de facilitar la transición hacia nuevos esquemas de la industria. A continuación se presenta un resumen por país de los antecedentes y condiciones particulares que originaron la suscripción de los contratos PPA.

a) El Salvador ⁴

Con el propósito de solucionar los problemas de abastecimiento eléctrico, en mayo de 1994 la CEL realizó un contrato de compra de energía con la compañía estadounidense *Trigen Energy Corporation*, la cual posteriormente cedió sus derechos al consorcio formado por COASTAL (estadounidense, accionista mayoritario) y la Casa Castro (salvadoreña). El proyecto, ubicado en Nejapa, instaló 91 MW para satisfacer una capacidad de 80 MW, contratada por la CEL, que entró a operar en julio de 1995. Posteriormente, la CEL contrató con el consorcio en mención, una ampliación de 50 MW a la capacidad contratada (53.5 MW instalados), con lo cual dicho generador independiente amplió su capacidad instalada a 144.5 MW.

De esa forma, el proyecto Nejapa constituye el único PPA que opera a la fecha en el país. A diciembre de 2000, esta central representó el 14% de la capacidad instalada y entregó 891 GWh al sistema nacional interconectado, equivalentes al 27% de la producción eléctrica del país.

A fines de 1996 fue aprobado el nuevo marco regulador de la industria eléctrica. ⁵ Ni en la Ley ni en los reglamentos se hacen alusiones a los compromisos de compra adquiridos por la CEL. A diferencia de lo ocurrido en otros países, las distribuidoras que emergieron de la privatización de ese segmento no heredaron compromisos de compra de energía. El contrato CEL-Nejapa es considerado como un acuerdo entre las dos partes. Nejapa no participa como operador directo en el mercado mayorista del país. La CEL informa a la Unidad de Transacciones (UT) sobre el despacho y disponibilidades de cada una de sus centrales (incluyendo a la central Nejapa), y por tanto es la responsable de la operación y entrega de la energía en los términos establecidos en los reglamentos del mercado mayorista.

⁴ En el caso de El Salvador, únicamente se presentan en este documento los aspectos generales de los contratos tipo PPA. Solamente se cuenta con un agente, y existe el compromiso entre las partes de mantener confidencialidad en las cláusulas del contrato, por lo cual éste no se tuvo a la vista. La información que se menciona en este documento está basada en reportes e informes públicos de las partes, así como en información de prensa.

⁵ Decreto 808, Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones (SIGET) y Decreto 843, Ley General de Electricidad (septiembre de 1996).

b) Guatemala

En este país se realizó el mayor número de contrataciones tipo PPA. Estas acciones fueron efectuadas por las dos empresas estatales existentes: la EEGSA, privatizada en 1998, y el INDE. A raíz de la crisis de suministro eléctrico experimentada durante 1991, se tomaron las siguientes medidas:

i) La mayoría de los contratos PPA fueron suscritos por la EEGSA.⁶ Al inicio de 1992, un contrato PPA, por 100 MW, con la empresa Texas-Ohio Power Inc., firma que cedió sus derechos a Enron, y que finalmente desarrolló el proyecto y lo puso en operación durante el mes de diciembre de 1998, de acuerdo con los plazos establecidos en el contrato.

ii) En el período 1992-1994, ante la persistencia de temores sobre futuros racionamientos, se emitieron dos Acuerdos Gubernativos, por medio de los cuales el INDE estaba en posibilidad de realizar contrataciones de generación privada en forma directa. De igual forma, se instruyó a la EEGSA a realizar contrataciones de generación privada de origen termoeléctrico. Durante esos años, las empresas referidas realizaron una masiva suscripción de PPA, bajo negociación directa, y con poca coordinación entre las dos empresas públicas.

iii) En febrero de 1995, el Congreso promulgó una nueva Ley Orgánica para el INDE, la cual confiere más agilidad para realizar contrataciones; sin embargo, conviene anotar que en cuanto a compras de energía, con excepción de una pequeña geotermia a boca de pozo,⁷ el INDE no ha vuelto a suscribir ningún PPA.

iv) A fines de octubre de 1996, se aprobó el nuevo marco de la industria eléctrica.⁸ En 1997, dentro del proceso de privatización de la central termoeléctrica La Laguna, la EEGSA (en ese año aún en manos del Estado) suscribió el último contrato con la firma que adquirió la referida central (GGG, empresa filial de la estadounidense *Constellation*).

v) En resumen, en el período 1991-1997 fueron suscritos un total de 24 contratos, 11 por la EEGSA y 13 por el INDE. De esas contrataciones, sólo 20 están vigentes, ya que el Estado y el INDE rescindieron cuatro de ellas. Con excepción de la contratación con GGG, el resto fue suscrito antes de la aprobación de la nueva Ley de Electricidad.

vi) El nuevo marco regulador reconoce la existencia de compromisos previos de compra de energía; es por ello que se refiere a los PPA como "contratos existentes", los cuales

⁶ La EEGSA, empresa encargada de distribuir en la región central del país, fue nacionalizada en 1970 y privatizada en 1998. Durante el período 1970-1998 coexistieron dos empresas estatales en el país. Por estar constituida como sociedad anónima, la EEGSA obedecía al régimen mercantil, lo cual agilizaba las contrataciones y adquisiciones. El INDE, como institución descentralizada del Estado, tenía más restricciones para efectuar contrataciones.

⁷ La primera unidad a boca de pozo de la geotermia Calderas (5 MW) fue instalada y operada por las empresas mexicanas Comisión Federal de Electricidad (CFE) e ICA, y más que un PPA debería catalogarse como un proyecto de desarrollo del campo geotérmico de Amatitlán.

⁸ El 16 de octubre de 1996, el Congreso de la República de Guatemala aprobó el Decreto Número 93-96, llamado Ley General de Electricidad, el cual fue sancionado por el ejecutivo el 13 de noviembre de ese mismo año.

deben ser despachados de acuerdo con las cláusulas establecidas en las partes, y no necesariamente regidas por las consignas económicas del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

vii) En 1998, cuando la EEGSA fue privatizada, el nuevo operador (Iberdrola de España) heredó los compromisos de los referidos PPA, que totalizan 11 contratos y representan el compromiso de compra de 645 MW.

viii) A fines de 1998, el INDE privatizó la distribución, pero mantuvo todos sus activos de generación. Aunque ha seguido administrando sus PPA, existe el compromiso de traspasar, a partir del 2002, los referidos contratos a las empresas distribuidoras privatizadas (Deorsa y Deocsa, ambas adquiridas por la española Unión Fenosa). Estos nueve contratos representan el compromiso de compra de 138 MW.

c) Honduras

Los primeros PPA fueron suscritos como resultado de la crisis de suministro de 1994. Un recuento de los principales eventos se resume a continuación:

i) Luego de un proceso de licitación declarado desierto a comienzos de 1993, a fines de ese mismo año la ENEE realiza un primer contrato, bajo el esquema BOO, con Electricidad de Cortés Sociedad Anónima (ELCOSA), empresa que en una primera fase instaló 60 MW (54 MW dedicados a la ENEE y 6 MW para un grupo de clientes industriales).

ii) La Ley Eléctrica fue aprobada en noviembre de 1994. Esta ley reafirma la posición de la ENEE como comprador único encargado de programar las transacciones por medio de su Centro de Despacho, y establece la posibilidad de nuevos agentes productores para vender directamente a un gran consumidor, a una empresa distribuidora, y/o a la ENEE. En este último caso, si la venta es por iniciativa propia de la empresa privada, la ENEE garantizará la compra si ésta se acuerda a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compraventa es promovida por la ENEE, entonces la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación, y los términos del contrato los incluidos en ella.

iii) En 1995, la ENEE efectuó, mediante licitación, las siguientes contrataciones: Luz y Fuerza de San Lorenzo (LUFUSSA), 39 MW, y la Empresa de Mantenimiento, Construcción y Electricidad (EMCE), 86 MW. El contrato con LUFUSSA es del tipo BOO (construir -poseer- operar) y el de EMCE del tipo ROM (rehabilitar, operar y mantener). En 1997, se suscribieron las siguientes ampliaciones a la capacidad contratada con los productores ya mencionados: ELCOSA y EMCE, con 40 MW cada uno, y LUFUSSA, con 60 MW. En estos casos, las contrataciones han sido por iniciativa de la ENEE.

iv) A partir de 1999, la ENEE ha venido efectuando contrataciones de corto plazo, bajo la figura de arrendamiento, y a partir de pequeños grupos electrógenos de ciclo diesel. Gracias a las características de estas unidades, los propietarios pueden muy fácilmente relocalizar y trasladar las unidades.

v) A fines de 2000, la ENEE contaba con seis contratos PPA suscritos con tres agentes, los cuales han instalado 409 MW, casi en su totalidad dirigidos a la ENEE. En cuanto a los arrendamientos de grupos electrógenos móviles, a fines de 2000 estaban vigentes dos contratos, que totalizaban 67.5 MW.

d) Nicaragua

El proceso de inserción de productores privados al sector eléctrico de Nicaragua comenzó en el año 1996. La nueva Ley de Electricidad fue aprobada en 1998. Las principales contrataciones llevadas a cabo por la ENEL han sido las siguientes:

i) En 1996, suscribió el primer contrato con la empresa estadounidense AMFELS,⁹ que incluye compras de 30 MW y 200 GWh /año.

ii) A corto plazo, se incorporaron 120 MW de potencia firme según, el siguiente detalle: 50 MW de energía de base, licitados, adjudicados y contratados en diciembre de 1997 (*Tipitapa Power Company*, subsidiaria de la estadounidense COASTAL); 30 MW, potencia de pico y reserva, contratados en diciembre de 1997 con la firma Stewart & Stevenson, a través de un contrato de “*leasing*”, y una Turbina a Gas, de 40 MW de potencia máxima, en Las Brisas, que entró en operación en marzo de 1998.

iii) En 1999, se transfirió la operación y explotación del campo geotérmico de Momotombo a una empresa privada, que se encargaría de llevar esta central a su potencia de diseño (70 MW). La licitación fue adjudicada a la empresa *Ormat Momotombo Power Company*, actualmente a cargo de las operaciones de esta Central.

iv) Adicionalmente, a fin de contribuir a la solución del problema de abastecimiento y de las reiteradas situaciones de emergencia que presentaba el sistema como consecuencia de las prolongadas salidas de servicio para mantenimiento del parque existente, tanto térmico como hidroeléctrico, a principios de 1998 la ENEL inició negociaciones con inversionistas privados, para la contratación de 50 MW adicionales que, para aportar energía de base, entrarían en servicio en el año 1999. Estas negociaciones culminaron en la contratación directa de 50 MW, instalados en la localidad de Corinto, La empresa comprometida con esta nueva planta fue la Empresa Energética Corinto Ltda., del grupo estadounidense Enron. Esta empresa instaló 70 MW, con lo cual ofrece al recién creado mercado mayorista 20 MW.

v) También se concretaron las contrataciones de energía y potencia a dos ingenios azucareros: *Nicaragua Sugar Estates* (ISA, S.A.), con una capacidad efectiva de 14 MW, y Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal), con una capacidad efectiva de 10 MW.

Uno de los objetivos planteados por el Gobierno de Nicaragua y por la ENEL en la contratación con generadores independientes, fue que la energía de base a adquirir sería considerada compatible con los requerimientos del país para el mediano y largo plazo, si los

⁹ Actualmente esta empresa ha cambiado su denominación social por CENSA.

"precios medios de adquisición de esta energía eran menores o iguales a 0,06 dólares/kWh" ¹⁰ valor representativo del costo marginal de largo plazo de Nicaragua y, en general, de Centroamérica. Ello aseguraba el equilibrio económico y financiero de la ENEL y de las empresas de distribución privadas, según los actuales niveles tarifarios para usuarios finales.

2. Evolución reciente y estructura de la producción eléctrica

a) Demanda, producción y participación

Por el lado de la demanda, a partir de 1985, los cuatro países han mostrado un crecimiento sostenido en el consumo de electricidad (véase el cuadro 1), con dinámicas particulares, en un marco de circunstancias políticas, económicas y sociales favorables, entre las que destacan las acciones de los gobiernos para modernizar y fortalecer las economías y, en tres países, la finalización de los conflictos bélicos.

Cuadro 1

EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA:
CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL EN EL
CONSUMO DE ELECTRICIDAD

(Porcentajes)

Período	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
1985-1990	5.6	9.2	9.6	3.3
1990-1995	8.4	8.3	7.5	4.0
1995-2000	5.1	8.1	10.9	5.9

La participación privada ha sido fundamental para satisfacer los incrementos de la demanda. Un resumen de la evolución de la participación pública y privada en cada uno de los países estudiados se presenta en el cuadro 2. Individualmente, la mayor participación privada se ha dado en el siguiente orden: Guatemala (1 030.5 MW), Honduras (417.4 MW), El Salvador (557.9 MW) y Nicaragua (291.2 MW). En Honduras y en El Salvador la capacidad y la producción de las empresas públicas todavía es superior a la privada. El tipo de tecnología instalada por los generadores privados –en su mayoría turbinas de gas y grupos electrógenos diesel– ha motivado un cambio en la estructura del parque de generación. De esa forma, se ha observado un incremento en la participación de las centrales termoeléctricas, con el consiguiente incremento en el consumo de combustibles importados.

¹⁰ Este precio está calculado para una Central de Base, con un factor de planta del 85%.

Cuadro 2

EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS, NICARAGUA:
EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN PRIVADA
EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

	Capacidad instalada (MW)			Producción (GWh)		
	Total	Pública	Privada	Total	Pública	Privada
El Salvador						
1990	650.4	650.4	-	2 164.3	2 164.3	-
1995	908.5	817.5	91.0	3 270.7	3 071.0	199.7
1996	943.4	798.9	144.5	3 340.7	2 686.2	654.4
1997	943.4	798.9	144.5	3 548.2	2 622.9	925.4
1998	943.4	798.9	144.5	3 737.2	2 804.6	932.6
1999	999.4	538.0	461.4	3 686.1	2 673.1	1 013.1
2000	1 114.0	556.1	557.9	3 390.2	1 909.3	1 480.9
Guatemala						
1990	810.9	810.9	-	2 318.4	2 318.4	-
1995	1 082.3	773.3	309.0	3 479.4	2 356.5	1 122.9
1996	1 145.5	773.3	372.2	3 760.0	2 409.5	1 350.4
1997	1 205.7	767.7	438.0	4 254.4	2 153.4	2 100.9
1998	1 310.8	636.0	674.9	4 501.9	2 094.9	2 407.0
1999	1 438.6	637.8	800.9	4 959.2	2 474.4	2 484.8
2000	1 668.3	637.8	1 030.5	5 947.6	2 495.5	3 452.1
Honduras						
1990	532.6	532.6	-	2 273.6	2 273.6	-
1995	755.9	517.1	238.8	2 797.6	1 914.9	882.7
1996	753.0	514.2	238.8	3 139.7	2 042.2	1 097.5
1997	729.1	514.2	214.9	3 275.0	2 127.0	1 148.0
1998	775.3	514.2	261.1	3 540.7	2 196.8	1 343.9
1999	906.3	500.7	405.6	3 444.7	2 175.2	1 269.5
2000	918.1	500.7	417.4	3 738.9	2 262.0	1 476.9
Nicaragua						
1990	363.4	363.4	-	1 251.0	1 251.0	-
1995	390.7	380.7	10.0	1 618.0	1 608.1	9.9
1996	390.7	380.7	10.0	1 720.5	1 706.8	13.8
1997	407.7	365.7	42.0	1 708.4	1 571.5	136.9
1998	473.6	412.0	61.6	1 967.7	1 721.9	245.8
1999	602.2	342.0	260.2	2 056.6	1 414.9	641.7
2000	633.2	342.0	291.2	2 095.5	942.4	1 153.2

Fuente: CEPAL: *Istmo Centroamericano, Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2000 (LC/MEX/L.487), agosto de 2000. Para 2000 cifras preliminares.*

Notas: En El Salvador no se incluyen autoprodutores ni centrales pequeñas que no hayan reportado inyecciones al sistema durante el 2000.

b) Estructura de los mercados de electricidad y participación de los contratos PPA

Previo a la apertura y reforma de los mercados de electricidad, las empresas públicas de electricidad tenían una participación mayoritaria en todos los segmentos de dicha industria. De esa forma, los contratos tipo PPA fueron concebidos como acuerdos bilaterales entre un vendedor y las empresas públicas, en donde estas últimas representaban el papel de comprador único y, por tanto, parecía natural que proporcionaran todos los servicios necesarios para llevar la energía de los productores hasta el consumidor final. Con la apertura y reforma de los mercados de electricidad, los contratos PPA han continuado vigentes, no obstante que la apertura y desregulación de la industria posibilitan otros esquemas en que los generadores referidos ofrecen su energía a otros compradores. De esa cuenta, prácticamente toda la energía producida por estos agentes se ha continuado entregando dentro de los términos de los contratos, quedando las empresas estatales (y en uno de los casos, una distribuidora privatizada) encargadas de comercializar la energía referida. A continuación se presenta un resumen de la situación en cada país.

i) El Salvador. A diciembre de 2000, el país reportaba una capacidad instalada de 1 114 MW conectados a red de alta tensión, de los cuales el 49.9% corresponde a las empresas estatales (la CEL y la recién creada empresa geotérmica GESAL), y el 50.1% a productores privados (véase de nuevo el cuadro 2). Esas cifras consideran un grupo de pequeñas centrales privadas conectadas en los niveles de distribución.¹¹ El cuadro 3 resume los valores de la capacidad instalada, así como la producción e importaciones netas de los actores instalados en el país.

La alta participación privada se inicia a partir del segundo semestre de 1999, con la privatización de las termoeléctricas de la CEL, adquiridas por la multinacional estadounidense Duke, empresa que ha repotenciado y ampliado su capacidad a 401.9 MW, lo cual representa el 36.1% de la capacidad instalada en el país. Hasta fines de 2000, Duke fue —por medio de sus dos empresas— el único agente productor privado local en el mercado mayorista (MM) salvadoreño.¹² Nejapa Power, el único contrato PPA suscrito por la CEL, representó el 13% (144.5 MW) de la capacidad instalada en el país. Este generador no actúa como agente del MM, ya que vende toda su producción a la CEL, quien se encarga de comercializarla. Finalmente aparecen varios pequeños productores, que totalizan alrededor de 11.5 MW, los cuales participan como autoprodutores y venden sus excedentes al mercado minorista, generalmente manejado por las distribuidoras (véase nuevamente el cuadro 3).

Si bien es cierto que en el MM participan cuatro productores, en las estrategias de comercialización mayorista solamente se manifestarían dos posiciones: el Estado, con sus empresas CEL y Gesa, y la administración del PPA de Nejapa; y la empresa Duke, con Acajutla y

¹¹ Se trata de pequeñas hidroeléctricas, y cogeneración en algunos ingenios. Estas centrales dedicaban su producción para consumo propio, y recientemente han empezado a vender sus excedentes a las distribuidoras.

¹² Obsérvese que la distribuidora CLESA también participa en el MM, inyectando energía proveniente de Guatemala. En el 2001 también empezará a realizar transacciones la cementera CESA.

Gesal.¹³ De esa forma, las empresas estatales manejaron casi el 69% de la demanda nacional, correspondiendo a las hidroeléctricas de la CEL el 28.8%, a Gesa el 18.2% y al contrato PPA de Nejapa el 21.9% (véase de nuevo el cuadro 3). Es conveniente observar que Nejapa no es agente del MM, sino que se considera como un contrato a término dentro de la oferta de la CEL.

Cuadro 3

EL SALVADOR: CAPACIDAD INSTALADA, Y PRODUCCIÓN E IMPORTACIONES NETAS

	Capacidad instalada		Generación e importaciones netas	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
Total	1 114.0	100.0	4 063.7	100.0
Producción nacional			3 367.7	82.9
Pública	556.1	49.9	1 909.3	47.0
CEL	394.7	35.4	1 170.4	28.8
Gesa	161.4	14.5	738.9	18.2
Privada	557.9	50.1	1 458.4	35.9
Nejapa Power	144.5	13.0	891.3	21.9
Duke	401.9	36.1	524.5	12.9
Clesa	n.a.		n.a.	
Otros	11.5	1.0	42.6	1.1
Importaciones netas			696.0	17.1

Fuente: Informes oficiales.

ii) Guatemala. A diciembre de 2000, el país reportaba 1 668.3 MW de capacidad instalada, de los cuales 637.8 MW (38.2%) corresponden a la empresa estatal INDE, y 1 030.5 MW (61.8%) a productores privados (véase el cuadro 4).

Obsérvese que casi tres cuartas partes de las plantas privadas tienen contratos tipo PPA. La distribuidora EEGSA ocupa un papel protagónico, ya que el 41% de la capacidad instalada en el país (687.7 MW) corresponde a centrales que tienen contratos PPA con esa distribuidora. En segundo término se encuentra la empresa generadora estatal INDE, cuyos tenedores de PPA tenían instalados 74.6 MW (4.5% de la capacidad del país), y esperan incorporar tres operadores hidroeléctricos por 71.2 MW, durante 2001 y 2002.¹⁴ En cuanto a nuevas centrales y autoproducidos que ofrecen su producción al mercado nacional, y algunos que exportan sus

¹³ Los nombres de estas empresas son: Generadora Geotérmica SA de CV, Acajutla, S.A. de C.V. y Generadora Salvadoreña, S.A. de C.V.

¹⁴ Las hidroeléctricas Matanzas (10 MW), Renace (60 MW) y Turingia (1.2 MW).

excedentes a El Salvador, pueden identificarse cinco agentes. Los dos principales son actores que realizaron expansiones a partir de contratos PPA con la EEGSA.¹⁵

Cuadro 4

GUATEMALA: PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DURANTE EL AÑO 2000

	MW	%	GWh	%
Total	1 668.3	100.0	5 947.6	100.0
Públicas (INDE)	637.8	38.2	2 495.5	42.0
Privadas	1 030.5	61.8	3 452.1	58.0
a) Contratos con EEGSA	687.7	41.2	2 519.3	42.4
Enron	110	6.6	542.8	9.1
San José	142	8.5	558.4	9.4
Tampa	80	4.8	99.6	1.7
IMSA/SIDEGUA	44	2.6	130.2	2.2
Ingenios	163.7	9.8	668.6	11.2
GGG (Laguna)	144	8.6	519.7	8.7
El Capulín	4	0.2		0.0
b) Contratos con INDE	74.6	4.5	425.7	7.1
Hidro Secacao	15.5	0.9	95.9	1.6
Río Bobos	10	0.6	56.4	0.9
Geo Orzunil	24	1.5	171.3	2.9
Calderas	5	0.3	30.9	0.5
Hidro Pasabien	12	0.7	48.8	0.8
Hidro Poza Verde	8.1	0.5	22.4	0.4
c) Vendiendo al mercado	268.2	16.1	507.1	8.5
Genor	42.4	2.5	232.3	3.9
Cementos Progreso	18	1.1	n.d.	n.d.
Lagotex	15	0.9	25.5	0.4
La Esperanza (Enron)	126	7.6	249.3	4.2
GGG (Las Palmas)	66.8	4.0	n.d.	n.d.

Fuente: Informes oficiales, datos preliminares.

Notas: Una reducida porción de la energía producida por los productores privados que tienen contratos con el INDE y con la EEGSA, se dirigió a los mercados, principalmente al *spot*.

¹⁵ En el cuadro 4 están incluidas las centrales El Capulín y Calderas, no contabilizadas como PPA.

Entre los principales agentes productores privados puede identificarse a tres firmas de capital estadounidense: Enron (con 236 MW instalados); el grupo Tampa, con la carboeléctrica San José y la turbogás Alborada (para un total de 222 MW), y GGG (grupo *Constellation*), con las centrales Laguna y Las Palmas (210.8 MW). Entre las centrales desarrolladas por grupos locales sobresalen seis ingenios azucareros (163.7 MW) y cuatro hidroeléctricas (45.6 MW). En cuanto a desarrollos geotérmicos, las firmas Ormat (israelí) completó el desarrollo geotérmico Zunil, y la firma ICA (mexicana) conjuntamente con el INDE, instalaron unidades a boca de pozo en Amatitlán.

iii) Honduras. A diciembre de 2000, el país reportaba 918.1 MW de capacidad instalada, de los cuales corresponden 500.7 MW (54.5%) a la empresa estatal ENEE, y 417.4 MW (45.5%) a productores privados (véase el cuadro 5). Destacan las tres empresas que suscribieron contratos tipo PPA con la ENEE, las cuales reportaban 341.1 MW instalados, equivalentes al 37.2% de la capacidad total del país.

Cuadro 5

HONDURAS: PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DURANTE EL AÑO 2000

	MW	%	GWh	%
Total	918.1	100.0	3 738.9	100.0
Públicas (ENEE)	500.7	54.5	2 262.0	60.5
Privadas	417.4	45.5	1 476.9	39.5
a) Contratos PPA	341.1	37.2	1 430.8	38.3
Elcosa	80.0	8.7	326.8	8.7
Emce I	86.6	9.4	276.5	7.4
Emce II	55.0	6.0	372.1	10.0
Lufussa I	39.5	4.3	34.0	0.9
Lufussa II	80.0	8.7	421.4	
b) Arrendamientos	67.5	7.4	43.2	1.2
Laeisz	22.5	2.5	9.6	0.3
Cemcol	0.0	0.0	0.0	0.0
Nacional de Ingenieros	45.0	4.9	33.6	0.9
c) Autoprodutores y cogeneradores	8.8	1.0	2.9	0.1
AYSA, EDA, otras	8.8	1.0	2.9	0.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 90.7 GWh de la producción de Elcosa fue dirigida al grupo industrial HECO. La producción de Lufussa reportada en una sola cifra, 34 GWh corresponden a la generación en punta.

La ENEE continúa como comprador único. Sólo se reporta un cliente mayorista, el cual es servido por ELCOSA, y quedó establecido en las cláusulas del primer contrato suscrito por ese productor. En cuanto a los productores privados, se observa en el país una mayor participación de inversionistas locales, y no se distingue la presencia de empresas transnacionales, como sucede en los demás países analizados en este informe.

iv) Nicaragua. A diciembre de 2000, el país reportaba 633.2 MW de capacidad instalada, de los cuales 342 MW (54%) corresponden a la empresa estatal ENEL (o su sucesora, la Entresa), y 291.2 MW (46%) a productores privados (véase el cuadro 6). Destacan tres empresas que ya tenían operaciones en otros países vecinos (Enron, Coastal y Ormat), la firma Amfels, y dos ingenios cogeneradores.

El MM quedó recientemente constituido, en el mes de septiembre de 2000, por lo cual las transacciones registradas en este mercado todavía no pueden considerarse representativas. Con excepción de Corinto (Enron), que reservó 20 MW para ofertar al mercado, los otros operadores privados tienen su generación comprometida con la ENEL (o su sucesora Entresa), por lo que no participaban como agentes del naciente MM.

Cuadro 6

NICARAGUA: PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DURANTE EL AÑO 2000

	MW	%	GWh	%
Total	633.2	100.0	2 095.5	100.0
Públicas (ENEL)	342.0	54.0	942.4	45.0
Privadas	291.2	46.0	1 153.2	55.0
a) Contratos PPA	261.6	41.3	1 119.7	53.4
Censa	63.0	9.9	138.5	6.6
Tipitapa Power (Coastal)	55.0	8.7	382.6	18.3
Corinto (Enron)	73.6	11.6	477.9	22.8
Ormat (Geo Momotombo)	70.0	11.1	120.8	5.8
b) Cogeneradores	29.6	4.7	33.4	1.6
Ingenio San Antonio (ISA)	19.6	3.1	27.2	1.3
Ingenio Timal (Agroinsa)	10.0	1.6	6.3	0.3

Fuente: Informes oficiales del INE y de la ENTRESA.

Nota: La capacidad efectiva se reduce considerablemente, sobre todo en la Geotérmica de Momotombo (14 MW) y en las turbinas de gas de la ENEE (Las Brisas de 66 a 50 MW). Los reportes corresponden a generación neta.

II. DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este capítulo presenta un análisis general de las características de los contratos de compraventa de energía eléctrica suscritos por las empresas públicas de electricidad de El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. En algunos casos, las cláusulas de confidencialidad de los contratos impidieron revelar su contenido.

A continuación se presenta primero un resumen de las características generales de los contratos y, posteriormente, se analizan los aspectos más relevantes y particulares de cada contratación, para cada país.

1. Características y condiciones generales de los contratos tipo PPA

a) Plazos

En su mayoría, los plazos son de 15 años, aun cuando hay algunos de 18 y 20 años. No obstante, en Nicaragua se han acordado hasta por 7 años.

b) Productos, servicios y obligaciones de compra mínima

En lo referente al producto o servicio entregado, todos los contratos son físicos, es decir, se estipula un pago por la entrega de los productos potencia y energía eléctrica en un lugar específico (subestación).

Todos los contratos tienen obligación del pago de la potencia contratada, el cual establece el compromiso, por parte del oferente, de poner a disposición del comprador la potencia referida, y del comprador, el de pagarla, haga o no uso de ella. Salvo en los casos de contratación de potencia de punta (turbinas de gas), las características y condiciones de la potencia y energía fueron establecidas en forma muy general. Por ejemplo, en algunos casos, basta una prueba anual de 24 horas para establecer el canon mensual de potencia que regirá durante todo el año, de forma que no existe responsabilidad para los productores, de garantizar un suministro de potencia firme, ni de los servicios complementarios asociados a la producción eléctrica, que deben ser suministrados por la parte compradora.

En cuanto a la energía, en la mayoría de los contratos térmicos se ha establecido la obligación para el comprador, de adquirir una cantidad mínima de energía –la cual puede definirse en forma anual, estacional o mensual–, que deberá pagarse, aun en los casos en los que no se requiera (cláusulas "*take or pay*"). En el caso de hidroeléctricas, en Guatemala existe el compromiso de comprar toda la energía (firme y secundaria) que estos proyectos puedan

producir, de acuerdo con las condiciones hidrológicas que se presenten y la disponibilidad real de las unidades.

c) Transmisión y servicios asociados

La obligación de los productores es entregar el producto en el nivel de voltaje determinado (subtransmisión o transmisión en 69, 115, 138 o 230 kV). En El Salvador, Honduras y Nicaragua, las inversiones por concepto de transmisión fueron mínimas, ya que se trató de proyectos termoeléctricos muy cercanos a las subestaciones de las empresas públicas. Por el contrario, en Guatemala, casi todos los proyectos requirieron del desarrollo de líneas de transmisión, en algunos casos por la ubicación predefinida de los proyectos (los ingenios cogeneradores, las hidroeléctricas y la geotérmica) y, en otros, por la carencia o insuficiencia de infraestructura de transporte existente. De esa forma, en Guatemala los contratos incluyeron la construcción de líneas de transmisión ¹⁶ o bien el compromiso, por parte de las empresas estatales, de construir dicha infraestructura.

d) Definición de cargos y precios de potencia y energía

Los procedimientos para el establecimiento de los cargos y la formulación de precios son muy similares; se desprenden de una formulación binómica, con los cargos por capacidad o potencia (cargos fijos) y los cargos por energía (cargos variables). El primer concepto está asociado a los cargos por potencia contratada (cargos por capacidad), y puede considerarse como el responsable de generar los flujos financieros a lo largo de la vida del proyecto (el plazo del PPA) que permitirán recuperar la inversión. Es decir, el cargo por capacidad tiene como objetivo principal recuperar el capital propio invertido, generar las utilidades sobre ese capital y pagar el principal y los intereses de la parte de la inversión financiada con deuda.

El segundo concepto está relacionado con los costos asociados a la energía producida a lo largo de la vida del proyecto, y por tanto será el responsable de generar un flujo financiero que haga posible solventar los gastos de operación y mantenimiento. De esa cuenta, la fórmula básica que define los flujos financieros al PPA puede reducirse a:

$$\begin{aligned} \text{Cargo Mensual} &= \text{Cargo por Capacidad} + \text{Cargos por Operación y Mantenimiento} \\ C_{ij} &= CC_{ij} + COM_{ij}; \end{aligned} \quad (1)$$

donde $i = i$ -ésimo año, generalmente entre 1 y 15, $j = j$ -ésimo mes, entre 1 y 12;

Bajo este esquema pueden catalogarse en Guatemala todos los contratos de la EEGSA y tres centrales del INDE (geotérmica Orzunil, termoeléctrica Electrocontrol e hidroeléctrica Bobos).

¹⁶ El generador privado construía líneas y ampliaciones de subestaciones, que pasaban a formar parte del sistema de transmisión. Las condiciones y el esquema de repago de esta infraestructura no formaban parte de los precios de potencia y energía contratados.

La fórmula anterior contiene el esquema básico de remuneración de los contratos PPA. A partir de ella, es posible identificar por lo menos tres variantes utilizadas en los países centroamericanos, las cuales se describen a continuación:

i) Desglose de cargos financieros y de administración, y de operación y mantenimiento. Los cargos por capacidad se desglosan en un componente relacionado con el repago de los préstamos del productor o desarrollador del proyecto (referido en dólares, para representar los cargos financieros fijos), y otro relacionado con los cargos de administración, operación y mantenimiento (CAFOMA, referido en moneda externa, en algunos casos considera una porción en moneda local). Los cargos por energía producida se desglosan en los componentes de operación y mantenimiento (O&M, referido en moneda local y moneda externa), y por combustibles (en moneda externa y referenciado a los precios internacionales). Una mayor desagregación facilita la indexación y ajuste de las fórmulas, de una manera más aproximada o justa, de acuerdo con la inflación (local y externa), el deslizamiento de la moneda y la variación de los precios de los combustibles. El esquema de esta formulación se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Cargo Mensual} &= \text{Cargo por Capacidad (cargos financieros fijos y cargos de operación, administración y} \\ &\text{mantenimiento)} + \text{Cargos por Energía (cargos de operación, administración y mantenimiento, y por combustibles);} \\ C_{ij} &= CCcf_{ij} + CCcafoma_{ij} + COMme_{ij} + COMml_{ij} + Comb_{ij}; \end{aligned} \quad (2)$$

donde cf: cargos financieros; cafoma: cargos financieros de operación, administración y mantenimiento;
Comb: combustibles; ml: moneda local; me: moneda externa; i = i-ésimo año, j = j-ésimo mes)

Bajo este esquema (fórmula 2) pueden identificarse las contrataciones de Elcosa, Lufussa y Emce, en Honduras, y Amfels, en Nicaragua.

ii) Cargos asociados sólo a energía. En la mayoría de las centrales hidroeléctricas (todas a filo de agua) contratadas por el INDE, se utilizó una simplificación de la fórmula 1. En estos contratos, la fórmula se reduce a un solo término, definido en dólares/kWh, el cual fija el precio asociado a la producción mensual de cada central. Dicho término genera todos los ingresos que permitirán al inversionista saldar sus compromisos, ya detallados para el primer grupo de contratos. Conviene hacer notar que, con esta definición, los inversionistas asumen el riesgo derivado de condiciones hidrológicas desfavorables (sequías), riesgo que sería compensado durante los períodos normales y lluviosos. La fórmula queda reducida a:

$$\begin{aligned} \text{Cargo Mensual} &= \text{Cargos por Operación y Mantenimiento} \\ C_{ij} &= COM_{ij}; \end{aligned} \quad (3)$$

donde i = i-ésimo año, generalmente entre 1 y 15, j = j-ésimo mes, entre 1 y 12;

iii) Ajustes por la potencia efectiva. En los contratos de Tipitapa Power y la Empresa Energética de Corinto, suscritos por la ENEL, en Nicaragua, se han introducido factores para penalizar la baja disponibilidad de las unidades y capacidad efectiva. Con esas penalizaciones se logra que el pago por capacidad refleje de mejor forma la remuneración por la capacidad despachada y disponible durante cada mes. La formulación se discute adelante, al analizar los casos de Nicaragua.

e) Escalamientos y ajustes por inflación y por deslizamiento de la moneda

Las fórmulas anteriores están definidas en dólares estadounidenses, y prevén la posibilidad de efectuar los pagos en moneda local, para lo cual, en la mayoría de los casos, las tasas cambiarias son las que publican los bancos centrales. Solamente en uno de los casos revisados, la referencia cambiaria quedó definida de acuerdo con las operaciones de compra y venta de divisas de bancos privados específicos.

En cuanto a escalamientos y ajustes, las fórmulas de precios están referenciadas a la inflación (local y externa) y a los precios internacionales de los combustibles. Además, las fórmulas son ajustadas de acuerdo con el cumplimiento de la capacidad contratada o garantizada.

Casi todos los contratos de Guatemala se apartan de este esquema, y siguieron el siguiente criterio: los cargos por potencia se escalan anualmente a tasas del 3% y del 2.5%, para los contratos cuyos precios están definidos por la fórmula (1); esas tasas aplican para los cargos de operación y mantenimiento de las hidroeléctricas, regidas por la fórmula (2), y en la mayoría de las termoeléctricas los cargos de operación y mantenimiento son escalados en forma conglobada, de acuerdo con la variación de los precios de combustibles.

f) Leyes aplicables

Todos los contratos analizados son regidos e interpretados de acuerdo con las leyes vigentes en los países; sin embargo, en cuanto a controversias, en casi todos los casos han quedado establecidos procedimientos para dirimirlos, que incluyen la participación de tribunales arbitrales, sujetos a las leyes de los países, o bien de acuerdo con procedimientos e instancias internacionales establecidos dentro de los mismos contratos.

g) Garantías y definición de eventos de riesgo

Los contratos definen las garantías y las fianzas que amparan a las partes durante las etapas de construcción y operación de las centrales. Solamente en Honduras, el gobierno es garante de las obligaciones contraídas por la ENEE, razón por la cual el Congreso Nacional debió ratificar los contratos. En los otros países no existe esa garantía soberana, por lo cual los contratos han previsto garantías financieras de diversos tipos, para incluir, en algunos casos, como primera opción, utilizar la facturación de las ventas de la empresa para el pago de los compromisos contractuales.

En cuanto a los eventos de riesgo, y aquéllos considerados de riesgo mayor, todos los contratos contienen amplias definiciones que cubren básicamente a la parte productora. De igual forma, incluyen cláusulas de convertibilidad, que denominan en dólares estadounidenses los diferentes cargos del contrato, pero pagados en moneda local, de acuerdo con el tipo de cambio vigente en la fecha en que se efectúe la operación.

2. Contrato PPA efectuado en El Salvador

El único contrato en El Salvador corresponde al suscrito por la CEL con el consorcio Nejapa Power. El contrato contiene cláusulas que comprometen a las partes a mantener sus términos en estricta confidencialidad, por lo cual no fue posible contar con el instrumento referido. De información extraída de publicaciones de prensa o boletines informativos publicados por las partes, se pudo obtener lo siguiente:

a) La capacidad total contratada es de 130 MW, que corresponden a una contratación inicial de 80 MW y una ampliación por 50 MW adicionales. La capacidad total instalada es de 144.5 MW, compuesta por 27 grupos electrógenos de 5.35 MW,¹⁷ que consumen búnker de bajo contenido de azufre.

b) El plazo de la contratación es de 20 años, por lo cual la primera porción del contrato (80 MW) vencería a mediados del 2015, y la segunda (50 MW) un año después.

c) En cuanto a restricciones de compra mínima, en las estadísticas de producción anual se observa que, a partir del año de 1997 (cuando ya estaba en operación todas las unidades de la central), ha venido operando con un factor de planta anual ligeramente superior a 73% (véase el cuadro 7), lo que podría llevar a plantear la existencia de un compromiso de compra anual de energía de alrededor de 925 GWh.

Cuadro 7

EL SALVADOR: PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE NEJAPA POWER

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Promedio 1997-2000
Energía Producida (GWh)	199.7	654.4	925.4	932.6	808.3	891.3	920.7
Capacidad Instalada (MW)	91.0	144.5	144.5	144.5	144.5	144.5	144.5
FPA: factor de planta anual (%)	50.1	51.7	73.1	73.7	63.9	70.4	72.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

d) En cuanto a la operación mensual, en los despachos registrados en el período referido, es posible encontrar factores de planta mensuales menores y mayores (entre el 53% y 84%), lo cual induce a pensar en la existencia de cláusulas que permitan cierta despachabilidad de las centrales, de acuerdo con la disponibilidad de la generaciones hidroeléctrica y geotérmica. Lo anterior, sobre el supuesto de que la CEL ha reducido o eliminado las penalizaciones tipo "take or pay".

e) La inversión en la primera fase del proyecto fue del orden de 100 millones de dólares, de los cuales el 73% correspondió a los grupos electrógenos. El suministro del

¹⁷ Motores Wärtsila 18V32.

combustible es por cuenta de Coastal, firma que incluso ha incursionado el mercado mayorista local de hidrocarburos.

3. Contratos PPA efectuados en Guatemala

Los plazos, capacidades contratada e instalada, y fechas de contratación e inicio de operación de cada contrato PPA, se muestran en el cuadro 8.

A la fecha están vigentes 20 contratos, 11 de ellos corresponden a la EEGSA, y nueve al INDE. De estos últimos, aún no han entrado en operación tres hidroeléctricas (Renace, Matanzas y Turingia), que se espera ingresen durante el año 2001. De esa forma, los 11 PPA de la EEGSA representan un compromiso de compra de capacidad por 645 MW, en tanto que los nueve del INDE representaban 67 MW, valor que ascendería a 138 MW en el transcurso del 2001. Todos los contratos son del tipo BOO (construir, poseer, operar), en su mayoría con plazos de 15 años, sin ningún compromiso entre las partes después de vencido el plazo. Asimismo, en todos los contratos los compradores se comprometieron a realizar por su cuenta las instalaciones de transmisión para conectar la subestaciones de los generadores con el Sistema Nacional Interconectado. A continuación se analizan los principales términos de los contratos de la EEGSA y del INDE.

a) Contratos suscritos por la EEGSA

En el cuadro 9 se muestra un resumen de los contratos de la EEGSA. Además de las características referidas en ese cuadro, se hacen las siguientes ampliaciones y comentarios:

i) En todos los contratos quedó establecido que el impuesto al valor agregado (IVA) y cualquier nuevo impuesto que afecte a la generación de electricidad serían cubiertos por la parte compradora. Lo anterior incluye los combustibles destinados a la producción eléctrica, los cuales ya habían sido desgravados con anterioridad.

ii) En varios casos se incluyó una cláusula sobre riesgo ambiental, la cual obliga a la EEGSA a continuar pagando los cargos por capacidad, en caso de que las autoridades ambientales obligaran al vendedor a parar algunas máquinas por exceso de emisiones.

iii) Todos los contratos están indexados a los precios internacionales de los combustibles, y referenciados —en el caso de los derivados del petróleo— a los precios de la Costa del Golfo. Solamente en el caso de Tampa, y parcialmente en el caso de la carboeléctrica San José, las fórmulas de precios muestran una desagregación de los costos variables de operación (esquema de la fórmula 2). En los otros contratos, todos los cargos variables de operación están indexados a los precios internacionales de los derivados del petróleo.

iv) Sólo en el caso de Enron, la EEGSA constituyó un “depósito a la vista”, en dólares y con un banco del exterior, como mecanismo de garantía. Este depósito representa un cargo adicional, generalmente no contabilizado dentro de los costos de este PPA. El reembolso de este depósito se haría a partir del séptimo año de operación de la central (el año 2000).

Cuadro 8

GUATEMALA: RESUMEN DE PPA REALIZADOS EN EL PERÍODO 1992-1997

		Capacidad (MW)			Fechas				
		Instalada	Contratada		Inicio operación 4/	Plazo Años	Periodo de vigencia		
			1/	2/				3/	
a) <u>Contratados por EEGSA</u>	5/		<u>645</u>						
1	Puerto Quetzal	Enron	110.0	100	13/01/92	1/12/92	15	1993-2007	
2	Alborada	Tampa	80.0	78	24/01/95	14/05/95	15	1995-2010	
3	San José	Tampa-Coastal	120.0	120	28/04/94	Dic-99			
4	IMSA	Sidegua	44.0	38		23/01/96	5	01-96/2001	
5	GGG, fase I	Constellation	104.0	80	1997	Ene-98	3	1998-2000	
	fase II		150.0	150	1997	Ene-01	15	2001-2015	
6	Ingenio Concepción		25.0	25	20	1994	28/04/94	15	1995-2010
7	Ingenio La Unión		30.0	30	21	1994	28/04/94	15	1995-2010
8	Ingenio Madre Tierra		20.0	20	15	1994	28/04/94	15	1995-2010
9	Ingenio Magdalena		14.0	14	11	1994	28/04/94	15	1995-2010
10	Pantaleón S.A.		35.0	35	25	28/04/94	28/04/94	15	1995-2010
11	Santa Ana		35.0	35	25	1994	28/04/94	15	1995-2010
b) <u>Contratados por INDE</u>	5/		<u>138</u>						
1	Hidro Secacao (Trece Aguas)		15.5	13.5		28/01/94	1999	15	1999-2014
2	Río Bobos	Fabrigas	10.0	10		26/01/94	1/07/95	15	1995-2010
3	Geo Orzunil	Ormat	24.0	24		15/12/93	1999	25	1999-2024
4	Hidro Pasabien		12.0	10		20/01/94	2000	15	2000-2014
5	Hidro Poza Verde	Papeles Elab.	8.1	1.4			2000	15	2000-2014
6	Electrocontrol	Intecsa	8	8		12/11/93	14/07/97	15	1998-2012
7	Hidro Renace			60			2001	15	2001-2016
8	Hidro Matanzas	Tecnoguat		10		28/01/94	2001	15	2001-2016
9	Hidro Turingia	Selmeca		1.2		29/01/94	2001	15	2001-2016
c) <u>Contratos rescindidos</u>	6/		<u>111</u>						
1	Wartsila		44			18/12/92			
2	Hidro Mopán		12			1993			
3	Río Hondo	EDC	30			1993			
4	Hidro Samalá	IMDC/IEC	25			1993			

Fuente: Datos oficiales

- Notas: 1) En la mayoría de los contratos de la EEGSA, la capacidad contratada se definió con un rango de $\pm 10\%$.
2) En el caso de los ingenios se definió también una capacidad reducida en periodos fuera de zafra.
3) Indica la fecha del contrato inicial. Muchas veces los contratos tuvieron modificaciones y ampliaciones.
4) Fechas precisas indican el inicio de la operación comercial.
5) No incluidos los contratos: Capulín (4 MW, EEGSA-Fabrigas) y Calderas (5 MW, INDE - CFE/ICA).
6) Todos suscritos por el INDE. A excepción de Wartsila, los demás fueron rescindidos por incumplimiento de la contraparte.

Cuadro 9

GUATEMALA: CONTRATOS PPA SUSCRITOS POR LA EEGSA

	Enron	Tampa	Ingenios	Carboeléctrica San José	Sidegua	(GGG)												
Suscriptor	Texas-Ohio Power Inc., la cual cedió sus derechos a PQPC, subsidiaria de Nerón.	Tampa Centroamericana de Electricidad.	Seis contratos con igual número de ingenios.	Compañía Eléctrica Centroamérica SA (de las estadounidenses Tampa y Coastal).	Siderúrgica de Guatemala (Sidegua).	Guatemala <i>Generating Group</i> (subsidiaria de la estadounidense <i>Constellation</i>).												
Capacidad contratada y compra mínima	100 MW \pm 10%.. Compromiso de comprar como mínimo la producción equivalente a un factor de planta de 50%.	78 MW, valor ajustado a las condiciones geográficas del lugar (La Alborada). 75 MW mínimo, disponibilidad 95%. Rendimiento térmico garantizado de 9 950 Btu/kWh (aprox. 34.3%). (2 turbinas aeroderivativas, 2x39 MW).	Total: 159 MW en zafra y 141 fuera de zafra (véase el cuadro 11). Producción mínima equivalente a un factor de planta de 50%. En el periodo de zafra la EEGSA deberá adquirir toda la producción de los ingenios.	Hasta 120 MW. Obligación de comprar la energía asociada a un FPA de 65%, en caso contrario se reduce el factor de capacidad en un porcentaje equivalente a la disponibilidad real registrada y, en función de ello, la obligación de compra mínima de energía.	38.2 MW, sin compromiso de compra mínima de energía.	a) 80 MW en la fase I (1998-2000), b) 150 MW en la fase II (2001-2015).												
Cargos	a) 17 dls/kW-mes en 1993, ajuste anual del 3.02%, hasta el 2006, quedando invariable, a partir del 2007, en 22.78 dls/kW-mes. b) 0.035 dls/kWh, indexado al precio del búnker de bajo contenido de azufre, 1% max. (referencia: 13.30 dls/barril)	a) 13.04 dls/kW - mes en 1996, 3% de ajuste anual. b) Cargos fijos O/M: 216 667 dólares/mes. c) Administración de combustibles por 6 380 dólares/mes, y d) precio de la energía de 0.00167 dólares/kWh. Cargos b, c y d indexados al IPC de los EEUU (base 149.7). Combustóleo destilado No. 2 (diesel) adquirido por EEGSA.	a) Por capacidad: 18.69 y 13.10 dls/kW-mes (en zafra y fuera de zafra), 3% de ajuste anual durante 1994-2006. b) Por energía: 0.040 y 0.034 dls/kWh (en zafra y no zafra) indexados a las variaciones del búnker de bajo contenido de azufre, (referencia: 16.22 dls/barril, New York cargo, 1% max.).	a) Por capacidad: 18.55 dls/kW-mes, escalamiento 3% en 1999-2006, y 22.81 dls/kW-mes a partir del 2007; b) Por energía: 0.04 dls/kWh para la franja FPA < 65% ; 0,025 dls/kWh, para la FPA > 65%, y premio de 0.005 dls/kWh para la franja 60%<FPA<80%. Indexación al precio internacional del carbón (1.66 dólares/MMBtu de referencia).	a) Por capacidad: 17.3 dls/kW-mes, sin factor de escalamiento. b) Energía: 0.038 dls/kWh, indexado al búnker C de bajo contenido de azufre (referencia: 14.20 dls/barril).	a) Por capacidad: 5 y 17.25 dls/Kw-mes para las fases I y II, respectivamente. b) Cargos asociados y no asociados a combustible, en dls/kWh: <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td></td> <td>Fase I</td> <td>Fase II</td> </tr> <tr> <td>combustible</td> <td>0.050</td> <td>0.018</td> </tr> <tr> <td>no comb.</td> <td>0.015</td> <td>0.005</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>0.065</td> <td>0.023</td> </tr> </table> Precios de referencia: 15.07 dls/barril para el búnker de 3% de contenido de azufre y 25.05 dls/barril para el diesel.		Fase I	Fase II	combustible	0.050	0.018	no comb.	0.015	0.005	Total	0.065	0.023
	Fase I	Fase II																
combustible	0.050	0.018																
no comb.	0.015	0.005																
Total	0.065	0.023																
Penalizaciones	En caso de no poder suministrar el 75% de la capacidad contratada.	Opción a rescindir contrato si disponibilidad es menor al 60% durante seis meses consecutivos.	10 000 dólares/MW en caso de potencia firme menor del 80%. No se especifican penalizaciones por no adquirir la totalidad de la energía.	a) Por bajo FPA, 0.01 dólares/kWh por cada kWh con 40% <FPA<60%. b) En caso de disponibilidad menor al 85%.	n.d.	n.d.												

Cuadro 9 (Conclusión)

	Enron	Tampa	Ingenios	Carboeléctrica San José	Sidegua	(GGG)
Garantías de las partes (vendedor y comprador)	a) Construcción: fianza de cumplimiento de 51 millones de dólares b) Operación, fianza fija de 7.2 millones de dólares (dos meses de facturación) y depósito a la vista de 7.2 millones de dólares, reembolsado a partir del séptimo año de operación.	a) Construcción, fianza de cumplimiento de 0.5 millones de dólares. b) Operación, fianza por dos mensualidades de cargos fijos (2.4 millones de dólares para el 2001).	a) Construcción: ninguna, en caso de incumplimiento definitivo por más de 20% de la capacidad, penalización de 10 000 dólares/MW. b) Operación: carta de crédito por dos mensualidades de facturación.	a) Construcción: fianza de cumplimiento de la productora a favor de la EEGSA. b) Operación comercial, Contrato de Cuenta Maestra, regula y cede derechos sobre las cuentas por cobrar de la compradora.	n.d.	n.d.
Franquicias y exenciones	Los impuestos o tributos por la importación de maquinaria y equipo, durante la construcción y operación, son por cuenta de la EEGSA.	No hay. En caso de nuevos impuestos o incrementos, la productora trasladará las diferencias a la EEGSA.	Importación de maquinaria y equipo, durante la construcción y operación (Decreto Ley 20-86 de fomento de fuentes renovables de energía).	Sólo el IVA y aranceles de los combustibles.	n.d.	n.d.
Arbitraje	Arbitraje privado de equidad en la ciudad de Guatemala, de acuerdo con el Reglamento del Centro Privado de Dictamen, Conciliación y Arbitraje.	Agotadas las instancias locales, se integraría al Tribunal Arbitral un tercer árbitro designado por la Cámara de Comercio Internacional.	Arbitraje privado de equidad en la ciudad de Guatemala.	Agotadas las instancias locales, se integraría al Tribunal Arbitral un tercer árbitro designado por la Cámara de Comercio Internacional.	n.d.	n.d.
Otros	Pruebas anuales de 24 horas de duración, que verifican la potencia disponible que regirá en la determinación de los cargos por capacidad.	EEGSA debe mantener su nivel de endeudamiento por debajo del 70%, reportar resultados de operación, y garantizar el destino de los primeros ingresos al pago de cargos por capacidad. Conexión al sistema en 230 kV.	Dos pruebas anuales de potencia firme (zafra y fuera de zafra) de 5 días de duración.	Prueba anual de potencia firme, de 5 días de duración. Compromiso de efectuar como máximo un mantenimiento de 720 horas, el cual debe programarse en los meses de lluvias (junio a noviembre).	La operación de esta central estaría determinada por la demanda de la industria siderúrgica referida. El contrato incluye opción de pagar peajes y vender a terceros.	No hay compra mínima de energía. La central es despachada de acuerdo con sus costos variables declarados y las reglas del mercado mayorista. Potencia facturada en base horaria y de acuerdo con la capacidad disponible en el despacho y certificada por el sistema de medición y terminales remotas.

Nota. FPA: factor de planta anual.

v) Para Tampa, en el caso de rescisión del contrato, se contempló la opción de venta de la planta a la EEGSA. Si la compra ocurriera antes de junio de 2002 (siete y medio años después de la firma del contrato), se deberá reconocer toda la inversión, descontada a una tasa de depreciación de 2% anual, equivalente a una supuesta vida de la planta de 50 años, más una ganancia de 25%. Si la compra ocurre después de junio de 2002, se pagaría el precio justo de mercado, resultante de una evaluación por parte de una firma especializada independiente, más una ganancia igual a 25% del precio justo de mercado. Queda la opción para la productora de escoger a la firma que efectúe el avalúo. El contrato tiene una cláusula de "ajuste por modificaciones en la legislación", en la cual contempla los ajustes en los precios, y cargos en caso de tener que incurrir en mejoras en la central derivadas de modificaciones en las leyes.

vi) En los ingenios, el insumo primario es el bagazo de caña; sin embargo, fuera de la zafra, los ingenios continúan trabajando con combustóleo (búnker) comprado por el ingenio. Los precios de la energía, independientes del combustible primario, han quedado indexados a las variaciones internacionales del búnker.

vii) En el contrato con la carboeléctrica San José, el vínculo contractual entre la Compañía Eléctrica de Centroamérica, S.A. (Carboeléctrica San José) y la EEGSA está compuesto esencialmente por tres instrumentos legales que rigen la relación entre las partes: el contrato de compra de energía (PPA) o contrato principal; el contrato de financiamiento de las obras de interconexión, y el contrato de la Cuenta Maestra. Durante la operación comercial, el Contrato de Cuenta Maestra regula la disposición de fondos y la cesión de derechos sobre las cuentas por cobrar de la compradora. Es decir, la EEGSA deposita en una Cuenta Maestra todos los fondos provenientes de la cancelación de sus cuentas por cobrar, y existe un acuerdo irrevocable, con instrucciones al banco relevante, para que la productora tenga la primera opción para cubrir el monto de sus facturas. Dicho derecho de cobro sólo es compartido con el fideicomiso suscrito por la EEGSA con Tampa.

viii) En el caso de SIDEGUA, la operación de esta central estaría determinada por la demanda de la industria siderúrgica referida. En las condiciones iniciales no estaba aprobado el nuevo marco de la industria eléctrica, por lo que se justificaba la intermediación de la EEGSA. En las condiciones actuales, dado que ya fueron aprobadas las normativas del mercado mayorista, el productor y el gran usuario tendrían toda la libertad para negociar las condiciones del suministro, limitándose la EEGSA a prestar el servicio de transporte.

ix) El contrato de GGG se firmó en el marco de la privatización de la central termoeléctrica La Laguna, como resultado de una licitación pública internacional. El contrato incluye la rehabilitación de las unidades existentes en dicho sitio, así como de una turbina de gas a ciclo combinado. Además, incrementaría la oferta instalando nuevas unidades, no necesariamente en dicho sitio. Esta central es despachada de acuerdo con las reglas del MM, y según los costos variables declarados.

b) Contratos suscritos por el INDE

En el caso del INDE, las contrataciones corresponden en su mayoría a centrales hidroeléctricas, además de un contrato con una geotérmica y uno con una pequeña termoeléctrica.

En el cuadro 10 se muestra un resumen de estos contratos. Además de las características referidas en ese cuadro, se agregan los siguientes comentarios:

i) Tanto en el caso de la geotérmica como en los de varias hidroeléctricas, el INDE había realizado cuantiosas erogaciones de preinversión (estudios de factibilidad, ingeniería básica, estudios geológicos y, en el caso de la geotérmica, también perforaciones geológicas e instalación de infraestructura para aprovechamiento de vapor), situación que reducía sustancialmente los niveles de riesgo en los proyectos.

ii) De los contratos suscritos y vigentes, únicamente en tres (la geotérmica, la hidroeléctrica Bobos y la termoeléctrica Intecsa) se reconocen los cargos por capacidad. Con excepción de la geotérmica, todos con un plazo de 15 años, y bajo la modalidad BOO. Solamente en los casos de Bobos e Intecsa se cumplieron fielmente los plazos de construcción e inicio de operación; los demás proyectos sufrieron significativos retrasos.

iii) Con excepción de geotérmica Zunil, la escalación anual de los costos de la energía (y de la potencia en los 3 casos ya mencionados) es del 2.5% (véase el cuadro 11). Se estima que precio monómico de la energía para los proyectos hidroeléctricos es en el orden de 0.064 y 0.086 dólares/kWh. Debe mencionarse que para la geotérmica no se consideran los costos de inversión y mantenimiento del campo geotérmico, los cuales son por cuenta del INDE.

iv) El INDE queda a cargo de la operación del campo geotérmico. Lo anterior introduce un alto riesgo para dicha empresa estatal, dada la modalidad "*take or pay*" del contrato.

v) Los contratos con las hidroeléctricas incluyen cláusulas de prohibición de generación con plantas térmicas para suplir déficit. Este tema debería ser discutido, especialmente en el caso de que los operadores entren al MM.

vi) En cuanto a excepciones, todos los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos pueden importar maquinaria y equipo libre de gravámenes, tanto durante la construcción, como durante la fase de operación (Decreto Ley 20-86 de fomento de fuentes renovables de energía). El impuesto al valor agregado (IVA) quedó a cargo del INDE, así como los pagos de nuevos impuestos que pudieran surgir luego de la firma de los contratos.

vii) De igual forma, todos los contratos suscritos por el INDE tienen incluida una cláusula referente a la "no dedicación al uso público de las instalaciones de los productores", la cual establece que la actividad de los generadores bajo contrato PPA con el INDE no puede catalogarse dentro de los servicios públicos.

Cuadro 10

GUATEMALA: CONTRATOS PPA SUSCRITOS POR EL INDE

	Hidro Bobos	Geotérmica Zunil	Hidroeléctricas	Intecsa
Suscriptor	FABRIGAS, S.A.	Orzunil, S.A. (filial de la empresa israelita Ormat).	Seis contratos suscritos con igual número de firmas (véase el cuadro 11).	Intecsa y Electrocontrol
Capacidad contratada y compra mínima	10 MW. Compromiso <i>take or pay</i> para la producción, estimada en 48 GWh/año en condiciones hidrológicas promedio.	24 MW. Compromiso <i>take or pay</i> para producción equivalente a factor de planta anual de 90% (189.2 GWh).	Total: 96MW (véase el cuadro 11).	La potencia disponible para venta es de 8 MW, de ellos hasta 3 MW referenciados a búnker y 5.5 MW a diesel. No hay compra mínima obligada.
Cargos	a) Por capacidad: 16.50 dls/kW-mes en 1995, escalamientos anuales de 2.5%. b) Por energía: véase el cuadro 11.	a) Por capacidad: 28.63 dls/kW-mes en el 2000, factor de escalamiento anual del 3%, hasta el año 2006. b) Por energía: véase el cuadro 11.	Solamente tienen cargos por energía, ver detalles en cuadro 11.	En año 2000 a) Por capacidad: 17.25 dls/kW-mes. b) Por combustibles: 0.0582 y 0.0333 dls/kWh para producción con diesel y búnker, respectivamente, indexados a los precios internacionales. c) Operación y mantenimiento: 0.018 dls/kWh. a) y c) indexados al 3%.
Penalizaciones	0.01 dólares/kWh por la energía no entregada.	Al productor: 0.01 dólares/kWh por la energía no entregada, siempre que no se trate de motivos de fuerza mayor o mantenimiento programado.	0.01 dólares/kWh por la energía no entregada, siempre que no se trate de motivos de fuerza mayor o mantenimiento programado. En caso de postergación en la entrada del proyecto: 0.01 dls/kWh para los primeros 6 meses y 0.06dls/kWh a partir del séptimo mes.	Existe obligación del productor de garantizar una producción de hasta un factor de planta del 80%.
Garantías de las partes (vendedor y comprador)	El productor debe constituir una fianza por 0.85 millones de dólares. El comprador debe constituir un Fondo de Garantía por la misma cifra referida o una fianza financiera equivalente.	a) Construcción: Opción de depósito de garantía en el Banco de Guatemala o una fianza de cumplimiento, por un monto de 1 millón de dls. b) Operación: Fianza o un Fondo de Garantía (en el Banco Central), por 3 millones de dls, para garantizar pagos, y Fondo para garantizar el mantenimiento del campo geotérmico, de hasta 2.5 millones de dólares.	a) Construcción: fianza de cumplimiento, de diferentes valores (3 millones de dls en el caso de Renace, 0.6 en caso de Matanzas). b) Operación: fianzas de cumplimiento para garantizar pago de energía, del INDE al productor, del mismo monto que las anteriores.	n.d.
Franquicias y exenciones	Importación de maquinaria y equipo, durante la construcción y operación. IVA por parte del INDE.	No hay. En caso de nuevos impuestos o incrementos, la productora trasladará las diferencias a la EEGSA.	Importación de maquinaria y equipo, durante la construcción y operación.	Sólo aranceles de los combustibles. El productor paga el IVA.
Arbitraje	Arbitraje de equidad de acuerdo con el Código Civil y Mercantil.	Procedimientos de resolución de conflictos por la vía administrativa están definidos en el contrato. Agotadas esas instancias, se somete al fuero común (tribunales de lo contencioso-administrativo).	Fuero común (Tribunal de lo contencioso administrativo).	n.d.
Otros	Prueba mensual de cuatro horas para establecer la potencia en cada facturación mensual.	Al término de la contratación, el vendedor podrá desmantelar la central o bien venderla a un tercero, otorgando al INDE la preferencia para adquirirla. Dos pruebas de capacidad al año, en meses de enero y julio.	El INDE tiene primera opción de compra de excedentes de potencia y energía.	Prueba de potencia firme, no se conocen las características. Esta planta se encuentra localizada en El Petén, en un sistema aislado.

Cuadro 11

GUATEMALA: CARGOS VARIABLES DE HIDROELÉCTRICAS Y GEOTÉRMICAS

	Cargos dólares/kWh			Tasa de Ajuste (%)	Monómico 2001 dólares/kwh	
	Inicial, en año	2000	2001			
Secacao	0.0620	1999	0.0638	0.0654	2.5	0.0654
Río Bobos	0.0290	1995	0.0328	0.0336	2.5	0.0860
Geo Orzunil	0.0114	1995	0.0132	0.0136	3.0	0.0625
Pasabién	0.0550	1998	0.0550	0.0564	2.5	0.0564
Poza Verde	0.0620	1999	0.0636	0.0651	2.5	0.0651
Renace	0.0620	1999	0.0636	0.0651	2.5	0.0636
Matanzas	0.0590	1997	0.0622	0.0638	2.5	0.0638
Turingia	0.0550	1997	0.0550	0.0564	2.5	0.0564
Precio Ponderado Promedio						0.0645

Nota: Precio monómico para el 2001 calculado sobre la base de un factor de planta del 50% para las hidroeléctricas y de 85% para la geotérmica.

4. Contratos PPA efectuados en Honduras

Los plazos, capacidades contratada e instalada, y fechas de contratación e inicio de operación de cada contrato PPA, se muestran en el cuadro 12. Un resumen de las principales características de dichos contratos se presenta en el cuadro 13. A la fecha existen varios contratos con tres agentes (Elcosa, Lufussa y Emce), que representan una capacidad contratada de 295.5 MW. Además de las características referidas en los cuadros 12 y 13, se agregan los siguientes comentarios:

- a) Los plazos están previstos en un rango de entre 10 y 20 años. Con excepción del primer contrato (Elcosa), todos los demás fueron otorgados como resultado de licitaciones.
- b) No existe compromiso de adquirir determinada producción de la central. La ENEE no garantiza la compra de energía, pero sí el pago de la potencia disponible. De esa forma, puede decirse que existe mayor libertad para el despacho, de acuerdo con las consignas de la ENEE.
- c) Con excepción del contrato con Elcosa, los demás son bastante parecidos. Algunos puntos que deben remarcarse del PPA de Elcosa, son:
 - i) Se trata de una contratación directa, tendiente a solucionar problemas de desabasto eléctrico, en su momento. Elcosa propuso a la ENEE la construcción, operación y mantenimiento de una central eléctrica, para vender energía a varias entidades industriales titulares de acciones de la Compañía Eléctrica de Honduras (HECO), con una capacidad excedente de 54 MW para ser vendida a la ENEE. El Proyecto comenzó a operar con una capacidad excedente de 24 MW, a partir del mes de abril de 1994.

Cuadro 12

HONDURAS: RESUMEN DE PPA REALIZADOS A LA FECHA

	Capacidad (MW)			Fechas			
	Instalada	Contratada		Inicio operación 4/	Años	Período de vigencia	
		1/	2/				3/
a) <u>Vigentes</u>	<u>341.6</u>	<u>295.5</u>					
1 Elcosa	80.0	54	13/12/93	04/94	16	1993-2010	
2 Emce I	86.6	82	31/09/94	02/95	10	1995-2005	
3 Lufussa I	40.0	39.5	18/05/95	12/95	15	1995-2010	
4 Emce II	1/	55.0	50	05/99	20	1999-2019	
5 Lufussa II	2/	80.0	70	1998	05/99	20	1999-2019
b) <u>Rescindidos</u>	6/	<u>75</u>					
1 AIPDC		75	7/10/94				

Fuente: datos oficiales.

Notas. No se incluyen contratos con hidroeléctricas, y en ninguno de ellos se ha iniciado la construcción.

1) Corresponde a dos contratos, con capacidades de 40 y 10 MW.

2) Corresponde a dos contratos, con capacidades de 60 y 10 MW.

ii) La estructura del contrato es muy compleja. Contempla un período de emergencia de alrededor de 15 meses, y un período permanente de quince 15 años.

iii) Asociado a los períodos de operación referidos, se especifican dos regímenes de precios. El primero, denominado "de emergencia" y vigente durante los primeros 15 meses de operación, con precios sustancialmente más altos (35%).

iv) Se hace referencia a una energía objetivo (19 GWh/mes, equivalente a un factor de planta del 50%), la cual debe ser garantizada por el productor, y facturada a un precio menor.

v) La ENEE tiene el compromiso de proveer los servicios de transmisión de energía para el grupo industrial Heco. Quizás considerando esa carga, el productor se comprometió a entregar una energía objetivo relativamente baja, a fin de garantizar el servicio para la carga industrial referida.

d) En el primer contrato de Emce (tipo ROM), debe remarcar que: existe un régimen especial de precios durante los primeros 12 meses; la planta queda sujeta a un programa de despacho más estricto, con el compromiso, bajo penalización por incumplimiento, de disponibilidad de las unidades (planta Sulzer, 30 MW y 85% de disponibilidad; Alshtom, 28 MW y 75%, y Fuji, 30 MW y 70%).

Cuadro 13

HONDURAS: CONTRATOS PPA SUSCRITOS POR LA ENEE

	Elcosa	Emce I	Emce II	Lufussa I	Lufussa II
Suscriptor	Electricidad de Cortés, SA de CV	Empresa de Mantenimiento, Construcción y Electricidad SA de CV	Empresa de Mantenimiento, Construcción y Electricidad SA de CV	Luz y Fuerza de San Lorenzo SA de CV (Lufussa)	Luz y Fuerza de San Lorenzo SA de CV (Lufussa)
Fechas y plazos	a) Suscrito el 13/12/1993 y aprobado por el Congreso en 16/12/1993. b) Período emergencia: abril/94 a junio/95. c) Período permanente: 15 años, a partir de julio/95 (vence en junio/2010).	a) Suscrito el 30/09/1994 y aprobado por el Congreso en 03/12/1994. b) Rehabilitación en 52 semanas, 82 MW y disponibilidad promedio del 77%. c) Plazo de 10 años, que vence a fines de 2005.	a) Corresponde a dos contratos, por 50 y 10 MW, bajo los mismos términos. b) Plazo de 20 años, de 05/1999 a 04/2019.	a) Suscrito el 30/09/1994, aprobado por el Congreso y publicado en La Gaceta el 18/05/1995. b) Plazo de 15 años; el proyecto entró a operar en 12/ 1995, y vence en 11/2010.	a) Corresponde a dos contratos, por 60 y 10 MW, bajo los mismos términos. b) Plazo de 20 años, de 05/1999 a 04/2019.
Capacidad contratada y compra mínima	24 MW iniciales, incrementados a 48 MW. Energía objetivo de 19 GWh/mes (equivalente a factor de planta mensual -FPM- de 55%) a menor precio.	ROM plantas Puerto Cortés (60 MW) y La Ceiba (26 MW).	50 MW más un 10%.	39.5 MW instalados, capacidad ajustada a condiciones ISO del lugar. Vendedor obligado a tener disponibles 295 GWh/año (equivalente a FPA de 85%)	70 MW más un 10%. No hay compra mínima obligada.
Cargos	En período permanente: a) Por capacidad: 14.37 dls/kW-mes en 1994 (84.6% cargos financieros fijos <i>flat</i> , 6.2% cargos O&M en dls ajustados a la tasa de inflación de EEUU, y 9.2% cargos O&M en moneda local ajustados a la inflación local). b) Por energía: 0.0455 dls/kWh por la energía objetivo y 0.0638 dls/kWh por la energía adicional (78.7% y 68.7% respectivamente, ajustado al precio búnker, resto ajustado a la inflación de EEUU). Período de emergencia con precios 35% más altos.	a) Por capacidad: 5.43 dls/kW-mes en 1994 (55% cargos financieros fijos <i>flat</i> y 45% cargos O&M y administración -cafoma- ajustados a la tasa de inflación de EEUU). b) Por energía, <u>primeros 6 meses</u> : 0.052 dls/kWh; <u>meses 6-12</u> : 0.047 dls/kWh; <u>a partir 2° año</u> : 0.040 dls/kWh, hasta 390 GWh (FPA de 54%) y 0.042 dls/kWh excedente de 390 GWh, ajustados a la variación de precios de combustibles (primeros 12 meses precios 17.5% más altos).	a) Por capacidad: 14.39 dls/kW-mes (77.8% cargos financieros fijos <i>flat</i> , y 4.4% y 17.8% de cafoma en dls. y moneda local). b) Por energía: 0.03557 dls/kWh (78.6% ajustado al precio del combustible y 21.4%, cargos variables por O&M, ajustado a la inflación de EEUU). Base: marzo de 1997; cafoma externo y cargos variables por O&M ajustados a la tasa de inflación de EEUU; cafoma local ajustados a la tasa de inflación del país.	a) Por capacidad: 19.18 dls/kW-mes en 1994 (74.9% cargos financieros fijos <i>flat</i> y 20.3% cargos O&M y administración -cafoma- ajustados a la tasa de inflación de EEUU y 4.8% de cafoma local, ajustado al IPC y deslizamiento local). b) Por energía: 0.06949 dls/kWh en 1996, todo ajustado al precio del diesel (Platts, base 22.47 dls/barril, 11-11-95). c) Comisión de tasa de cambio de moneda del 1.2% d) Premio de 0.01002 dls/kWh por energía sobre factor de planta base. Inflación Base: 15/12/94 (base EEUU 129.3, Honduras 605.8).	a) Por capacidad: 14.39 dls/kW-mes (77.8% cargos financieros fijos <i>flat</i> , y 4.4% y 17.8% de cafoma en dls. y moneda local). b) Por energía: 0.03557 dls/kWh (78.6% ajustado al precio del combustible y 21.4%, cargos variables por O&M, ajustado a la inflación de EEUU). Base: marzo de 1997; cafoma externo y cargos variables por O&M ajustado a la tasa de inflación de EEUU; cafoma local ajustados a la tasa de inflación del país.

Cuadro 13 (Conclusión)

	Elcosa	Emce I	Emce II	Lufussa I	Lufussa II
Penalizaciones	a) 1 000 dls/kW en caso de no garantizar capacidad por más de 6 meses. b) Por incumplimiento energía objetivo: 2 160 dls/décima porcentual de déficit de FPM (alrededor de 0.057 dls/kWh), que incrementa si FPM < 35%.	a) Incumplimiento capacidad, después 30 minutos orden del despacho: 1 000 dls/MW. b) Por no cumplimiento factor de disponibilidad, entre 10 000 y 18 000 dls/punto porcentual del factor. c) Por atraso en entrada: 1% de la facturación.	n.d.	a) 225 000 dls/semana de atraso en la entrada de la central. b) 8 000 dls por cada décima porcentual por debajo de la disponibilidad bimensual. c) 1 000 dls/MW por cada hora de déficit en capacidad declarada	n.d.
Garantías de las partes (vendedor y comprador)	a) Fianza de cumplimiento de 210 y 420 dólares relacionadas con las fechas de inicio de operación. b) Carta de crédito de 2 millones de dólares a favor del vendedor.	a) Fianza de cumplimiento 15% de cargos mensuales de capacidad b) Fianza de garantía por el valor de repuestos entregados por ENEE. c) Compromiso de Cumplimiento del Contrato por parte del Gobierno.	n.d.		n.d.
Franquicias y exenciones	Importación de maquinaria y equipo, para grupos electrógenos del período de emergencia y reducción al 1% de aranceles de importación de equipos (Decreto 25-94). IVA de combustibles por parte de ENEE).	No hay.	n.d.		n.d.
Arbitraje	Arbitraje de equidad de acuerdo con los procedimientos establecidos en el contrato y Reglas de Arbitraje.	Comisión de Operación, formada por dos representantes de cada parte.	n.d.	a) Disputas técnicas en Comité de Operación o por arbitraje técnico según procedimientos establecidos en contrato. b) Otras controversias: agotadas las instancias administrativas, se cursarán al fuero común.	n.d.
Otros	a) Combustible base: búnker C, 2.2% azufre max, referencia Platts, carga Nueva York-Boston, base: 10.35 dls/barril. b) Dos pruebas anuales de 3 horas de duración, vendedor puede solicitar pruebas adicionales. c) Instalados 80 MW, que incluyen 6 MW del grupo industrial Heco. d) Entrega de energía en 13.8 kV.	a) Combustible base: búnker C (<i>Heavy fuel oil</i>), Platts <i>Caribbean Posting</i> , base: 11.25 dls/barril (23/4/94). b) Dos pruebas anuales de 6 horas de duración c) Prohibición a EMCE de vender a terceros. d) Entrega de energía en 138 kV.	a) Combustible base: búnker C, 3% azufre max, referencia Platts, carga Nueva York-Boston, base: 21 -marzo-1997. b) Tasa de cambio, marzo de 1997: 12.93 lempiras/dólar. c) La capacidad instalada es de 50 MW en 5 unidades diesel de media velocidad.	a) Prueba de capacidad cada 3 meses, 8 horas de duración. Opción de otras pruebas si hay reducción de disponibilidad a 82%. b) Debe estar en línea en menos de dos horas, y se debe despachar en bloques de al menos 6 horas. d) Entrega de energía en 230 kV.	a) Combustible base: búnker C, 3% azufre max, referencia Platts, carga Nueva York-Boston, base: 21-03-1997. b) Tasa de cambio, marzo de 1997: 12.93 lempiras/dólar. c) La capacidad instalada es de 80 MW en 8 unidades diesel de media velocidad.

Notas. FPA y FPM: factores de planta anual y mensual.

e) El primer contrato de Lufussa es para garantizar potencia y reserva rápida, especialmente durante los períodos de demanda de punta. De esa forma, se definen compromisos del productor de poner en línea la unidad en un máximo de dos horas y atender el perfil de carga definido por la ENEE, de acuerdo con los programas regulares.

f) Las ampliaciones de Emce y Lufussa obedecen a condiciones contractuales semejantes.

5. Contratos PPA efectuados en Nicaragua

Los plazos, capacidades contratada e instalada, y fechas de contratación e inicio de operación de cada contrato PPA, se muestran en el cuadro 14.

Cuadro 14

NICARAGUA: RESUMEN DE LOS PPA REALIZADOS A LA FECHA

			Capacidad (MW)			Fechas		Período de vigencia
			Instalada	Contratada		Inicio operación 4/	Años	
				1/	2/			
a)	<u>Vigentes</u>		<u>291.2</u>	<u>244.7</u>				
1	Censa I	1/	36.0	30	9/03/96	03/97	7	1997-2004
2	Censa II		63.0	55	1999	2000	10	1997-2010
3	Tipitapa Power	Coastal	55.0	50.9	19/12/97	04/99	15	1999-2014
4	Corinto	Enron	73.6	50	1999	10/99	15	1999-2014
5	Momotombo	Ormat	70.0	70	26/09/99	1999		1999-2014
6	Ingenio San Antonio		19.6	8.75	1999	1999	n.d.	
7	Ingenio Timal		10	10	1999	1999	n.d.	
b)	<u>Rescindidos</u>	2/		<u>143.5</u>				
1	USA Power & Light			28.5	2/09/94			
2	Intergeoterm			115	1992			

Fuente: datos oficiales.

Notas: 1) Contrato modificado e incluido dentro de Censa II.

2) Power & Light contemplaba una turbina de gas, Intergeoterm tenía la concesión para desarrollar el campo geotérmico de San Jacinto-Tizate.

A la fecha, existen contratos con seis agentes Censa (Amfels, 55 MW), Tipitapa Power (Coastal, 50.9 MW), Empresa Energética Corinto (Enron, 50 MW), Ormat (Momotombo, recuperación a 70 MW), así como los Ingenios San Antonio (8.75 MW en 2000, que se incrementarán a 17.5 MW en el año 2002) y Timal (10 MW en 2000). No se analizan en este documento los contratos entre las empresas de producción desmembradas de la ENEL (Geosa,

Gecsa e Hidrogena), y las empresas de Distribución recientemente privatizadas (Disnorte y Dissur), ni el contrato con el Ingenio Taboga, ubicado en Costa Rica.

En general, puede observarse en los contratos suscritos por la ENEL, una mayor elaboración en cuanto a la supervisión y aceptación de las consignas del centro de despacho. De esa forma, se estipula la obligación del productor de notificar diariamente las disponibilidades de potencia, con penalizaciones aplicables en caso de que el productor no pueda cumplirlas, las cuales muchas veces han quedado incluidas en las fórmulas de precios. Con excepción de Corinto (Enron), que instaló 20 MW para vender al mercado mayorista, los otros productores tienen comprometida toda su capacidad con la ENEL (o sus empresas distribuidoras sucesoras).

En cuanto al ajuste en los cargos por operación y mantenimiento no asociados a combustible, la referencia es el Índice General de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América, con revisiones anuales y ajustes que no deberán superar una tasa anual promedio del 3% anual.

Un resumen de las principales características de los contratos con Censa, Corinto y Tipitapa Power, se muestra en el cuadro 15. Estos contratos cuentan con cláusulas más elaboradas para el despacho de las centrales y para valorizar la potencia efectivamente entregada, razón por la cual a continuación se presentan comentarios generales y particulares sobre los restantes contratos.

a) Contratos con CENSA

Las relaciones contractuales entre el generador Censa (originalmente Amfels) y la ENEL tienen dos fases: la primera de ellas comprende un contrato originalmente negociado en 1996, que entró en servicio comercial a mediados de 1997, y la segunda, que entrará en servicio en 2001, prolonga el plazo del contrato original y amplía la capacidad contratada.

El primer contrato establece el compromiso de entrega de potencia firme de 30 MW, y 200 GWh anuales de energía firme, “*take or pay*”, por un plazo de siete años, contados a partir de la entrada en servicio de la planta. Los costos por combustible corresponde a lo efectivamente facturado y consumido durante cada mes.

La extensión del contrato de Censa ha implicado una reducción del precio de la potencia, del 22.7%, y del cargo variable por operación y mantenimiento (O&M), del orden del 67%. Esta reducción en los precios contractuales ha permitido ubicar a este contrato dentro de valores similares a los de las plantas de Tipitapa y Corinto.

Cuadro 15

NICARAGUA: PRINCIPALES CONTRATOS PPA SUSCRITOS POR LA ENEL

	Amfels (Censa I)	Censa II	Tipitapa Power	Corinto
Suscriptor	Amfels Inc., transferido a Censa.	Censa	Tipitapa Power (Coastal)	Empresa Energética de Corinto (Enron)
Fechas y plazos y capacidad contratada	a) Suscrito el 09/03/1996. b) Plazo y período de vigencia inicial: 7 años, de marzo/97 a febrero/2004. c) 30 MW y 200 GWh/año de energía garantizada (producción equivalente a factor de planta anual de 76%).	a) Contrato original ampliado en 1999. b) Prórroga de seis años. c) Nuevo Plazo: hasta el año 2011. d) Compromiso de incrementar capacidad a 57 MW en 2000.	a) Suscrito el 19/12/1997. b) Plazo 15 años, de abril/1999 a marzo/2014. c) Capacidad firme: 50.9 MW	a) Suscrito en 1998. b) Plazo de 15 años, proyecto entró a operar en octubre de 1999, vence en 09/2014. c) Capacidad firme: 50 MW.
Cargos	a) Por capacidad: 20.00 dls/kW-mes, cargo fijo y constante durante los 7 años del contrato. b) Por energía: 0.0221 dls/kWh (indexado anualmente al IPC de EEUU, escalamiento no puede ser mayor al 3.5% anual) más los costos del combustible efectivamente utilizado (15.5 kWh/gal, equivalente a 152 200BTU/gal, eficiencia 37%).	a) Por capacidad: 16.38 dls/kW-mes, cargo fijo y constante que prevalecerá hasta el 2011. b) Por energía: 0.01321 dls/kWh (mismos términos del contrato inicial) más los costos del combustible efectivamente utilizados.	a) Por capacidad: 14.738 dls/kW-mes, cargo fijo y constante durante la vigencia del contrato (ajustado sobre una disponibilidad base del 88% y confiabilidad). b) Por energía: Operación y mantenimiento: 0.011765 dls/kWh (indexado anualmente al IPC de EEUU, escalamiento no puede ser mayor al 3% anual). Combustibles: 0.022014 dls/kWh ajustado con la variación precios combustible (base: Platts, 19/11/1997) y ajustes por eficiencia derivado de operación a carga parcial y energía suministrada por ENEL (Valor inicial energía: 0.033779 dls/kWh)	Cláusulas semejantes al PPA de Tipitapa Power: a) Por capacidad: 19.02 dls/kW-mes b) Por energía: Operación y mantenimiento: 0.00551 dls/kWh (indexado anualmente al IPC de EEUU) Combustibles: 0.02284 dls/kWh ajustado con la variación precios combustible (base: 16.7 dls/barril HFO) y ajustes por eficiencia derivado de operación a carga parcial y energía suministrada por la ENEL (Valor inicial energía: 0.02835 dls/kWh)
Penalizaciones	a) 40 000 dls por día de atraso en la entrada en operación. b) Si la potencia firme se reduce entre 15-27 y 0-15 MW, se reduce al 50% y 100% la facturación de la potencia. c) Por incumplimiento la energía garantizada, déficit penalizado 150% del precio de la energía, incluyendo combustibles.	n.d.	Penalizaciones incluidas en las fórmulas de potencia y energía. En caso de atraso, es posible hacer efectivas las garantías.	Cláusulas semejantes al PPA de Tipitapa Power

Cuadro 15 (Conclusión)

	Amfels (Censa I)	Censa II	Tipitapa Power	Corinto
Garantías de las partes (vendedor y comprador)	<p>a) Garantía irrevocable de cumplimiento por 1 millón de dls por parte del vendedor.</p> <p>b) Garantía bancaria de 3, 2 y 1 millón de dls vigente en años 1-3, 4-5 y 6-7, de ENEL.</p>		<p>a) Construcción: carta de crédito por un monto equivalente a 6 meses de cargos por potencia firme contratada (alrededor de 5 millones de dls).</p> <p>b) Garantía de cumplimiento del vendedor por 30 dls/kW (alrededor de 1.5 millones dls) vigente durante toda la duración del contrato.</p> <p>c) Carta de crédito irrevocable, <i>standby</i>, por 3 meses de facturación de la potencia firme (alrededor de 2.25 millones dls).</p> <p>d) Constitución de cuenta maestra en bancos locales para garantizar el pago de un mes de potencia firme, que se incrementaría a 2 meses en caso de incumplimiento.</p>	
Franquicias y exenciones	No hay.	No hay.	No hay.	
Arbitraje	Agotadas las instancias del Comité de Operación y la administración superior de las partes, se someterá a arbitraje, según reglas de la Asociación Americana de Arbitraje.	Mismos términos contrato inicial	Agotadas las instancias del Comité de Operación y la administración superior de las partes, se someterá a arbitraje, según reglas de la Comisión Interamericana de Arbitraje Comercial.	
Otros	<p>a) Amfels (Censa) es responsable de comprar combustibles y debe presentar ofertas para aprobación de ENEL.</p> <p>b) Combustible <i>Light Heavy Fuel</i> (IFO 180) o <i>Heavy fuel</i> No.6 (de mayor rendimiento).</p> <p>c) Entrega en 230 kV en S/E Planta Nicaragua.</p> <p>d) Vendedor notifica diariamente disponibilidad operativa diaria. Despachos programados bisemanales, sobre base horaria, definidos por el comprador.</p>	La capacidad instalada inicial de 32 MW fue ampliada a 63 MW en el año 2000.	<p>a) Tipitapa es responsable de comprar combustibles, debe revelar ofertas a ENEL, la que tiene opción de proporcionar el combustible.</p> <p>b) Combustible principal es el <i>Heavy Fuel Oil</i> (HFO), 3% máximo de azufre, transportan desde Puerto Sandino.</p> <p>c) Instalados 55 MW (5 unidades diesel)</p> <p>c) Entrega en 138 kV en subestación Tipitapa, ubicada a 19 km de Managua .</p> <p>d) Vendedor notifica diariamente disponibilidad operativa diaria. Despachos programados mensualmente, sobre base horaria, definidos por comprador.</p>	<p>a) Corinto instaló 70 MW, destinando 20 MW al MM, como <i>merchant plant</i></p> <p>b) Punto de entrega: S/E Leon, 230 kV.</p>

b) Contrato con Tipitapa Power

Este contrato fue el resultado de una licitación pública internacional muy competitiva, en la cual la ENEL contó con el respaldo y el asesoramiento externo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta experiencia sirvió a la ENEL para negociar posteriormente la contratación directa de la planta de Corinto (Enron), así como para renegociar y ampliar a una segunda fase el contrato de Censa. La construcción de las instalaciones estuvo a cargo, por un contrato "llave en mano".¹⁸

La inversión estimada total fue de aproximadamente 43 millones de dólares (845 dólares/kW), que incluye los costos financieros. El 85% correspondió al contrato de construcción, ingeniería y adquisiciones. Como explicaciones adicionales a lo resumido en el cuadro 15, se mencionan los siguientes aspectos:

i) El pago de capacidad es por la potencia firme disponible, a ser verificado por el centro de despacho. Es una central totalmente despachable.

ii) Se compromete como base un Factor de Confiabilidad Equivalente (FCE) al 88% (7 710 horas en el año), calculado, y en su caso penalizado, de acuerdo con el desempeño de la central).¹⁹

iii) El suministro de combustible es responsabilidad de Tipitapa Power, quien debe informar a la ENEL el resultado de las licitaciones respectivas. En caso de contar con mejores ofertas, la ENEL tiene la opción de contratar el suministro de combustibles.

iv) El precio de la Potencia Firme incluye penalizaciones por desempeño (en el caso que el factor de disponibilidad equivalente -FDE- sea por lo menos del 88%, o bien por reducción en la confiabilidad), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CP_m = CC * CF * (FDE/0.88)*FCE \quad (4)$$

donde: CP_m	:	pago por potencia para el mes en cuestión;
CC	:	precio de la potencia contractual;
CF	:	Potencia Firme Contratada (50,9 MW);
FDE	:	Factor de Disponibilidad Equivalente, y
FCE	:	Factor de Confiabilidad Equivalente

iv) El precio de la energía tiene una compensación en caso de cargas parciales de las unidades. Esta compensación es definida de acuerdo con las curvas de rendimiento a carga parcial definidas por el Comité Operativo a cargo de la supervisión del contrato.

¹⁸ Ejecutado por la empresa Wärtsilä NSD, de Holanda. Inicialmente se instalaron cinco motores diesel, con un rendimiento de 8 300 Btu/kWh, equivalente a 2 100 Kcal/kWh.

¹⁹ El FDE se calcula conforme a la siguiente ecuación: $FDE = (PH - EPDH)/PH$, donde:
PH = Horas del período considerando y EPDH = Horas equivalentes de reducción de potencia planificada, lo cual está en función de las salidas programadas por mantenimiento.

v) También quedaron contemplados los pago por arranque, conforme a las instrucciones impartidas por el centro de despacho. Estos cargos se determinan de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PA = CD * FA * (\text{número de arranques} * PC), \quad (5)$$

donde:

PA	:	pago por arranques en dólares;
CD	:	potencia firme (kW);
FA:	:	factor de Compensación por Arranque;
PC	:	precio por combustible (dólares/kWh).

c) **Contrato con la empresa energética Corinto/Enron**

En sus aspectos generales, el contrato es idéntico al establecido con Tipitapa Power, aunque presenta la particularidad de que fue contratado en forma directa. La potencia contratada por la ENEL es de 50 MW, pero con una capacidad instalada de 70 MW, lo que deja un margen de comercialización a terceros en un futuro inmediato o de exportación a los países vecinos.

Como se puede apreciar en el cuadro 15, el precio de la potencia contratada a Corinto es casi un 30% superior al precio obtenido en la licitación ganada por Tipitapa. Por el contrario, los cargos variables no combustible son sensiblemente inferiores, (la reducción en este concepto alcanza casi al 120%). Esta formación relativa de precios de la energía favorece a un mayor despacho de esta central sobre la central de Tipitapa, al tener un menor costo variable.

d) **Contrato para la rehabilitación y compra de energía de la Central Geotérmica de Momotombo**

La Central Geotérmica de Momotombo sufrió, durante la década de los noventa, un prolongado proceso de deterioro en su capacidad de generación, de los 70 MW originales de diseño, a 15 MW que entrega actualmente. Este deterioro fue ocasionado por la disminución del aporte de vapor desde el campo geotérmico, como resultado de la falta de inversión en las instalaciones de campo y en la Central, así como por el agotamiento del estrato superior del campo, que obligaría a buscar el vapor a profundidades superiores a los 2 000 metros.

Esta disminución del aporte geotérmico intenta ser revertida a partir del Contrato firmado entre la ENEL y la compañía Ormat International Inc., firmado el 26 de marzo de 1999.

El plazo del contrato fue establecido en 15 años, debiendo entregar Ormat un Plan Objetivo de Recuperación de la Planta, que incluya las obras relativa a mantenimiento de los pozos existentes y equipos de superficie, mejoramiento del sistema de reinyección, mejoramiento y mantenimiento de la Planta Eléctrica, y perforación de hasta tres pozos en el reservorio profundo. El contrato establece que la planta operará en carga base, con un factor de disponibilidad del 92%, utilizando todo el vapor disponible, con la operación del campo y de la Central a cargo de Ormat.

El precio por todo concepto establecido para la energía entregada por el Operador es de 0.0458 dólares/kWh, ajustado anualmente al IPP de los Estados Unidos de América. Estos reajustes no podrán superar una tasa anual promedio del 3% anual.

El programa de recuperación de la Central de Momotombo prevé llevar la capacidad disponible, de los 15 MW que actualmente está entregando el campo, a 35 MW en el año 2002, y progresivamente llegar en los próximos tres años a la capacidad de diseño original.

e) Contratos con los ingenios

Existen contratos de compra de energía con los ingenios San Antonio ISA y Timal. El primero, firmado recientemente por la ENEL, prevé un programa de compras de potencia de 8.75 MW, a partir del año 2000, que se elevarán a 17.5 MW, a partir del año 2002. Durante el año 2000 este ingenio entregó 27.2 GWh, y el precio promedio de compras en este contrato hasta ese momento ha sido en general inferior a los 0.053 dólares/kWh. Las estimaciones efectuadas por el INE, relativas a las compras a efectuar en este contrato en el año 2000, son de difícil realización ya que se preveía un suministro total de 88.3 GWh.

El precio monómico promedio estimado de este contrato asciende a 0.05746 dólares/kWh. Los precios de compra de energía y potencia son fijos y se descomponen de la siguiente manera:

Cargo por potencia:	11,75 dólares/kW.mes
Cargo por energía:	0.0435 dólares/kWh

El contrato con Timal tiene características similares a las del ingenio San Antonio.

III. IMPLICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La participación de contratos tipo PPA en la producción de energía eléctrica de los países analizados en este informe es alta, por lo que son significativos los impactos de la energía asociada a dichos contratos. Durante el año 2000, la producción de estos agentes representó entre el 21.9% y el 53.4% de la generación de los países (véase el cuadro 16).

Cuadro 16

PARTICIPACIÓN DE CONTRATOS PPA DURANTE EL 2000

	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
Energía de contratos PPA (GWh)	891.3	2 928.2	1 430.8	1 119.7
Participación dentro de la demanda del país o por empresa (%)	21.9%	EEGSA 42.4%	ENEE 38.3%	ENEL/ 53.4%
		INDE 7.1%		Entresa

Nota: En Guatemala se incluye la producción de GGG (8.7%) dentro de la EEGSA. En Nicaragua no se incluye a los ingenios San Antonio y Timal (1.6%). Fuente: informes oficiales.

A continuación se analizan las principales implicaciones técnico-económicas de los contratos PPA.

1. Dificultad para el adecuado despacho e inserción de los contratos PPA en los nuevos mercados de electricidad

Las cláusulas y condiciones establecidas en los contratos cumplen principalmente con el objetivo de garantizar el flujo de ingresos del agente privado durante el plazo del contrato. De esa forma, en la mayoría de los contratos las cláusulas referentes a las condiciones y compromisos con el despacho de carga han resultado muy rígidas, situación que ha quedado en evidencia, principalmente con la apertura de los mercados de electricidad.

En cuanto al producto o servicio entregado, todos los contratos son físicos, es decir, se estipula un pago por la entrega, en un lugar específico (subestación), de los productos potencia y energía eléctrica. Dada la visión de la industria eléctrica integrada que se tenía cuando fueron suscritos los contratos, aunada a la percepción de una baja participación y, por tanto, poca incidencia de esquemas PPA, salvo en los casos de contratación de potencia de punta (turbinas de gas), las características y condiciones de la potencia y energía fueron establecidas en forma muy general. En los nuevos mercados de electricidad, los agentes deben ser despachados de acuerdo a sus costos variables declarados (Guatemala y Nicaragua) o precios ofertados (El Salvador),

incluyendo los servicios complementarios asociados a la potencia y la energía. Esta situación ha derivado en una serie de divergencias, ya que la incorporación de las centrales con contratos tipo PPA, como agentes de los mercados de electricidad, requeriría la modernización y actualización de los términos contractuales.

De igual forma, las opciones financieras de los contratos son limitadas, ya que bajo el esquema de comprador único era muy difícil considerar fórmulas que permitieran la entrega del producto por terceros, con beneficios para todos los agentes involucrados. A continuación se presenta un resumen de situación en cada país.

a) El Salvador

El único contrato PPA existente corresponde al de Nejapa con la CEL, el cual representó durante el año 2000 el 26.5% de la energía producida en el país, y el 21.9% de la demanda nacional ²⁰ (véase de nuevo el cuadro 16, y el cuadro 17). Las centrales hidroeléctricas propiedad de la CEL, y la central Nejapa, representaron el 48.4% de la capacidad instalada y el 61.2% de la energía producida en el país. El nuevo marco regulador de la industria eléctrica salvadoreña no da ningún lineamiento especial para el despacho de los contratos existentes, de tal forma que el contrato referido es considerado como un arreglo bilateral, y forma parte de la oferta de la empresa generadora CEL, negociada libremente por esta empresa dentro del nuevo mercado de electricidad. Sobre lo anterior, se hacen los siguientes comentarios:

i) A la fecha, Nejapa no se ha inscrito como un agente del mercado salvadoreño, lo que indica que toda su capacidad instalada está comprometida con la CEL.

ii) Por su participación dentro del despacho nacional, la producción de Nejapa no representa ningún problema en el caso de un despacho integrado a costo mínimo; sin embargo, el sistema de precios ofertados con la participación única de dos actores (la CEL y Duke) ha mostrado ser altamente sensible al poder de mercado de los agentes, y deja dudas sobre las señales de eficiencia de los precios del MRS. ²¹

iii) Luego de la desintegración de la CEL –establecida en la Ley en cuanto a desintegración vertical y participación en el mercado–, el peso del contrato con Nejapa ha crecido. Durante el año 2000, solamente el 56.8% de la energía ofertada y colocada por la CEL fue generada por sus plantas hidroeléctricas, el restante 43.2% correspondió a energía producida e inyectada por Nejapa (véase de nuevo el cuadro 17).

iv) En cuanto a la producción mensual, la posición de dominio de Nejapa sobre la oferta de la CEL es todavía mayor. Por ejemplo, durante el período de estiaje, en el mes de abril

²⁰ La demanda nacional se refiere a la producción neta o inyecciones de los productores al sistema interconectado más el balance neto de importaciones menos exportaciones.

²¹ Véase por ejemplo CEPAL, *Evolución reciente y desafíos de los Mercados Mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá*, 17 de abril de 2001.

del 2000, ²² las hidroeléctricas solamente representaron el 14.7% de la oferta de CEL, correspondiendo a Nejapa el restante 85.3%.

v) La CEL debe entregar la potencia y la energía eléctrica, según las reglas, condiciones y especificaciones del nuevo mercado de electricidad, lo cual incluye los servicios secundarios o complementarios (control de frecuencia, niveles de reserva y potencia reactiva principalmente) y los compromisos de inyección en los nodos específicos de acuerdo al despacho horario de los mercados a término y ocasión. ²³ De esa forma, la CEL debe responder por los compromisos no cubiertos en el nodo Nejapa, independientemente de las cláusulas establecidas en el contrato PPA.

Cuadro 17

EL SALVADOR: RELACIONES DE LOS COMPROMISOS DE
COMPRA DE ENERGÍA BAJO CONTRATOS PPA

	1999	2000
Demanda nacional (GWh) a/	3 936.5	4 063.7
Mercado a Término	2 615.8	3 152.4
Mercado Regulador del Sistema (RMS)	1 164.0	778.8
CEL (oferta, GWh)	3 481.4	2 061.7
Producción plantas propias	2 673.1	1 170.4
Nejapa	808.3	891.3
Relaciones		
PPA / Demanda Nacional	20.5%	21.9%
PPA / Mercado a Término	30.9%	28.3%
PPA / Oferta de CEL	23.2%	43.2%

Fuente: Informes oficiales.

a/ Las importaciones netas del país fueron de 250 y 696 GWh durante 1999 y 2000, respectivamente.

vi) Los compromisos contractuales y de facturación a Nejapa forman parte de la función de costos de la CEL. Por la alta participación de la primera en la oferta eléctrica de segunda, puede concluirse que los costos de producción de la CEL están en gran medida determinados por los costos establecidos en el contrato PPA con Nejapa, situación que se acentúa durante los meses de estiaje. De igual forma, los incrementos en los costos de los combustibles también afectan de forma inmediata los costos de producción conglobados de la CEL.

²² Período coincidente con la mayor escalada de precios que ha registrado el mercado *spot* salvadoreño.

²³ Referido como Mercado Regulador del Sistema (MRS).

vii) Todo lo anterior pone de manifiesto el bajo grado de maniobra que tiene la CEL para interactuar libremente en el mercado, ya que uno de sus principales esfuerzos parece ser optimizar sus recursos hidroeléctricos, incluyendo el contrato de Nejapa. Esa situación podría complicarse, ante la posible presión que pudiera tener como empresa estatal, en el sentido de actuar como modulador de precios.

viii) Como ya fue referido anteriormente, no se conocen los términos del contrato PPA con Nejapa; sin embargo, parece evidente que el escaso margen de acción sería una de las motivaciones de la CEL para renegociar el contrato en mención.

b) Guatemala

El grupo de contratos PPA existentes representó, durante el año 2000, el 49.5% de la energía producida en el país y el 56.3 % de la demanda nacional (recuérdese la alta participación de las exportaciones hacia El Salvador). La mayor parte de esta energía (42.4%) fue dirigida al mercado de la región metropolitana bajo responsabilidad de la EEGSA (véase el cuadro 18). El nuevo marco regulador de la industria eléctrica reconoce un *status* especial para los contratos existentes; en ese sentido, aunque en forma limitada, estos productores se han podido incorporar al nuevo mercado de electricidad como agentes²⁴ (caso que no ha ocurrido en los demás países). Sobre el despacho de los contratos PPA y sus interacciones con el mercado, se hacen los siguientes comentarios:

i) A pesar de que prácticamente toda su producción está comprometida, siempre existen algunos márgenes de interacción con el mercado, que en estricto apego a las cláusulas de los PPA, deberían ser manejados por la EEGSA o por el INDE. De esa forma, la mayor parte de la producción es contabilizada dentro del mercado a término, con una porción menor dirigida hacia el mercado de ocasión.

ii) A excepción de la GGG, la interacción en el mercado de ocasión ha sido muy limitada, ya que las reglas del MM son frecuentemente incompatibles con la lógica económica de las cláusulas de los contratos. Para participar y gozar de los beneficios de los mercados de ocasión y de desvíos de potencia, los agentes deben obedecer las reglas del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y seguir programas de despacho horario más rigurosos para el cumplimiento de los compromisos en los mercados mencionados. Asimismo, deben ofrecer o reconocer los servicios secundarios o complementarios.²⁵ Luego de largas discusiones, las reglas del MM fueron aceptadas a finales del año 2000, situación que requerirá la actualización de los contratos.²⁶

²⁴ Todos los productores con contrato PPA con la EEGSA participan como agentes del MM. En el caso del INDE, a finales del 2000 solamente se habían registrado en el MM las hidroeléctricas Secacao y Pasabién.

²⁵ Desde el inicio de la operación del MM, a mediados de 1998, el INDE prestó gratuitamente los servicios complementarios. Se esperaba que en un plazo perentorio los agentes aprobarían los cánones para dichos servicios. En marzo de 2000, el MEM y el INDE anunciaron un plan para regularizar el MM, el cual incluía la renegociación de los contratos PPA.

²⁶ Como parte de la renegociación ya referida (Idem).

iii) Como se ha mencionado, la producción a partir de los contratos PPA representó el 56.3% de la demanda nacional, participación que tenderá a disminuir en los siguientes años. De acuerdo con la experiencia de los años anteriores, se esperaría que con una adecuada programación del mantenimiento de las centrales termoeléctricas, y un manejo cuidadoso de los embalses, podrá reducirse al mínimo las situaciones de vertimiento en las centrales hidroeléctricas.

iv) El mayor grupo de contratos PPA corresponde a los suscritos por la EEGSA, hasta antes de su privatización. Se estima que durante el año 2000, el total de las compras de energía bajo contratos PPA representó el 72.6% de las necesidades del grupo EEGSA (conformado por sus clientes regulados y por sus clientes mayoristas servidos por Comeegsa, filial comercializadora de dicho grupo), participación que se reducirá en los próximos años. La segmentación de mercados -medida que persigue reducir el efecto *pass-through* sobre los usuarios regulados y que será abordada más adelante- obligará a destinar una parte de la producción bajo contratos PPA hacia los mercados mayoristas servidos por Comeegsa.

Cuadro 18

GUATEMALA: COMPRAS AL MM POR LAS DISTRIBUIDORAS, Y
RELACIÓN CON LOS COMPROMISOS DE COMPRA BAJO
CONTRATOS PPA

	1999	2000
Demanda Nacional (GWh)	4 702.7	5 229.7
Mercado a Término	4 435.2	5 068.7
Mercado de Ocasión	772.0	1 000.8
EGAS	3 196.0	3 469.6
Distribución regulada	2 793.0	2 763.9
Comeegsa	403.0	705.7
Distribuidoras Ex-INDE	1 054.0	1 183.7
Deorsa	445.1	509.6
Deocsa	608.9	674.1
Contratos PPA	2 217.5	2 944.5
EGAS	1 997.5	2 519.3
INDE	220.0	425.2
Relaciones		
PPA / Demanda Nacional	47.2%	56.3%
PPA / Distribución regulada	57.6%	74.5%
PPA / Mercado a Término	50.0%	58.1%
PPA EEGSA/(EEGSA)	62.5%	72.6%
PPA EEGSA/Distribución EGAS	71.5%	91.2%
PPA INDE/(Deorsa+Deocsa)	20.9%	35.9%

Fuente: Informes oficiales.

Nota: La demanda o consumo nacional es igual a la producción neta nacional más el balance de importaciones - exportaciones).

v) En cuanto a los contratos del INDE, éstos representaron en el 2000 alrededor del 35.9% de las necesidades de las distribuidoras Deorsa y Deocsa. Se estima que esta participación continuará incrementándose en función del ingreso de tres productores hidroeléctricos.

vi) Durante el 2000, la energía entregada bajo contratos PPA representó el 58.1% del mercado a término guatemalteco (valor que considera también las transacciones a término realizadas con agentes salvadoreños). Esta participación seguirá siendo muy importante durante los próximos años; sin embargo, conviene aclarar que el peso de estos contratos podría disminuir, en función de la aceptación de las reglas del MM referida anteriormente y en función del comportamiento de las transacciones con El Salvador.

c) Honduras

El grupo de contratos PPA existentes representó durante el año 2000 el 38.3% de la energía producida en el país y el 35.6 % de la demanda nacional (recuérdese la participación de las importaciones, principalmente de Costa Rica, véase el cuadro 19). Sobre el despacho de los contratos PPA y sus interacciones con el mercado, se hacen los siguientes comentarios:

Cuadro 19

HONDURAS: RELACIONES DE LOS COMPROMISOS DE COMPRA DE ENERGÍA BAJO CONTRATOS PPA

	1999	2000
Demanda Nacional (GWh)	3 580.4	4 014.0
ENEE (oferta, GWh)	3 444.7	3 738.9
Producción plantas propias	2 175.2	2 262.0
Producción bajo PPA	1 045.7	1 430.8
Arrendamientos y otros	223.8	46.1
Importaciones netas	135.7	275.2
Relaciones		
PPA / Demanda Nacional	29.2%	35.6%
PPA / Oferta de ENEE	30.4%	38.3%

Fuente: Informes oficiales.

Nota: La demanda o consumo nacional es igual a la producción neta nacional más el balance de importaciones – exportaciones.

i) El marco regulador vigente en la industria eléctrica asigna a la ENEE el papel de comprador único, dentro de un limitado mercado mayorista en el cual, a la fecha, ha participado solo un cliente industrial. La ENEE debe continuar con las licitaciones para comprar la energía que requiere su sistema, por lo cual es la única empresa estatal de los países analizados

que continuará contratando nuevos PPA. Así, se espera en los próximos años una creciente participación de este tipo de contratos.

ii) Ningún contrato reporta compras mínimas de energía, lo cual los hace despachables de acuerdo a las políticas operativas de la ENEE, particularmente las relacionadas con el manejo del embalse de la central Francisco Morazán.

iii) En las actuales circunstancias, el despacho de los contratos PPA no ha representado problemas para la ENEE; sin embargo, debe observarse una participación creciente de dichos contratos, tendencia que continuará en los próximos años.

d) Nicaragua

El grupo de contratos PPA representó, durante el año 2000, el 53.4% de la energía producida en el país y el 50.7 % de la demanda nacional (recuérdese la participación de las importaciones, principalmente de Costa Rica) (véase el cuadro 20). Sobre el despacho de los contratos PPA y sus interacciones con el mercado, se hacen los siguientes comentarios:

Cuadro 20

NICARAGUA: RELACIONES DE LOS COMPROMISOS DE COMPRA DE ENERGÍA BAJO CONTRATOS PPA

	1999	2000
Demanda Nacional (GWh)	2 114.3	2 210.1
Total oferta	2 056.6	2 095.5
Producción sucesoras ENEL	1 414.9	942.4
PPA	610.5	1 119.7
Cogeneración y otros	31.2	33.4
Importaciones netas	57.7	114.6
Relaciones		
PPA / Demanda Nacional	28.9%	50.7%

Fuente: Informes oficiales.

Nota: La demanda o consumo nacional es igual a la producción neta nacional más el balance de (Importaciones - Exportaciones).

i) La participación de los contratos PPA ha sido creciente. Con excepción de uno de los productores con contrato PPA, los otros no participan como agentes del recién formado MM, ya que tienen toda su capacidad comprometida con la Etesa, sucesora de ENEL.

ii) Solamente el primer contrato con Censa tiene compromiso de compra mínima de energía, y está próximo a fenecer. El segundo contrato con Censa, así como los correspondientes con Tipitapa Power y Corinto contienen una definición más detallada de los términos para la entrega de la potencia y energía, por lo cual no ofrecen dificultad para su incorporación en el despacho. Esa situación también facilitará la aceptación de las reglas del despacho y del MM, por lo que se estima que la transferencia de los contratos referidos a las distribuidoras Disnorte y Dissur no debería tener complicaciones.

iii) En el caso de la geotérmica de Momotombo, tampoco hay dificultad para ubicar la energía de esa central en el despacho. Recuérdese que, conforme avancen los trabajos de recuperación del campo geotérmico, se incrementará la producción de esta central.

2. Precios de la energía producida bajo contratos PPA, y sus efectos en el consumidor final

Como se mencionó anteriormente, la energía eléctrica producida bajo contratos PPA representó, durante el año 2000, entre el 22.2% y el 57.2% de la demanda eléctrica de los países analizados. Por sus elevados montos, el precio de esta energía representa un papel determinante en la formación de los precios al consumidor final, lo cual es más evidente en Guatemala y Nicaragua, países en los que los contratos PPA registran una mayor participación.

El precio al consumidor final está definido por el precio de venta de los productores, el peaje o precio del transporte por las líneas de alta tensión y el valor agregado de la distribución (VAD), que es el costo de transportar y llevar al consumidor final la energía eléctrica (kilovatios-hora y su potencia asociada) (véase el gráfico 1). Ese precio todavía se ve afectado por impuestos (por ejemplo, impuestos como el IVA y las tasas municipales).

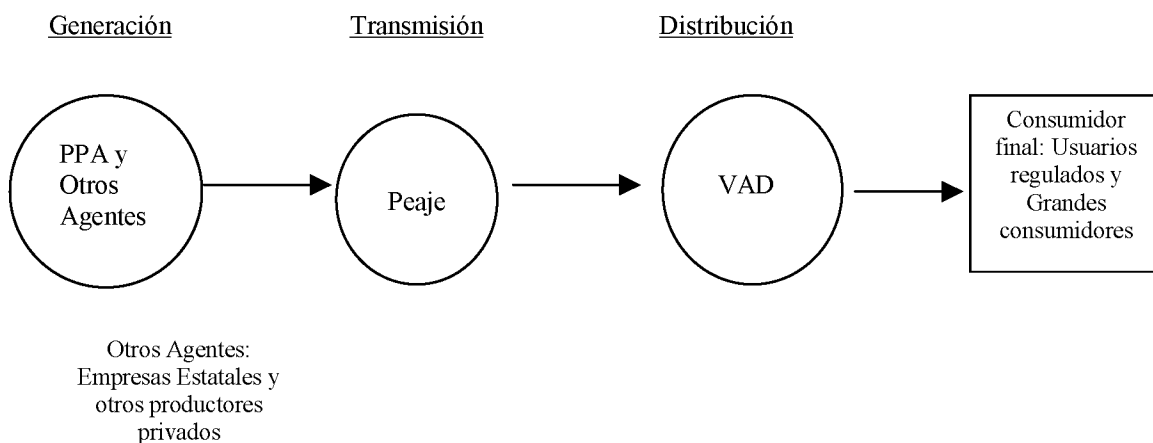
Los costos de transmisión y distribución conforman una porción menor de la tarifa al consumidor final (generalmente entre 20% y 30%). En su mayoría, los cánones por estos servicios son establecidos y/o aprobados por los entes reguladores y actualizados y revisados periódicamente, de acuerdo con los plazos establecidos en las leyes respectivas (generalmente de 1 a 5 años). Por la naturaleza de los servicios y el tipo de inversiones que representan, sus costos son más estables y tienen menor afectación derivada de factores exógenos.

En el segmento de la generación, factores como los precios de los combustibles y las condiciones hidrológicas, repercuten sustancialmente en los costos de producción. De igual forma, es apreciable la incidencia de otros factores, como los deslizamientos de las monedas y la inflación.

Todo ello afecta de manera similar a los agentes productores instalados en los países centroamericanos, sin embargo, su reflejo en los precios de la energía entregada tiene marcadas variaciones en el caso de los contratos PPA, lo cual tiene su explicación en la forma en que fueron definidos los precios de la potencia y energía (véase el capítulo II). A continuación se hace un examen de estos factores y sus principales repercusiones en cada uno de los países.

Gráfico 1

EFECTO DEL TRASLADO DEL PRECIO DE LOS PPA AL CONSUMIDOR FINAL



a) Precios internacionales de combustibles

Constituye el factor que más incidencia ha tenido en los precios de la energía de los PPA. Todos los contratos termoeléctricos están indexados a los precios internacionales, y la referencia generalmente ha sido la publicación Platts para los derivados del petróleo.

El mercado petrolero es complejo, y su comportamiento difícil de predecir. Un resumen del comportamiento de los precios internacionales del crudo desde la suscripción de los primeros PPA, muestra lo siguiente: entre 1992 y 1994 los precios permanecieron estables, en 1995 y 1996 crecieron a tasas de 11% y 20%. En 1997 y 1998 mostraron un decremento de 10% y 35%, respectivamente, al llegar a su mínimo, como consecuencia de una serie de eventos (el más importante de ellos fue la reducción de la demanda luego de la crisis asiática).²⁷ Los precios se recuperaron rápidamente, al llegar a 20 dólares/barril en septiembre de 1999 y a más de 30 dólares/barril, en septiembre de 2000.²⁸

Vale la pena observar que las incidencias (positivas y negativas) hasta 1998 no fueron muy notorias, en parte por la todavía reducida participación de los PPA. A partir de 1999, el impacto de las alzas en los combustibles ha sido mayor, por las siguientes razones: creciente participación de los PPA, instauración de los nuevos sistemas tarifarios, reducción de subsidios y finalización de regímenes especiales para las distribuidoras privatizadas (en El Salvador y Guatemala). No obstante lo anterior, deben mencionarse los siguientes factores, que también inciden en los precios de la energía de los PPA:

i) En Guatemala, con excepción de los contratos de Tampa y San José, en el resto el precio de la energía (costos de operación, mantenimiento y combustibles) está conglobado e

²⁷ En agosto de 1998, se reportaron valores mínimos de 11.3 dólares/barril para el crudo.

²⁸ Se ha tomado como referencia las estadísticas del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

indexado en su totalidad a los precios del combustible relevante, lo cual representa un mayor incremento en el precio del kilovatio-hora. El impacto es todavía mayor en aquellos contratos (incluyendo la cogeneración a base de bagazo de caña) referidos al búnker de bajo contenido de azufre (1% máximo), cuyo precio generalmente es superior en rangos de 20-40% al búnker normal (3% máximo).²⁹

ii) En Honduras, se observa un comportamiento similar de costos conglobados de operación, mantenimiento y combustibles para Emce I; sin embargo, por tratarse de un contrato tipo ROM, con bajos cargos por potencia, el precio monómico de esta central siempre es de los más bajos.

iii) Por el contrario, en los casos en los cuales la contraparte adquiere o supervisa las compras de combustible, los efectos de los incrementos en los precios del mercado internacional de hidrocarburos se reducen a su justo límite. En este grupo se encuentran las centrales Tampa (Guatemala) y Censa (Nicaragua).

b) Ajustes por inflación

Constituyen el segundo factor de ajuste en orden de importancia. Como se explica en el capítulo II, los contratos de Honduras reconocen en los cargos por capacidad y por energía, algunas fracciones que son afectadas por la inflación externa (referido al IPC de los Estados Unidos) y por la inflación local (referido al IPC del país). La afectación causada por la inflación externa es siempre superior a la producida por la local, pero siempre inferior, en su caso, a los cargos fijos por capacidad o por energía asociados a los combustibles. De manera semejante, los contratos de Nicaragua reconocen la afectación por la inflación externa y local, solamente en los cargos por energía, y dejan fijos los cargos por capacidad durante la vigencia de los contratos.

Por el contrario, en Guatemala, los ajustes por inflación quedaron definidos desde un inicio a tasas del 3% y 2.5%, afectando a los cargos por capacidad (todos los contratos de EEGSA y tres contratos de INDE)³⁰ o a cargos por energía (la mayoría de los contratos hidroeléctricos del INDE). Sobre los ajustes por inflación, se hacen los siguientes comentarios:

i) Un mayor desglose daría mayor transparencia a las actualizaciones de precios, es decir, una variación más fiel del precio del kWh, como respuesta a las variaciones de los IPC externo y local.

ii) Los extremos en la representación de las variaciones de la inflación se encuentran en Nicaragua y Guatemala. En el primer país, éstas se han referido solamente a una porción minoritaria del precio de la energía. Por el contrario, en el segundo país, afectan al 100% los cargos de capacidad, con actualizaciones anuales predefinidas.

²⁹ No queda claro el beneficio ambiental de esta medida.

³⁰ La geotermia de Orzunil, la termoeléctrica Intecsa y la hidroeléctrica Río Bobos.

iii) En situación intermedia se encuentra Honduras, en donde la inflación afecta tanto al precio de la potencia, como al de la energía, pero en todo caso, sobre la base de las variaciones reportadas por las autoridades económicas de los países.³¹

iv) Sobre los índices de escalamiento de precios predefinidos adoptados en Guatemala (tasas del 3% o 2.5%), el IPC de los Estados Unidos creció a un 2.5% anual durante el período 1994-2000. El diferencial ha representado un generador de rentas para las empresas con contratos PPA. El índice de 2.5% parece adecuado para el caso de las hidroeléctricas comprendidas en el segundo grupo de contratos del INDE.

c) Ajustes por deslizamiento de la moneda

El precio final del kWh de los PPA está referenciado en dólares, por lo tanto, los deslizamientos de la moneda siempre tendrán un efecto sobre las tarifas a los usuarios finales, referidas en moneda local. Con excepción de El Salvador, los demás países han experimentado fuertes deslizamientos en sus monedas, lo que repercute en las tarifas al consumidor final.

d) Las condiciones hidrológicas

Las condiciones hidrológicas representan una variable exógena, con importantes efectos en los precios de los PPA. Durante los períodos de abundante lluvia, la mayor oferta hidroeléctrica favorece la reducción de los despachos de los PPA termoeléctricos. Estos contratos tienen el compromiso mensual de pago por capacidad, por lo cual, en la estación lluviosa, el precio monómico del kWh será más alto, y tendrá un efecto inevitable. Esta situación se ha presentado principalmente en Honduras y, en menor medida, en Guatemala.

En el caso de los contratos hidroeléctricos de Guatemala, efectivamente durante algunos períodos de la estación lluviosa, especialmente en años húmedos, los excedentes de oferta hidroeléctrica no podrían ser absorbidos por el sistema, pero deberán ser pagados por la contraparte. Éste deberá ser uno de los temas a abordar por el INDE en el proceso de modernización de los contratos.

e) Efectos de los PPA sobre los consumidores regulados y no regulados

Con la reforma y apertura de los mercados, los efectos e implicaciones de los contratos PPA sobre los consumidores finales han sufrido algunas variaciones. Antes de analizar estos efectos, se presentan los esquemas de relación entre los PPA, que se han dado en los países centroamericanos. Es posible identificar cuatro esquemas, sintetizados en los gráficos 2 al 5. El primero corresponde al esquema vigente en Honduras, en donde la administración del PPA y la colocación de su energía asociada recae en una empresa estatal verticalmente integrada (véase el gráfico 2). Adicionalmente existe la relación directa entre Elcosa y su cliente industrial HECO. Éste ha sido además el punto de partida o esquema inicial presentado en los otros países.

³¹ El Departamento de Trabajo de los Estados Unidos y el Banco Central, respectivamente.

En el gráfico 3 se muestra un segundo esquema, en el que los PPA quedan bajo la responsabilidad de la empresa generadora estatal (EGE), responsable de la gestión de dichos contratos y de la colocación de su energía asociada, conjuntamente con la oferta de sus centrales propias (generalmente hidroeléctricas), dentro de los nuevos mercados a término y de ocasión. Este esquema corresponde al de la CEL, en El Salvador, y al INDE, en Guatemala.

Un tercer esquema se da cuando los contratos quedan en poder de una empresa distribuidora, el cual corresponderá a las empresas distribuidoras Disnorte y Dissur, en Nicaragua, luego que éstas reciban los contratos PPA suscritos por la ENEL (véase el gráfico 4). Finalmente, está el caso de Guatemala, en donde una distribuidora y una EGE administran los contratos PPA (véase el gráfico 5).

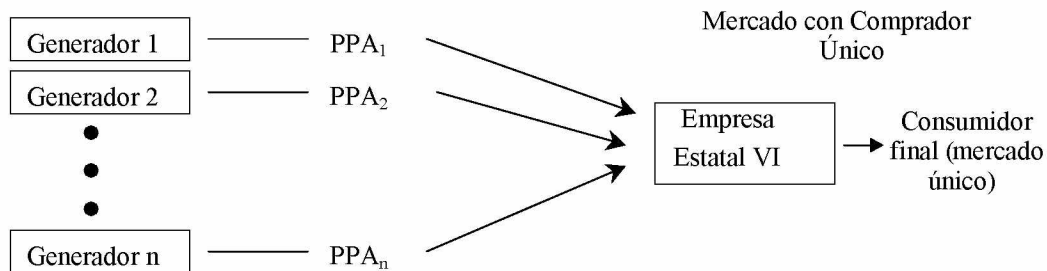
A continuación se resumen los aspectos más relevantes de esos esquemas, para los consumidores finales y para los agentes de la industria:

i) En el primer esquema, la cartera de recursos de producción de la empresa estatal verticalmente integrada está formada por las ofertas de sus centrales propias y de los PPA. De esa forma, el precio nodal ofrecido es único, afectado solamente por los niveles de tensión de entrega. Así, para el consumidor final existe un oferente único, por tanto, los PPA tienen el mismo grado de incidencia o afectación en la formación de precios a los usuarios finales. Las comisiones reguladoras tienen en cuenta los costos de los PPA, en la elaboración o aprobación de los pliegos tarifarios.

ii) En el segundo esquema, corresponde a la EGE la administración de los PPA. La flexibilidad de estos contratos y su competitividad (precios favorables) son fundamentales para que la empresa estatal se desempeñe adecuadamente dentro del mercado. Las características de la oferta de la EGE, es decir, los precios (o costos declarados), potencia firme y estacionalidad, dependen tanto de las características de sus plantas propias como de las de los PPA. Un buen contrato en términos de precios y flexibilidad permitirá a la EGE competir exitosamente con las ofertas de otras empresas productoras. Desde el punto de vista de los usuarios finales, las situaciones de alta competencia por los mercados a término y de ocasión amortiguan los efectos de los precios de los PPA; sin embargo, ante situaciones de poca competencia, la EGE (u otros agentes) tendrían poder para definir el precio marginal. La CEL y el INDE poseen este esquema, ubicándose en dos extremos. En el caso de la CEL, su función de costos está altamente determinada por los términos y condiciones de su contrato con Nejapa. En el caso del INDE, los PPA representan una pequeña fracción de la oferta, lo que confiere a esta empresa un mayor margen de maniobrabilidad para la administración de sus contratos.

Gráfico 2

HONDURAS: RELACIÓN DE CONTRATOS PPA DESPUÉS DE LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

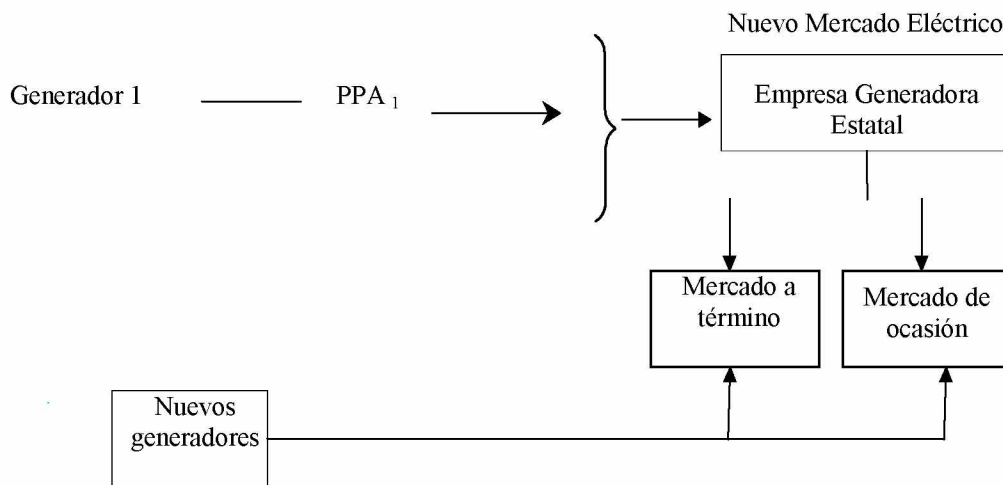


Notas: 1) Únicamente se muestran las relaciones de los productores con la empresa compradora de la energía. No se muestran las relaciones con las empresas de transmisión, empresas comercializadoras y empresas de los países vecinos.

2) VI: empresa verticalmente integrada.

Gráfico 3

EL SALVADOR: RELACIÓN DE CONTRATOS PPA DESPUÉS DE LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA



Notas: 1) Únicamente se muestran las relaciones de los productores con la empresa compradora de la energía. No se muestran las relaciones con las empresas de transmisión, empresas comercializadoras y empresas de los países vecinos.

Gráfico 4

NICARAGUA: RELACIÓN DE CONTRATOS PPA DESPUÉS DE LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

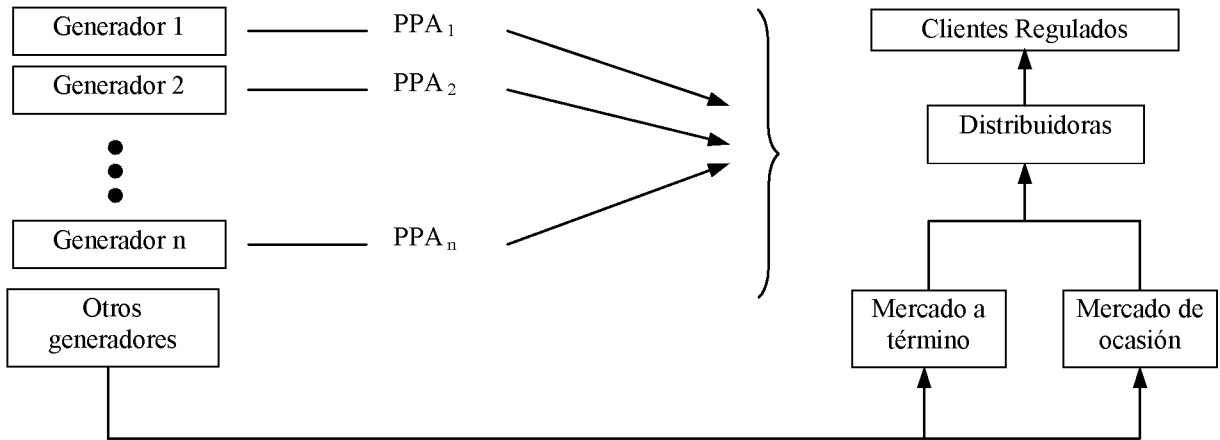
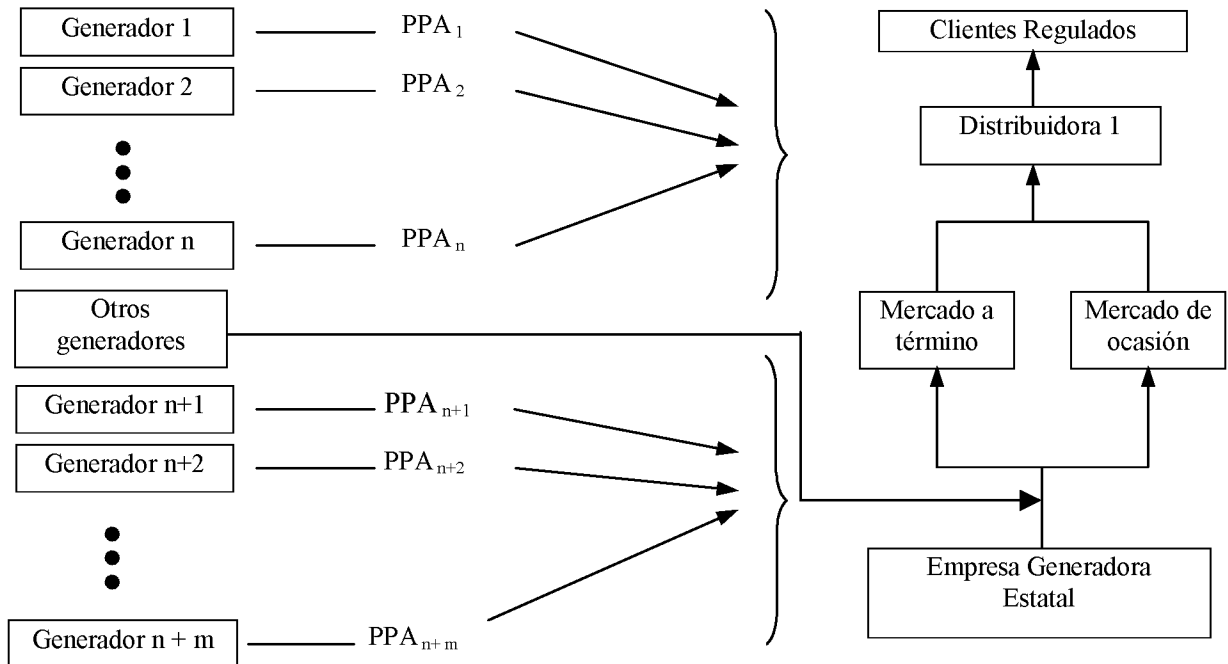


Gráfico 5

GUATEMALA: RELACIÓN DE CONTRATOS PPA DESPUÉS DE LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA



iii) En el esquema 3, corresponde a una empresa distribuidora la administración de los PPA, los cuales pasan a formar parte de la cartera de contratos del mercado a término y del mercado de ocasión. Los precios de los PPA se transfieren al consumidor final en forma directa, por el mecanismo del *pass-through*. Sin embargo, dependiendo de las características de la demanda y de los mecanismos y recursos existentes en el mercado, algunos grupos de consumidores tienen la opción de buscar y contratar a la empresa generadora de su preferencia, directamente o con la ayuda de los comercializadores. De esa forma, los consumidores de bajos consumos permanecen bajo el régimen de tarifas reguladas, cautivos de la demanda contratada con los PPA.

iv) Lo anterior se ha presentado con mucha agudeza en la distribuidora EEGSA (Guatemala), la cual tiene una porción considerable de su mercado comprometida con PPA. Durante 1999, el efecto combinado del alza de los precios de los combustibles y del emergente mercado de los grandes consumidores, redujo el volumen de las ventas reguladas de dicha distribuidora, lo que repercutió en un incremento en la tarifa aplicada a los clientes cautivos.

v) En Nicaragua, actualmente se presenta una transición. Los PPA son temporalmente manejados por Entresa, con la perspectiva de transferirlos a las distribuidoras Disnorte y Dissur. De esa forma, es posible prever que cuatro contratos PPA tomarán una posición apreciable del emergente mercado a término; sin embargo, una porción significativa de dicho mercado será servida por los nuevos agentes productores y por las generadoras estatales en proceso de privatización. Por otra parte, son menores las posibilidades de una pérdida masiva de grandes clientes por parte de las distribuidoras, ya que son pocos los usuarios que cumplen con el nivel de demanda exigido por la Ley.³² Además, no está contemplada la figura de agente comercializador.

3. Precios de los PPA

Los gráficos 6 y 7 muestran un resumen de los precios de los principales PPA de Guatemala, Honduras y Nicaragua. No aparece el PPA vigente en El Salvador, ya que como se explicó al inicio del documento, ese contrato tiene carácter de confidencialidad. Los supuestos para la elaboración de esos cuadros fueron los siguientes:

a) Los gráficos tratan de comparar los precios de la potencia y de la energía de los PPA, por lo cual se buscó reflejar condiciones semejantes. Se aclara que no siempre es posible lograrlo, ya que varios PPA poseen condiciones específicas y particulares.

b) La comparación considera los precios vigentes a inicios de 2001. Para los combustibles, se utilizaron los siguientes precios: diesel 34.054 dólares/barril; búnker 26.117 dólares/barril, y carbón 1.66 dólares/MMBtu. Tanto el diesel como el búnker corresponden a precios promedio observados en enero de 2001. Para el caso del búnker, se ha considerado el de bajo contenido de azufre (1% máximo), lo que representa una ligera sobrevaloración de los precios de la energía de las centrales que utilizan un búnker más contaminante. Para el caso del carbón, se utilizó la referencia del único contrato carboeléctrico.

³² En Nicaragua, el límite para clasificar como Gran Consumidor es de 2 000 kW.

c) Los precios se han calculado sobre la base de una producción anual, estimada a partir de un factor de planta anual (FPA), de la siguiente forma: 40% para turbinas de gas; 50% para grupos electrógenos diesel y planteles termoeléctricos múltiples; 50% para hidroeléctricas; 65% para la carboeléctrica, y 85% para la geotérmica. Los anteriores factores cumplen con la energía "*take or pay*" definida en varios contratos térmicos de Guatemala. En el caso de Emce I (Honduras), se consideró una generación de 390 GWh, equivalente a un FPA de 52%, para cumplir con el primer bloque de energía, cuyo precio es inferior.

d) Los anteriores FPA son congruentes con los niveles de operación registrados hasta la fecha. En todos los contratos se cumple la condición de que, a mayor utilización de la central, se tendrá un menor precio del kWh. La determinación del nivel de operación de cada central corresponderá a los despachos nacionales.

e) En Guatemala, se hace la aclaración de que en la geotérmica Zunil no se incluyeron los costos de producción del vapor, que corren por cuenta del INDE. La inclusión de esos costos cambiaría sustancialmente el precio del kWh de esa central. Tampa incluye los costos del combustible, los cuales son comprados por la EEGSA.

f) En Honduras, los precios no incluyen la comisión sobre la tasa en dólares (1.2%), con lo cual se supone que la ENEE paga en esa moneda.

g) El Nicaragua, el primer PPA de Censa (Amfels) se ha incluido sólo como referencia, ya que los términos vigentes para esa central quedaron establecidos con la ampliación de la capacidad de dicha planta (Censa II).

De la observación de los gráficos se puede obtener la siguiente información:

a) El gráfico 6 muestra los cargos por potencia y energía, agrupados por país y, en el caso de Guatemala, diferenciados por tecnología. Adicionalmente, se indican las fechas de suscripción del primer y último contrato, por cada empresa, y un sendero señala la secuencia cronológica de las contrataciones más relevantes. De esa forma, la agrupación facilita la comparación entre proyectos de igual tecnología. Mientras más alejado del origen (a la derecha o hacia arriba), los precios son más altos. En caso de comparación del PPA con tecnologías similares, a veces las diferencias podrían obedecer a los compromisos del PPA para garantizar una potencia firme, la flexibilidad para adaptarse al despacho (programación y reprogramación de bloques horarios, tiempos de arranque, etc.) y las penalizaciones por fallas.

b) Asimismo, en el gráfico 7 se comparan los PPA con base en una estimación de precios monómicos anuales, bajo los supuestos ya explicados. En general, se encuentran amplias diferencias entre centrales con tecnologías similares, por ejemplo:

Gráfico 6
GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA: CARGO POR POTENCIA Y CARGO POR ENERGÍA DE CONTRATOS PPA, ESTIMACIÓN PARA 2001

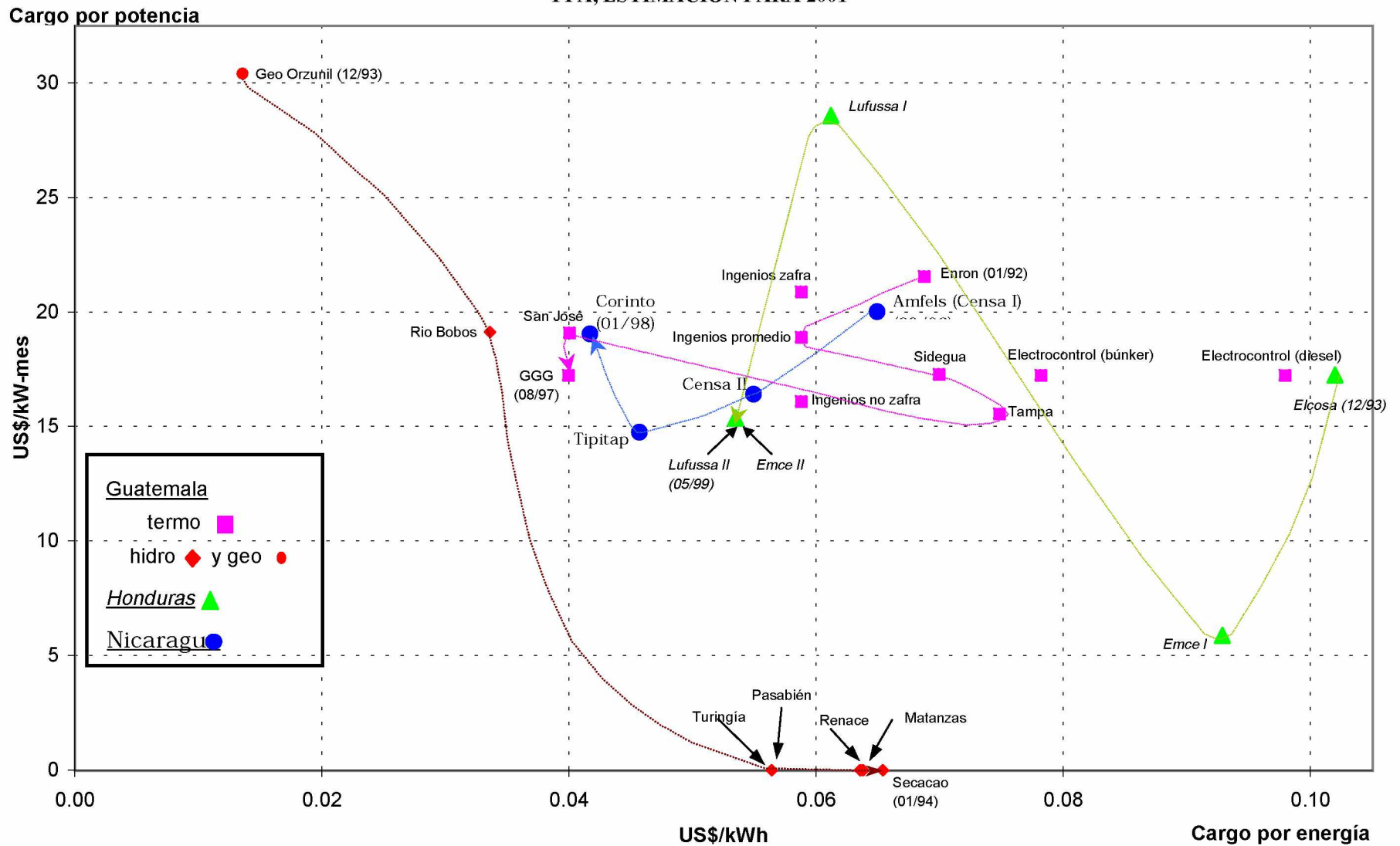
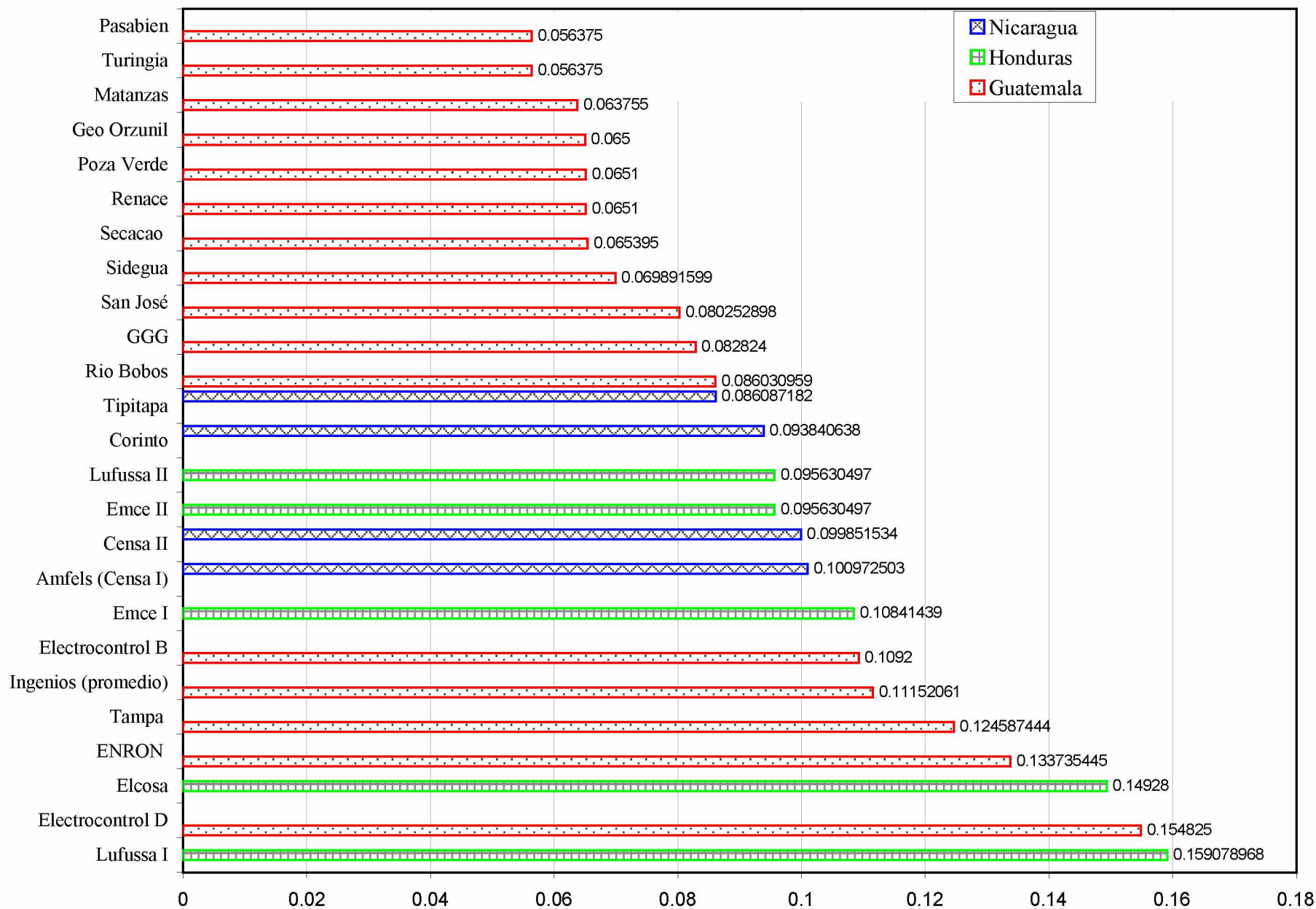


Gráfico 7

GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA: PRECIOS MONÓMICOS DE LA ENERGÍA (dólares/kWh)



Nota. En la central operada por Electrocontrol, se refieren los precios de acuerdo al combustible utilizado (búnker ó diesel).

i) Grupos electrógenos diesel: los precios más altos se presentan en los PPA de Electrocontrol y Enron, en Guatemala, y Elcosa, en Honduras. Los más bajos se reportan en las centrales Tipitapa y Corinto, de Nicaragua, y Sidegua,³³ en Guatemala. La comparación de precios monómicos reporta un rango de entre 0.070 y 0.155 dólares/kWh.

ii) Turbinas de Gas: Los dos casos reportados son: Tampa en Guatemala y Lufussa I en Honduras, con un rango de entre 0.125 y 0.159 dólares/kWh.

iii) Otras termoeléctricas: GGG (vapor, turbinas de gas y grupos diesel) y la carboeléctrica San José (ambas en Guatemala) presentan precios que fluctúan en un rango de 0.053³⁴ y 0.070 dólares/kWh.

iv) Hidroeléctricas: Todas corresponden a Guatemala. Los precios varían entre 0.0564 y 0.086 dólares/kWh, para las hidroeléctricas Poza Verde y Bobos, respectivamente. Esta última corresponde al único PPA hidroeléctrico en el cual se reconocieron cargos por potencia. Obsérvese que ese precio es prácticamente superior al de algunos proyectos termoeléctricos (por ejemplo, la carboeléctrica San José o bien GGG), muy cercano a los motores de combustión de Nicaragua.

v) Geotérmicas: El único caso corresponde a Orzunil, con un precio monómico de 0.063 dólares/kWh, que puede considerarse alto, ya que no incluye los costos asociados a la producción del vapor (inversiones, operación y mantenimiento del campo).

c) De los senderos de precios por país, se observa que los primeros contratos siempre corresponden a los PPA más caros, mientras que los más favorables provienen de licitaciones competitivas. Por empresas, casi siempre se observa una tendencia a reducir los precios de los PPA:

i) Guatemala: En el INDE, se observa cierta convergencia de precios a partir del tercer PPA, y son sustancialmente más altos los precios de los dos primeros contratos. En el caso de la EEGSA, no parece fácil encontrar una lógica racional de negociación de precios de los primeros contratos y no es sino hasta los dos últimos PPA en donde se aprecia una tendencia a reducir los precios.

ii) Honduras: A partir de EMCE, y con excepción de Lufussa I, las licitaciones han mostrado una tendencia a la reducción de los precios.

iii) Nicaragua: Presenta los menores precios de los tres países analizados, y el sendero también muestra una reducción sustantiva de los precios.

³³ Recordar que este proyecto está asociado al consumo de una industria de acero.

³⁴ Precio de GGG a partir del 2001, con el parque de la termoeléctrica La Laguna remozada y una vez retiradas las antiguas unidades.

Otros efectos

En el capítulo II se hizo referencia a la formulación de precios. En la mayoría de contratos de Guatemala se han definido precios conglobados, tanto para la potencia como para la energía. En Honduras, en el contrato de EMCE I, también quedaron conglobados los precios de la energía. Los efectos principales de estas conglobaciones se ilustran a continuación:

a) En el caso de la los costos de la energía, al haber dejado los precios internacionales de los combustibles como único factor de ajuste, la mayor incidencia se da durante los períodos de alza y volatilidad de los precios de los hidrocarburos. En algunos contratos de Guatemala el factor de ajuste alcanzó estratosféricos valores, a finales del 2000, llegando en uno de ellos al 237%. El efecto de conglobación de precios de la energía en los PPA de Guatemala implicó una sobrefacturación de alrededor de 20 millones de dólares durante el 2000.

b) De igual forma, en Guatemala es significativo el efecto de conglobación de los cargos por potencia, que en su totalidad quedaron indexados a tasas anuales del 2.5% y 3%.

IV. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA

El propósito de la evaluación económica que se presenta a continuación es obtener valores aproximados de las tasas internas de rendimiento (TIR) de los principales proyectos de generación desarrollados mediante contratos tipo PPA. Por la alta sensibilidad de la TIR en el monto de la inversión, y ante la escasa información disponible con respecto a los montos de las inversiones realizadas en cada central, este análisis debe considerarse como una primera aproximación. Por ello, se han utilizado costos de centrales típicas, que en la mayoría de los casos permite determinar con alguna certeza la rentabilidad de los proyectos. Para lograr cálculos más confiables, se requeriría información más detallada de cada proyecto, principalmente la correspondiente a los montos de las inversiones efectivamente realizadas, así como a las facturaciones mensuales, y los costos de operación y mantenimiento. Por otra parte, no se han realizado evaluaciones financieras, ya que no se cuenta con datos precisos sobre la composición y características de la deuda en cada proyecto.

1. Supuestos para el análisis económico

Las principales suposiciones aplicadas en la evaluación económica son las siguientes:

a) Inversiones

Se han utilizado como base los siguientes parámetros de inversión: grupos electrógenos diesel, 845 dólares/kW; turbinas de gas, 550 dólares/kW; ingenios cogeneradores, ³⁵ 750 dólares/kW; carboeléctricas, 1 017 dólares/kW; geotérmicas, 1 050 dólares/kW (sin incluir preinversión y desarrollo de los campos), e hidroeléctricas, 1 200 y 800 dólares/kW (este último valor para minicentrales de menos de 2 MW).

Se supusieron tiempos de construcción e instalación típicos, de acuerdo con los avances de obra registrados, así como por la entrada en operación de las centrales. Las inversiones son congruentes con los programas de construcción referidos.

De acuerdo con esos supuestos, se hicieron estimaciones de las inversiones para cada uno de los proyectos (véase el cuadro 21). De ese cuadro, puede obtenerse una estimación de 1 100 millones de dólares para el decenio 1992-2001 (110 millones/año en promedio), que constituyen las inversiones realizadas por privados, bajo contrato PPA, en los cuatro países considerados. El 59% corresponde a inversiones realizadas en Guatemala, seguido por Honduras y Nicaragua, con alrededor de 15% cada uno, y El Salvador, con 11%. Por empresas, los contratos de la EEGSA representan la mayor parte de las inversiones (44.6%), seguida por la ENEE, la ENEL, el INDE

³⁵ Según información recibida de algunos inversionistas privados, en los ingenios cogeneradores de Guatemala las inversiones estuvieron en un rango de entre 650 y 760 dólares/kW.

(14.3%) y la CEL. En las anteriores cifras no se incluyen las inversiones correspondientes a Emce I, en Honduras, y Momotombo, en Nicaragua, ambos casos con contrataciones tipo ROM.

Cuadro 21

ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES

(Miles de dólares)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	1 102 949	95 400	19 125	147 824	170 530	51 242	68 493	235 708	187 675	117 160	9 792
1. Guatemala	650 023	95 400	19 125	32 650	88 113	29 610	63 085	107 944	117 104	87 200	9 792
a) EEGSA	492 143	93 000	11 925	23 850	85 593	23 850	48 325	84 800	72 800	48 000	0
Enron	93 000	93 000									
Tampa	37 893				37 893						
Ingenios	119 250		11 925	23 850	47 700	23 850	11 925				
San José	122 000						24 400	48 800	48 800		
GGG	120 000						12 000	36 000	24 000	48 000	
b) INDE	157 880	2 400	7 200	8 800	2 520	5 760	14 760	23 144	44 304	39 200	9 792
Bobos	12 000	2 400	7 200	2 400							
Orzunil	25 200				2 520	2 520	5 040	10 080	5 040		
Electrocontrol	6 400			6 400							
Secacao	16 200					3 240	9 720	3 240			
Pasabien	12 000							2 400	7 200	2 400	
Poza Verde	1 120							224	672	224	
Renace	72 000							7 200	28 800	28 800	7 200
Matanzas	12 000								2 400	7 200	2 400
Turingia	960								192	576	192
2. El Salvador	120 835	0	0	60 418	60 418						
Nejapa	120 835			60 418	60 418						
3. Honduras	168 016	0	0	54 756	22 000	0	0	54 756	36 504		
Elcosa	54 756			54 756							
Emce II	38 025			0	0	0	0	22 815	15 210		
Lufussa I	22 000				22 000		0				
Lufusa II	53 235				0		0	31 941	21 294		
4. Nicaragua	164 076	0	0	0	0	21 632	5 408	73 008	34 067	29 960	
Censa I	27 040					21 632	5 408				
Censa II	23 576					0	0	0	4 715	18 860	
Tiptitapa	46 475							37 180	9 295		
Corinto	44 785					0	0	35 828	8 957		
San Antonio	14 700								7 350	7 350	
Timal	7 500								3 750	3 750	

Nota: No se incluyen estimaciones de inversión para Emce I, en Honduras, y Momotombo, en Nicaragua.

b) Ingresos, cargos y flujos de efectivo

En el caso de centrales termoeléctricas, los ingresos de cada contrato PPA se han calculado a partir de los cargos mensuales por potencia y el programa de inversiones definido en el cuadro 21. En el capítulo III se discutieron las fórmulas de precios definidos en los PPA. De acuerdo con esas fórmulas, los cargos mensuales de potencia tienen diferente grado de definición. En Guatemala, están conglobados; en Honduras, existe una separación entre cargos financieros fijos y cargos financieros por operación, mantenimiento y administración (Cafoma), estos últimos participan en proporciones de entre 16% y 25%, y en Nicaragua, solamente definidos como cargos financieros fijos. Un resumen unitario de estos cargos en cada PPA se muestra en los cuadros 22 al 24. Una cuantificación de los cargos anuales por potencia en cada país (y por empresa, en el caso de Guatemala) se presenta en el cuadro 25.

Para la formación de los flujos de efectivo de las centrales termoeléctricas, no se toman en cuenta los ingresos derivados de los cargos de producción, lo cual corresponde al supuesto de que estos ingresos no generan rentas adicionales, ya que sólo servirían para el pago de combustibles, y para afrontar los demás costos de operación y mantenimiento de la central.

En el caso de centrales hidroeléctricas, los flujos de efectivo están conformados tanto por los ingresos provenientes de los cargos mensuales de capacidad, como por los derivados de la energía producida. Los primeros, solamente contemplados en uno de los PPA (Bobos). En los ingresos anteriores fueron descontados los costos de operación, mantenimiento y administración, asumidos en el orden de 0.005 y 0.009 dólares/kWh, para centrales medianas (60 MW) y pequeñas (10 MW), respectivamente. Ello equivale a destinar entre 10% y 20% de los ingresos por energía a los rubros indicados. Tanto los ingresos como los gastos, se actualizaron de acuerdo con las mismas tasas definidas en los contratos.

c) Casos seleccionados para el análisis económico

Se han escogido los siguientes contratos PPA, ya que constituyen los más representativos en cada país:

i) Guatemala. Las hidroeléctricas Bobos y Renace, la geotérmica Orzunil, los ingenios cogeneradores y las termoeléctricas Puerto Quetzal (Enron), Alborada (Tampa) y San José (Teco).

ii) Honduras. Las termoeléctricas Elcosa, Lufussa I y Emce II.³⁶

iii) Nicaragua. Las termoeléctricas Censa y Tipitapa.

³⁶ Contrato con términos semejantes a Lufussa II.

Cuadro 22

GUATEMALA: ESTIMACIÓN DE LOS CARGOS POR POTENCIA DURANTE LA
VIGENCIA DE LOS CONTRATOS

(Dólares/kW-mes)

	ENRON	Tampa	EEGSA				GGG	INDE		
			Ingenios a/		San José	Bobos		Orzunil	Electrocontrol	
			Zafra	No Zafra						
Tipo central	CI	TG	VC		C	TG, CI, V	H	G	CI	
Capacidad (MW)	100	78	159	117	120	150	10	24	8	
	<u>Cargos dólares/kW-mes</u>									
1993	17.00									
1994	17.51		16.98	13.10						
1995	18.04	13.05	17.50	13.50			16.50	24.6978	11.00	
1996	18.59	13.44	18.03	13.91			16.91	25.4386	11.00	
1997	19.15	13.84	18.57	14.32			17.34	26.2018	17.25	
1998	19.73	14.26	19.12	14.75		5.00	17.77	26.9879	17.25	
1999	20.32	14.69	19.70	15.19		5.00	18.21	27.7975	17.25	
2000	20.94	15.13	20.29	15.65	18.55	5.00	18.67	28.6314	17.25	
2001	21.57	15.58	20.90	16.12	19.10	17.25	19.13	30.3751	17.25	
2002	22.22	16.05	21.52	16.60	19.68	17.25	19.61	31.2864	17.25	
2003	22.89	16.53	22.17	17.10	20.27	17.25	20.10	32.225	17.25	
2004	23.58	17.03	22.83	17.61	20.88	17.25	20.61	33.1917	17.25	
2005	22.78	17.54	23.52	18.14	21.50	17.25	21.12	34.1874	17.25	
2006	22.78	18.06	24.22	18.69	22.15	17.25	21.65	34.1874	17.25	
2007	22.78	18.61	24.22	18.69	22.81	17.25	22.19	34.1874	17.25	
2008		19.16	24.22	18.69	22.81	17.25	22.75	34.1874	17.25	
2009		19.74	24.22	18.69	22.81	17.25	23.31	34.1874	17.25	
2010		20.33			22.81	17.25	23.90	34.1874	17.25	
2011					22.81	17.25		34.1874	17.25	
2012					22.81	17.25		34.1874	17.25	
2013					22.81	17.25		34.1874		
2014					22.81	17.25		34.1874		
2015					22.81	17.25		34.1874		
2016					22.81			34.1874		
2017								34.1874		
2018								34.1874		
2019								34.1874		
Tasa Ajuste de cargos (%)	3.02 (hasta 2004)	3.00	2.40	2.40	3.00 (hasta 2007)	no aplica	2.50	3.30 (1995-2005)		

Fuente: Estimaciones propias, a partir de datos oficiales.

Notas: CI: combustión interna; TG: turbinas de gas; VC: vapor, cogeneración, C: carboeléctrica, H: hidro; G: geotérmica.

a/ La zafra se efectúa de noviembre a mayo. De junio a octubre los ingenios producen sólo con base en el búnker.

Cuadro 23

HONDURAS: ESTIMACIÓN DE LOS CARGOS POR POTENCIA
DURANTE LA VIGENCIA DE LOS CONTRATOS

(Dólares / kW-mes)

	Elcosa	Emce I	Emce II	Lufussa I	Lufussa II
Tipo central	CI	CI	CI	TG	CI
Capacidad Contratada (MW)	48.0	82.0	50.0	39.5	70.0
	<u>Cargos US\$/kW-mes</u>				
1994	21.83				
1995	19.32	5.43		19.40	
1996	16.45	5.57		19.50	
1997	16.62	5.63		19.68	
1998	16.83	5.68		19.87	
1999	16.96	5.73	14.99	20.02	14.99
2000	17.14	5.83	15.19	20.26	15.19
2001	17.26	5.88	15.38	20.39	15.38
2002	17.35	5.95	15.49	20.62	15.49
2003	17.44	6.02	15.59	20.86	15.59
2004	17.53	6.10	15.70	21.10	15.70
2005	17.63	6.18	15.82	21.35	15.82
2006	17.73		15.93	21.60	15.93
2007	17.83		16.05	21.86	16.05
2008	17.94		16.17	22.13	16.17
2009	18.04		16.30	22.40	16.30
2010	18.15		16.42	22.68	16.42
2011			16.55		16.55
2012			16.69		16.69
2013			16.83		16.83
2014			16.97		16.97
2015			17.11		17.11
2016			17.26		17.26
2017			17.41		17.41
2018			17.57		17.57
2019			17.73		17.73

Fuente: Estimaciones propias, a partir de datos oficiales.

Notas: CI: combustión interna, TG: turbinas de gas. A partir del 2002, los CAFOMA se actualizan a 2.5% anuales. Elcosa tiene descontados 6 MW del grupo industrial Heco.

Cuadro 24

NICARAGUA: CARGOS POR POTENCIA DURANTE LA
VIGENCIA DE LOS CONTRATOS

(Dólares/kW-mes)

	Censa I	Censa II	Tipitapa	Corinto	San Antonio	Timal
Tipo central	CI	CI	CI	TG	VC	VC
Capacidad (MW)	30	55	50.9	50	17.5	10
	Cargos dólares/kW-mes					
1997	20.00					
1998	20.00					
1999	20.00		14.74	19.02	11.75	
2000		16.38	14.74	19.02	11.75	11.75
2001		16.38	:	:	:	:
:		:	:	:	:	:
:		:	:	:	:	:
2011		16.38	:	:	:	:
2014			14.74	19.02	11.75	11.75

Fuente: Datos oficiales.

Notas: CI: combustión interna, TG: turbinas de gas, VC: vapor/cogeneración. Censa I, renegociado en 1999 y sustituido por el contrato denominado Censa II.

En el caso de las hidroeléctricas y la geotérmica, en el análisis económico se han rescatado los valores remanentes, aplicando depreciación lineal y suponiendo una vida útil de 30 años. En el caso del Elcosa, las inversiones han sido incrementadas en un 20%, con el propósito de reflejar sobrecostos al haber tenido que desarrollar el proyecto en un tiempo corto.³⁷

2. Resultados del análisis económico

A partir de los supuestos anteriores, se construyeron los flujos de efectivo para los proyectos seleccionados (véase el cuadro 26). Para efectos comparativos, y teniendo en cuenta las diferencias en las fórmulas de precios (lo cual se discutió en el capítulo II), en el caso de las centrales termoeléctricas se ha calculado una TIR básica y dos variaciones a dicha tasa (véase de nuevo el cuadro 26). La primera se construye considerando los ingresos netos anuales de cada proyecto, equivalentes a la totalidad de los cargos mensuales de capacidad. Los dos cálculos

³⁷ Recuérdese que el contrato de Elcosa fue suscrito en diciembre de 1993. A fines de abril de 1994, el proyecto empezó a producir energía eléctrica con capacidad reducida (24 MW), entrando a plena capacidad a fines de junio de 2004. Otros proyectos similares desarrollados en Honduras y otros países de la región, demoraron por lo menos 12 meses en entrar en operación.

adicionales consideran los cargos mensuales por capacidad disminuidos en 10% y 20%, lo cual representaría los descuentos por los costos de administración y, en general, otros costos no asociados a la producción.³⁸ En ninguna termoeléctrica se han considerado las probables rentas provenientes de la facturación de la energía.

Cuadro 25

ESTIMACIÓN DE LA FACTURACIÓN ANUAL POR LA CAPACIDAD CONTRATADA
DURANTE LA VIGENCIA DE LOS CONTRATOS

(Miles de dólares)

	Total	Guatemala		Honduras	Nicaragua	
		Subtotal	EEGSA	INDE	ENEE	ENEL/Entresa
1993	22 440	22 440	22 440			
1994	37 750	31 462	28 426	3 036	6 288	
1995	59 025	42 236	39 151	3 085	16 790	
1996	79 165	54 958	51 221	3 737	24 207	
1997	98 608	68 162	64 373	3 788	24 447	6 000
1998	112 508	80 610	74 100	6 510	24 698	7 200
1999	144 731	88 327	76 184	12 142	39 291	17 113
2000	197 294	117 752	105 053	12 700	47 083	32 459
2001	229 472	147 321	134 301	13 020	47 542	34 609
2002	233 287	150 754	137 405	13 349	47 924	34 609
2003	237 218	154 293	140 604	13 688	48 317	34 609
2004	241 258	157 931	143 895	14 036	48 718	34 609
2005	237 554	159 387	145 287	14 100	43 558	34 609
2006	239 979	161 975	147 810	14 165	43 395	34 609
2007	241 864	163 507	149 275	14 232	43 748	34 609
2008	212 738	134 020	119 721	14 299	44 109	34 609
2009	213 722	134 634	120 264	14 370	44 479	34 609
2010	161 899	83 327	71 825	11 502	43 962	34 609
2011	143 946	75 398	63 896	11 502	33 939	34 609
2012	121 572	73 742	63 896	9 846	24 032	23 798
2013	121 770	73 742	63 896	9 846	24 230	23 798
2014	111 875	73 742	63 896	9 846	24 432	13 700
2015	98 383	73 742	63 896	9 846	24 640	
2016	67 546	42 692	32 846	9 846	24 853	
2017	34 917	9 846		9 846	25 071	
2018	35 141	9 846		9 846	25 295	
2019	8 508				8 508	

Fuente: Estimaciones propias, a partir de datos oficiales.

Nota: Los ingenios operan todo el año. En Nicaragua sólo se incluyó el ingenio Timal.

³⁸ De acuerdo con las fórmulas definidas en los contratos, sólo Honduras quedaron definidos los cargos financieros de operación, administración y mantenimiento.

Cuadro 26

ESTIMACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) DE LOS PROYECTOS Y RESUMEN DE LOS FLUJOS

(Miles de dólares)

	Guatemala							Honduras			Nicaragua	
	Bobos	Renace	Pto. Quetzal (Enron)	Alborada (Tampa)	San José (Teco)	Ingenios	Orzunil	Elcosa	Lufussa I	Emce II	Censa	Tipitapa
TIR (%)												
1/	21.4%	20.3%	25.9%	31.0%	19.9%	24.6%	26.2%	18.4%	32.9%	24.6%	22.5%	17.5%
2/			23.2%	27.9%	18.0%	21.9%	24.1%	17.2%	30.1%	22.1%	19.8%	15.3%
3/			20.4%	24.7%	15.9%	19.2%	22.0%	14.5%	27.1%	19.5%	16.7%	12.9%
Inversión	12000	72000	93 000	44 000	122 000	119 250	25 200	54 756	22 000	38 025	50 616	46 475
1992	-2 400		-93 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	-7 200		22 440	0	0	-11 925	0	0	0	0	0	0
1994	-2 400		23 113	0	0	-18 538	0	-48 468	-22 000	0	0	0
1995	2 533		23 813	-44 000	0	-39 488	-2 520	11 126	766	0	0	0
1996	2 976	0	24 539	12 652	0	-9 748	-2 520	9 478	9 245	0	-21 632	0
1997	3 029	0	25 278	13 032	-24 400	14 216	-5 040	9 574	9 330	0	592	0
1998	2 808	-7 200	26 044	13 423	-48 800	29 909	-10 080	9 694	9 417	-22 815	7 200	-37 180
1999	3 564	-28 800	26 822	13 825	-48 800	30 812	-2 371	9 770	9 488	-9 212	2 485	-2 543
2000	3 531	-28 800	27 641	14 240	26 712	31 738	8 246	9 870	9 602	9 113	-8 050	9 002
2001	3 618	1 080	28 472	14 667	27 504	32 692	8 748	9 941	9 667	9 229	10 811	9 002
2002	3 709	16 975	29 330	15 107	28 339	33 663	9 010	9 993	9 776	9 292	10 811	9 002
2003	3 802	17 399	30 215	15 560	29 189	34 679	9 281	10 046	9 888	9 356	10 811	9 002
2004	3 898	17 834	31 126	16 027	30 067	35 712	9 559	10 100	10 002	9 422	10 811	9 002
2005	3 994	18 280	30 070	16 508	30 960	36 790	9 846	10 156	10 120	9 490	10 811	9 002
2006	4 094	18 737	30 070	17 003	31 896	37 891	9 846	10 213	10 240	9 559	10 811	9 002
2007	4 197	19 205	30 070	17 513	32 846	37 891	9 846	10 271	10 363	9 630	10 811	9 002
2008	4 302	19 685	0	18 039	32 846	37 891	9 846	10 331	10 490	9 703	10 811	9 002
2009	4 409	20 178	0	18 580	32 846	37 891	9 846	10 393	10 619	9 778	10 811	9 002
2010	4 520	20 682	0	19 137	32 846		9 846	10 456	9 856	9 854	10 811	9 002
2011	6 000	21 199	0		32 846		9 846	10 100	0	9 933	10 811	9 002
2012		21 729	0		32 846		9 846	0	0	10 013	0	9 002
2013		22 272	0		32 846		9 846	0	0	10 096	0	9 002
2014		22 829	0		32 846		9 846	0	0	10 180	0	2 251
2015		23 400	0		32 846		9 846	0	0	10 267	0	0
2016		11 992	0		32 846		9 846	0	0	10 355	0	0
2017		36 000	0				9 846	0	0	10 446	0	0
2018			0				9 846	0	0	10 540	0	0
2019			0				9 846	0	0	3 545	0	0
2020			0					0	0	0	0	0

Fuente: Estimaciones propias.

Nota: Con excepción de las dos hidroeléctricas, en las restantes centrales los ingresos provienen exclusivamente de los cargos por potencia. En el caso de las termoeléctricas,

De los resultados obtenidos, se hacen los siguientes comentarios, todos referidos a la TIR básica:

a) Sobresalen con altas tasas de rentabilidad –en un rango de entre 24% y 33%– las termoeléctricas Alborada (Tampa), Puerto Quetzal (Enron), la geotérmica Orzunil y los ingenios cogeneradores, en Guatemala, y Lufussa I y Emce II, en Honduras. En ambos países, las TIR más altas corresponden a las turbinas de gas, ubicadas en un rango de entre 31% y 32.9%, respectivamente.

b) Por el contrario, los proyectos termoeléctricos de Nicaragua muestran rentabilidades menores, en un rango de entre 17.5% y 22.5%, para los proyectos de Tipitapa y Censa, respectivamente. De igual forma, la carboeléctrica San José, en Guatemala, se ubica dentro de ese rango, con una TIR de 19.9%.

c) La empresa Elcosa registra una TIR de 18.4%, la más baja entre los proyectos realizados en Honduras. A este respecto, se aclara que la suposición inicial de considerar sobrecostos de inversión en un 20%, tiene el efecto de reducir la TIR en alrededor de 8%. Eliminando esa suposición, la TIR de Elcosa es semejante a la de Emce II.

d) En el caso de las dos hidroeléctricas (Bobos y Renace), ambas reflejan rentabilidades semejantes, cercanas al 21%. A este respecto, debe señalarse que los costos de proyectos hidroeléctricos se caracterizan por una mayor dispersión y, por tanto, los indicadores de TIR calculados podrían mostrar significativos cambios (por exceso o por defecto), al ser evaluados por los montos de inversión efectivamente realizados en cada proyecto.

e) Para proyectos no analizados, pero con características semejantes a las de algunos del grupo seleccionado, puede decirse que se ubicarían con una TIR cercana: en Guatemala, la GGG y la carboeléctrica San José; en Honduras, Lufussa II y Emce II, y en Nicaragua, Corinto y Tipitapa.

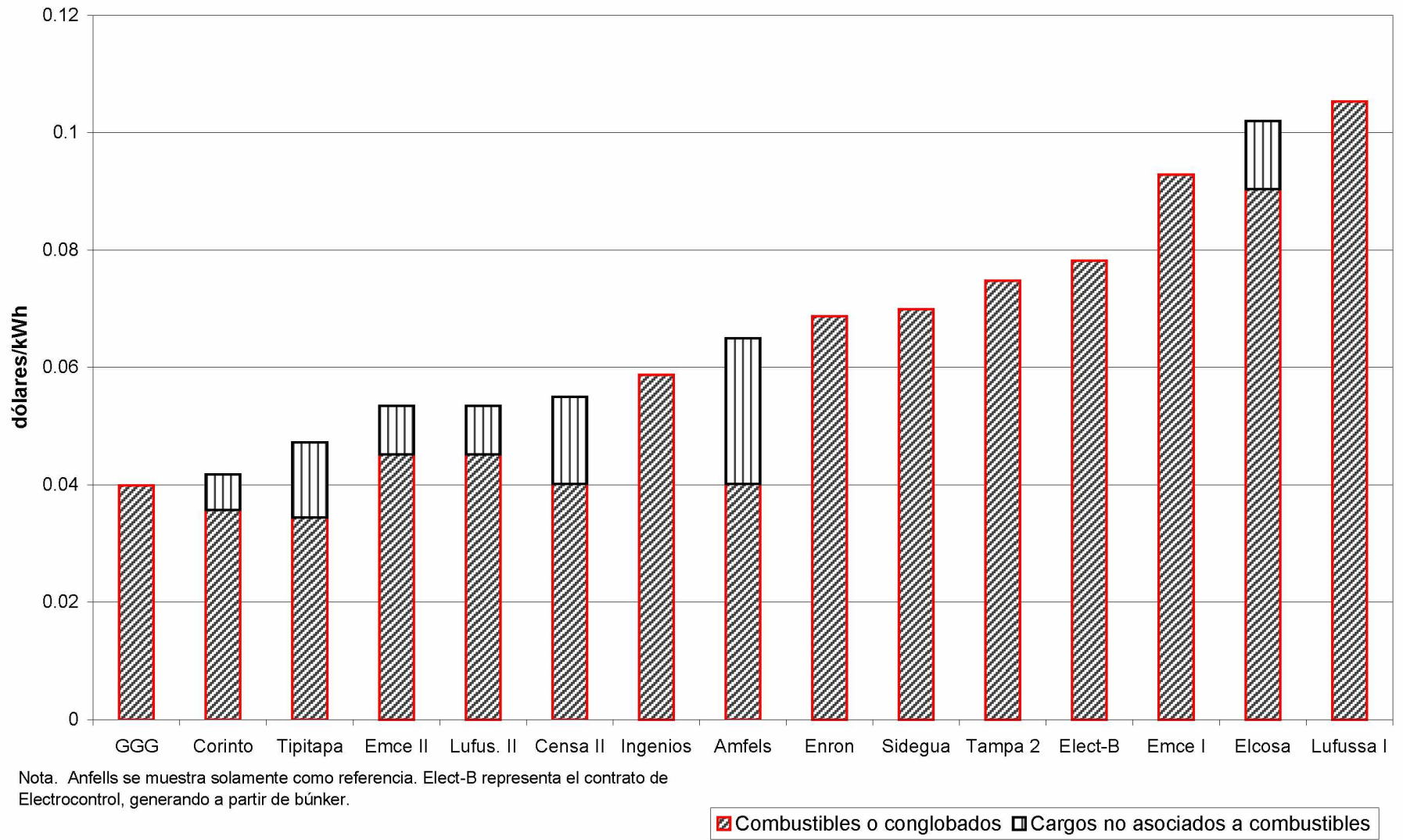
La disminución de los ingresos por capacidad, en un 10%, implicaría la reducción de 2.5% a 3% de la TIR, identificándose siempre los grupos de centrales con altas rentabilidades ya referidos.

3. Otras fuentes de ingresos y beneficios de los PPA

Como se ha mencionado, en algunos casos, los costos de operación y mantenimiento se han constituido una fuente adicional de ingresos. En principio, los cargos fijos y variables por operación y mantenimiento deberían cubrir razonablemente los costos de los combustibles efectivamente utilizados, así como los demás costos fijos y variables de operación y mantenimiento. La comparación de las fórmulas aplicadas para los cargos referidos, al igual que la comparación de los niveles establecidos en esas fórmulas, muestra una gran dispersión (véase el capítulo II), situación que permite suponer que, en muchos PPA, los cargos por operación y mantenimiento son una fuente para la obtención de ingresos y beneficios adicionales, por lo que se convierten en el origen de importantes rentas. En el gráfico 8 se muestra la estimación, al año 2001, de los cargos fijos y variables por operación y mantenimiento de los PPA termoeléctricos a

Gráfico 8

GUATEMALA, HONDURAS Y NICARAGUA: COMPARACIÓN DE LOS CARGOS VARIABLES POR OPERACIÓN. ESTIMACIÓN AL AÑO 2001



base de derivados del petróleo (grupos electrógenos diesel y, en dos casos, turbinas de gas), y cuando se ha especificado en los contratos, la porción dedicada y la no dedicada a los combustibles. De esa gráfica, se obtiene la siguiente información:

a) Grupos electrógenos diesel

i) Se observa una gran dispersión de los cargos variables por operación y mantenimiento, que van desde un valor inferior de 0.0039 dólares/kWh para la GGG, hasta un límite superior de 0.102 dólares/kWh, para Elcosa. Cercanos a la cota inferior se encuentran los PPA de Corinto (0.42 dólares/kWh) y Tipitapa (0.047 dólares/kWh). Cercano al valor superior está Emce I (0.093 dólares/kWh). Lo anterior indica que existen diferencias de más del 150% entre los PPA ubicados en los límites superior e inferior referidos.

ii) La única razón técnica de peso que puede justificar diferencias en los cargos variables por operación y mantenimiento, es la relacionada con la mejora de eficiencia y reducción de los costos de mantenimiento derivados de los avances tecnológicos en las unidades más recientes. Efectivamente, los costos más bajos corresponden a los últimos PPA suscritos en los países analizados; sin embargo, debe observarse que la variable tecnológica cuando mucho podría ser la responsable de diferencias de hasta un 25%.³⁹

iii) Las principales causas de las diferencias en los cargos variables por operación y mantenimiento se encuentran en la conglobación de estos cargos y en los niveles iniciales asignados a la participación de los combustibles. Los mayores incrementos se observan en las primeras contrataciones, especialmente cuando éstas fueron referenciadas sobre la base de precios bajos del búnker. Por ejemplo, el caso de Elcosa, el cual quedó referenciado a un precio de 10.35 dólares/barril de búnker, con lo que esa central presenta la mayor variación de sus cargos variables por operación y mantenimiento.

iv) En los PPA de Guatemala, con excepción de la GGG, el efecto de la conglobación de los cargos variables por operación y mantenimiento, y su indexación única al precio del búnker, han implicado mayores incrementos al actualizar dichos costos, especialmente los correspondientes a la porción no asociada al consumo de combustibles. De esa forma, los cargos variables de los PPA de Guatemala se han ubicado en la parte intermedia de la gráfica, presentando sobrecostos de entre el 72% y 95%, con respecto al límite inferior referido (el contrato de la GGG).

v) En los PPA de Honduras, resulta muy ilustrativo el caso de Elcosa, en donde la porción de cargos por operación y mantenimiento no asociados a combustible representa sólo el 11% de los cargos variables de producción, cifra que en términos absolutos se encuentran en el

³⁹ Obsérvese que las eficiencias reportadas por los grupos electrógenos diesel de Emce I son del orden del 35%, cifra que puede considerarse el límite inferior para la producción eléctrica de ese tipo, ya que se trata de máquinas antiguas repotenciadas. Para las nuevas centrales de ese tipo puede considerarse una eficiencia bruta del 44%, lo cual muestra un diferencial de 9% sobre las tecnologías anteriores, que correspondería a la reducción de los costos asociados a combustibles. De igual forma, debería esperarse una reducción en los costos de operación no asociados a combustibles.

rango de los PPA de Nicaragua (Corinto y Tipitapa), ubicados entre los más bajos de los registrados en los cuatro países analizados. Esa situación indicaría que el nivel inicial de la porción de cargos por operación y mantenimiento no asociados a combustible fue asignado adecuadamente, no así el valor y la referencia iniciales de los cargos asociados al consumo de combustibles.

vi) En los restantes PPA de Honduras, debe resaltarse el efecto de la conglobación en Emce I, en donde los cargos variables superan en un 130% la referencia inferior referida.⁴⁰ Los contratos de Emce II y Lufussa II aparecen con un sobre costo del 34% sobre la referencia de la GGG.

vii) Los PPA de Nicaragua, como ya fue mencionado, muestran cargos variables bajos, con diferencias de entre el 4.5% y el 18.5% sobre la referencia indicada.

b) Turbinas de gas

Los únicos dos casos corresponden a Tampa (en Guatemala) y Lufussa II (en Honduras). En el primero, la parte compradora es la responsable de la adquisición de los combustibles y, por tanto, los efectos del mercado petrolero internacional son trasladados en su justa dimensión al valor de los cargos variables. Por otra parte, los cargos de operación no asociados a combustibles son congruentes con las referencias internacionales consultadas,⁴¹ de lo que se infiere que, en el caso de Tampa, estos cargos no aportarían rentas adicionales.

De esa cuenta, los cargos variables por operación y mantenimiento de Tampa son una buena referencia para las turbinas de gas en la región. Sobre esa base, es importante mencionar que Lufussa II tiene una estructura conglobada de sus cargos variables, superiores a Tampa en un 41%, lo cual podría considerarse como una fuente de obtención de importantes ingresos y rentas adicionales.

c) Ingenios cogeneradores

En el gráfico sólo se presenta el caso de los ingenios cogeneradores de Guatemala. Como fue mencionado en el capítulo II, en estos PPA los costos variables de operación fueron definidos en forma conglobada e indexados al precio del búnker de bajo contenido de azufre. El efecto de la conglobación es notorio, ya que estos ingenios presentan costos variables de operación superiores en un 47%, con respecto a la referencia del contrato de la GGG. En consecuencia, estos cogeneradores también están obteniendo rentas adicionales resultantes de la conglobación de los cargos variables de operación.

⁴⁰ Debe mencionarse que en la comparación de los precios monómicos, el precio de Emce I mejora, ya que por tratarse de un contrato tipo ROM, los cargos por capacidad son significativamente menores que los contratos tipo BOO.

⁴¹ En promedio 0.0120 dólares/kWh, sobre la base de operación con un FPA del 40%. Este valor es superior, en un 20%, a los costos reportados por la Comisión Federal de Electricidad de México, sobre costos explicables fácilmente, en función de las economías de escala de esa empresa estatal.

La comparación de los cargos variables de operación y mantenimiento muestra que en muchos contratos PPA estos cargos se han constituido en otra fuente de ingresos adicionales, especialmente en los PPA que aparecen en la porción central y derecha del gráfico 8. En los casos más severos, y de continuar el escenario de precios altos de los derivados del petróleo, la rentabilidad económica de los PPA se incrementa en más de siete puntos porcentuales, situación que requeriría la revisión y actualización de los términos de varios contratos.

V. CONCLUSIONES

En los cuatro países analizados en este estudio, la incidencia de los contratos PPA sobre los mercados nacionales de electricidad es muy significativa; sin embargo, las manifestaciones son diferentes en cada país y están en función de: 1) los compromisos de compra de potencia y energía; 2) los términos económicos y técnicos establecidos en los PPA; 3) el tamaño y estructura de los mercados, y 4) las relaciones e interacciones directas e indirectas de los PPA con los agentes de la industria eléctrica.

Los precios de los productos entregados también muestran una gran diversidad, con marcadas diferencias —que no siempre corresponden a razones técnicas—, tanto al interior de los países, como en la región. En general, es posible observar precios más altos en las primeras contrataciones —muchas de ellas realizadas en forma directa— y una tendencia a la reducción de precios en las subsecuentes, principalmente en los casos en que los contratos resultaron de concursos competitivos. En este sentido, es importante tomar en cuenta las siguientes observaciones:

1. Cargos por la energía

No obstante que la ENEL de Nicaragua representa el mercado más pequeño de la región, los precios obtenidos por esta empresa son sustancialmente más bajos, como resultado, tanto de licitaciones competitivas, como del esfuerzo de la referida empresa para negociar a partir de sus costos de producción. Un mejor control de las situaciones de racionamiento, así como menores incidencias y presión por factores exógenos, también habrían coadyuvado a la toma racional de decisiones.

En Honduras, las primeras contrataciones se ubican dentro de las más caras, con precios de energía más de dos veces superiores a los de Nicaragua. En las últimas contrataciones, se aprecian los beneficios de las licitaciones públicas, con sustanciales reducciones en los precios, pero siempre por encima de los de Nicaragua. En cuanto a las contrataciones termoeléctricas de Guatemala, a excepción de la GGG y la carboeléctrica San José, las restantes 10 pueden catalogarse como caras, con precios de energía que fluctúan entre el 41% y el 87%, superiores a los registrados en Nicaragua. En las excepciones referidas —resultantes de licitación pública o renegociación durante la fase de preinversión—, los precios son sustancialmente menores, incluso ligeramente inferiores a los de Nicaragua.

Con respecto a las contrataciones hidroeléctricas, sólo presentes en Guatemala, a excepción de una de ellas, en el resto solamente se reconocen cargos por energía. De esa forma, la facturación mensual a estas centrales se vería reducida durante el estiaje y los períodos de sequía, situación que se compensa en las épocas lluviosas.

2. Cargos por potencia

En Guatemala y Honduras –con excepción de las turbinas de gas–, estos cargos tienen, sobre todo, un significado financiero, asociado con el repago de las inversiones o la amortización de la deuda y la reducción de riesgos de mercado a los inversionistas privados. La fijación de estos cargos, basados en pruebas esporádicas de capacidad y las escasas penalizaciones por incumplimiento o salidas programadas o forzadas, no permite asociarlos en forma fidedigna con la potencia firme, o bien con la potencia efectivamente despachada o disponible. De esa forma, la vaga definición de los cargos por capacidad reduce las penalizaciones al productor en caso de incumplimiento en la entrega de la capacidad contratada, lo que se traduce en una cobertura de riesgos de operación a favor de los inversionistas.

En Nicaragua, los cargos por capacidad sí están relacionados directamente con la potencia despachada o disponible, con lo cual los empresarios privados asumen –como corresponde en cualquier negocio– los riesgos asociados a los problemas de operación. En Guatemala, en el caso de la única hidroeléctrica en que se reconocen cargos por capacidad, éstos no sólo cubren al productor los riesgos operativos y de mercado, sino que le permiten la cobertura al riesgo hidrológico, tanto durante la época de estiaje como en los períodos de sequía. No obstante las mayores exigencias para la potencia en los contratos de Nicaragua, los cargos de capacidad de este país son sustancialmente menores que los establecidos en Guatemala y Honduras.

3. Indexaciones y actualizaciones de los cargos por potencia

Guatemala y Nicaragua presentan los dos extremos. En el primer país, los cargos por potencia se actualizan a tasas generalmente del 3% anual. En el segundo país, estos cargos permanecen fijos durante la vigencia del contrato. Por su parte, Honduras presenta una situación intermedia, en la cual una fracción mayoritaria de los cargos por potencia permanece constante a lo largo de toda la vigencia del contrato y la porción restante es actualizada periódicamente, de acuerdo con los índices de inflación (IPC) de los Estados Unidos de América y del país.

4. Indexaciones y actualizaciones de los cargos por energía

Un grupo de contratos termoeléctricos de Guatemala (Enron, los ingenios y Electrocontrol) se sitúa en uno de los extremos, con la totalidad de los cargos por energía conglobados e indexados al mercado petrolero internacional. Los niveles iniciales establecidos para estos cargos, pero sobre todo la fijación de una referencia de indexación muy baja (que correspondía a precios deprimidos del mercado internacional de los combustibles cuando se suscribieron los contratos), han producido un efecto multiplicador, elevando en forma desmedida la facturación por energía y generando rentas injustificadas a los productores.

Los contratos de Honduras y Nicaragua, así como uno de los contratos de Guatemala (Tampa), reconocen y distinguen las porciones de los cargos por energía asociados y no asociados a los combustibles. Esas porciones quedan sujetas a las indexaciones al mercado petrolero y a la inflación de los Estados Unidos, respectivamente. De esa forma se minimiza o incluso se llega a evitar el efecto multiplicador ya referido. La inmunización es total sólo en el

caso de restringir los cargos asociados a combustibles, limitándolos a compras realizadas en un mercado petrolero competitivo. Sin embargo, debe mencionarse que la inmunización referida difícilmente será efectiva si la referencia de precios de los derivados del petróleo es muy baja. Esto ocurre en el caso de ELCOSA, en Honduras, cuyo precio base del búnker constituye el precio de referencia más bajo de los utilizados en todos los contratos de la región.

5. Los precios monómicos

Los precios monómicos o precios promedio del kWh producido durante todo el año, muestran que, con excepción de Bobos, las hidroeléctricas de Guatemala se sitúan con los precios más favorables, con un rango de entre 5.6 y 6.5 centavos de dólar/kWh. Los menores precios de termoeléctricas corresponden a San José y GGG, en Guatemala; Censa, Corinto (Coastal) y Centrans (Enron), en Nicaragua, y Lufussa II y Emce II, en Honduras, que se sitúan en el rango de entre 8 y 9.5 centavos de dólar/kWh. Con precios altos, pero en un rango intermedio, se ubican las termoeléctricas Censa II de Nicaragua, Emce I de Honduras y los ingenios y Electrocontrol en Guatemala, en un rango de entre 10 y 11.2 centavos de dólar/kWh. Con muy altos precios se ubican las termoeléctricas Puerto Quetzal (Enron) en Guatemala y Elcosa en Honduras, en un rango de entre 13.3 y 14.3 centavos de dólar/kWh. Con precios igualmente altos, pero como unidades de punta, se ubican las turbinas de gas Alborada (Tampa) en Guatemala y Lufussa I en Honduras, en un rango de entre 12.5 y 15.9 centavos de dólar/kWh.

Referencia especial merece el caso de Orzunil, cuyos precios monómicos están en el rango de los proyectos hidroeléctricos, pero sin incluir los costos de explotación del campo geotérmico, que corren por cuenta del INDE. En Nicaragua, dos casos ameritan observaciones: la geotérmica de Momotombo, con un precio de 4.6 centavos de dólar/kWh, valor que no incluye las amortizaciones a las inversiones efectuadas por ENEL, y los ingenios, que presentan un precio de 7.6 centavos de dólar/kWh, para ubicarse como la producción termoeléctrica PPA más competitiva de toda la región (alrededor de 30% por debajo de los ingenios de Guatemala).

Los efectos de los contratos PPA sobre el mercado y el consumidor final dependen del grado de participación de esos contratos, así como de la competitividad de los precios establecidos, la estructura del mercado y las relaciones PPA–agentes–mercado. En Honduras, las tarifas corresponden a los costos marginales, dentro de las que se pondera el efecto de los PPA (con relativa baja participación), con lo cual se oculta parcialmente el efecto sobre las tarifas al consumidor final. En Nicaragua, los PPA muestran menores precios y menor dispersión, por lo que se esperarían efectos equitativos sobre los usuarios, una vez que empiecen a operar los mecanismos del mercado mayorista. En El Salvador, no obstante la menor participación del único contrato PPA, éste tiene un papel preponderante durante los meses de estiaje, cuando los precios del mercado de ocasión han experimentado fuertes incrementos. En Guatemala, el efecto de precios altos se ha trasladado a los usuarios minoristas (regulados), principalmente a los servidos por la distribuidora metropolitana EEGSA, situación acentuada por los comercializadores.

Acorde con los niveles de precios monómicos establecidos en los contratos, los más bajos corresponden a inversiones que muestran rentabilidades económicas del orden del 20%. Por otra parte, proyectos con precios monómicos intermedios y superiores corresponden a aquéllos con rentabilidades de entre 25% y 35%, valores muy superiores a la actividad de producción de electricidad u otras de riesgo similar en la región.