

Ofertas Virtuales de la CREE para la Licitación No. LPI 100-009/2017 de la ENEE

Para Compra de 820 MW Firmes y la Energía
Asociada

Angel Baide

27 de noviembre de 2017

Este documento describe el cálculo de seis "ofertas virtuales" de la CREE para la ENEE, para capacidad firme y generación de energía con diferentes tecnologías y diferentes factores de planta, las cuales servirán para determinar precios tope en la evaluación de ofertas de empresas generadoras por la ENEE.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Elaboración de Ofertas Virtuales para la Licitación LPI 100-009/2017 de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica

Estructura de la Licitación de la ENEE

En el pasado mes de octubre de 2017, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, convocó a la licitación pública internacional No. LPI 100-009/2017 para la compra de 827 MW firmes y la energía asociada. El propósito principal de la ENEE era asegurar capacidad firme para reemplazar potencia que tiene actualmente contratada con generadores independientes cuyos contratos de suministro, o PPAs por las siglas en inglés de "Power Purchase Agreements," se vencen próximamente. La licitación está, pues, dirigida a centrales existentes.

Los documentos de licitación dividen los 827 MW en cuatro bloques, a su vez subdivididos en lotes, y establecen que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, presentará a la ENEE unas "ofertas virtuales" – una para cada lote – cuyos precios servirán como techos al evaluar las ofertas recibidas. Aquellas ofertas cuyo costo monómico sea mayor que el de la correspondiente oferta virtual, quedarán eliminadas. Este informe describe las consideraciones de base y el método empleado para calcular los precios de las ofertas virtuales. Los cálculos se hicieron en el archivo de Excel titulado "PPAs y Precios Virtuales" que se adjunta.

La tabla siguiente presenta el resultado del cálculo de las ofertas virtuales.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CREE						
Ofertas Virtuales para Licitación No. 100-009/2017 de la ENEE						
Bloque	Potencia del Lote MW	Duración del Contrato Años	Factor de Planta	Cargo por Capacidad \$/kW-mes	Cargo por Energía \$/kWh	Costo Monómico* \$/kWh
A1	240	10	0.80	15.13	0.088	0.1139
	230	10	0.80	15.13	0.088	0.1139
	30	10	0.80	35.00	0.063	0.1229
A2	70	3.5	0.40	12.88	0.102	0.1461
	20	3.5	0.35	12.00	0.162	0.2090
	30	3.25	0.35	13.78	0.183	0.2369
	7	1	0.25	12.00	0.162	0.2278
A3	50	2	0.40	13.09	0.102	0.1468
	70	2	0.40	13.09	0.102	0.1468
A4	60	1	0.45	11.26	0.102	0.1363

* Costo monómico calculado con base en 730 horas promedio por mes.

Principales Centrales Involucradas

Hay cinco centrales principales involucradas, todas centrales diesel que usan aceite pesado, o "bunker" como combustible y que tienen actualmente PPAs con la ENEE. Por su antigüedad, esas centrales se pueden clasificar en tres grupos:

Primer Grupo. Centrales que iniciaron operaciones en 2004.

1. ENERSA, 257 MW, conectada a la subestación de Choloma en el departamento de Cortés.
2. LUFUSSA III, 267 MW, conectada a la subestación de Agua Caliente en el departamento de Valle.

Segundo Grupo. Centrales que iniciaron operaciones en 1999.

3. LUFUSSA II, 80 MW, conectada a la subestación de Pavana en el departamento de Valle.
4. EMCE, 55 MW, conectada a la subestación de Choloma en el departamento de Cortés.

Tercer Grupo. Central que inició operaciones en 1994;

- e. ELCOSA, 80 MW, conectada en Puerto Cortés, departamento de Cortés.

Estas cinco centrales tienen una capacidad instalada de 739 MW, de los cuales 628 se pueden considerar firmes. Eso representa tres cuartos de la potencia firme que la ENEE quiere contratar.

Definición de Bloques y de Lotes de Potencia

La ENEE dividió los 827 MW a contratar en cuatro bloques, subdivididos en lotes. Para cada lote, la ENEE especificó una cantidad de MW, una localidad o zona para la entrega de la energía, y el combustible a utilizar. La licitación impone la regla de que una central puede ofertar solamente para un bloque. La definición de los lotes es tal que se reconoce para la mayoría de ellos que va dirigido a una central particular:

- Bloque 1, lote 1: 230 MW a entregar en cualquier subestación del departamento de Cortés. ENEE ofrece un contrato de 10 años; lote claramente destinado a ENERSA.
- Bloque 1, lote 2: 240 MW a entregar en las subestaciones de Pavana o Agua Caliente. ENEE ofrece un contrato de 10 años; lote destinado a LUFUSSA III.
- Bloque 2, lote 1: 70 MW a entregar en cualquier subestación del departamento de Cortés. ENEE ofrece un contrato de tres años y medio; lote destinado a ELCOSA.
- Bloque 3, lote 1, 50 MW a entregar en cualquier subestación del departamento de Cortés. ENEE ofrece un contrato de dos años; bloque destinado a EMCE.
- Bloque 3, lote 2, 70 MW a entregar en las subestaciones de Pavana o Agua Caliente. ENEE ofrece un contrato de dos años; lote destinado a LUFUSSA II.

Es decir, que ENEE busca recontractar a las centrales cuyos PPAs con ella están por vencerse. Al reservar cada lote para una central determinada, está invitando a esa central a que le proponga el precio para un nuevo contrato. Cada uno de los generadores principales no tiene competidores en el lote que la ENEE le asigna. Pero, las ofertas virtuales de la CREE deben limitar el precio ofertado.

Además de los lotes principales arriba indicados, la ENEE define los siguientes lotes adicionales:

- Bloque 1, lote 3, 30 MW a generar con carbón y a entregar en cualquier subestación del departamento de Cortés. ENEE ofrece un contrato de 10 años. Este lote está destinado a BECOSA, una central de carbón con unidades de 30 MW, propiedad de Cementos del Norte en Bijao, Cortés, que actualmente vende excedentes a la ENEE en operación mercante, pero que está completando la instalación de una tercera unidad de 30 MW.
- Bloque 2, lotes 2 y 3, 20 MW cada uno, a generar con diesel y a entregar en las subestaciones de La Ceiba Térmica y de San Isidro. ENEE ofrece un contrato de tres años y medio. Las empresas Nacional de Ingenieros y Comercial Laeisz que poseen unidades diesel móviles que la ENEE ha venido contratando en la zona de la Ceiba para completar la generación allí en horas de alta demanda, cuando la capacidad de transmisión es insuficiente, seguramente ofertarán para estos lotes, pero podrían enfrentar competidores.
- Bloque 2, lote 4, de 30 MW, a generar con biomasa, diesel o bunker, y a entregar en la subestación de Reguleto. La ENEE ofrece un contrato de tres años y tres meses. Este es un lote libre, sin un destinatario definido. Los documentos de licitación piden que los oferentes incluyan en sus ofertas la instalación de un transformador elevador para conectarse a la barra de 138 kV de Reguleto, así como de dos interruptores de 138 kV.
- Bloque 2, lote 5, 7 MW a generar con diesel y a entregar en la subestación de Juticalpa. ENEE ofrece un contrato de un año. Comercial Laeisz tiene ya unidades móviles instaladas en la subestación de Juticalpa, pero podría enfrentar competencia.
- Bloque 4, 60 MW de cualquier tipo de fuente, a entregar en los nodos de 230 kV de La Entrada en occidente y de Agua Caliente en el sur, nodos de las líneas de interconexión con Guatemala, Nicaragua y El Salvador. ENEE ofrece un contrato de un año. Este lote es para oferentes de otros países de la región centroamericana.

Estructura de los Precios y Evaluación de las Ofertas

Los documentos especifican que cada oferente debe proponer:

- a. Un cargo fijo o cargo por capacidad, en \$/kW-mes, que permanecerá constante por la duración del contrato;
- b. Un cargo variable por combustible, CVC, que estará indexado al precio FOB de un combustible de referencia (la licitación especifica para cada lote los combustibles posibles y su precio FOB); y
- c. Un cargo variable de operación y mantenimiento que permanecerá constante por la duración del contrato.

Este esquema se desvía de la estructura de precios generalmente ofrecida en los PPAs de la ENEE en lo siguiente: (a) el cargo fijo o cargo por capacidad es uno solo, constante; no se incluye un cargo fijo de operación y mantenimiento, indexado a un índice de precios al consumidor; (b) el cargo variable de operación y mantenimiento no está indexado, como es normalmente el caso, a un índice de inflación.

La ENEE evaluará las ofertas calculando para cada una un precio monómico mensual en dólares por kWh. Para ese fin, los documentos de licitación indican para cada lote un valor del factor de planta que la ENEE usará para calcular la cantidad de energía mensual producida por el generador. Este factor de planta tiene el único propósito de servir para la evaluación. No es indicación de la manera en que cada central será despachada. La regla es que la oferta de todo generador cuyo costo monómico resulte ser mayor que el de la correspondiente oferta virtual de

la CREE, será rechazada. En caso contrario, su oferta será considerada. Si no tiene competidores en el lote para el cual ofertó, automáticamente recibirá un contrato.

El cálculo del costo monómico mensual de cada oferta lo hará la ENEE aplicando la expresión:

$$CM = \frac{CC \cdot C}{E} + CVE$$

Donde,

CM es el costo monómico,

CC es el cargo por capacidad ofertado,

C es la capacidad firme contratada,

E es la energía producida por el generador en el mes,

CVE es el cargo variable por energía, que es la suma del Cargo Variable por Combustible, CVC, y del cargo variable de O&M ofertados.

Ahora bien, la energía producida en el mes por el generador es:

$$E = C \cdot H \cdot FP$$

Donde H son las horas del mes – normalmente el valor promedio de 730 – y FP es el factor de planta especificado en la licitación para el lote de que se trate. Sustituyendo esto en la expresión del costo monómico queda:

$$CM = \frac{CC}{H \cdot FP} + CVE$$

El costo monómico de la oferta virtual en la tabla presentada al inicio se calculó con esta expresión, usando el factor de planta que la licitación especifica para el lote respectivo.

Consideraciones de Base y Método para el Cálculo de las Ofertas Virtuales

Las consideraciones de base para el cálculo de las ofertas virtuales fueron las siguientes:

1. El costo monómico virtual debe incluir una holgura sobre los costos monómicos de ofertas con precios razonables. Los precios razonables para cada central oferente pueden estimarse de manera aproximada a partir de:
 - a. un análisis de los precios de los PPAs actualmente vigentes de las mismas centrales buscando detectar por una parte los que estén inflados y, por otra, los que parezcan reflejar mejor los costos reales del generador;
 - b. el examen de costos típicos de inversión y de operación y mantenimiento, así como de datos de eficiencias térmicas típicas, para las diferentes tecnologías de generación, publicados por agencias internacionales, universidades, agencias gubernamentales, etc.;
 - c. el examen de rendimientos en kWh por galón de las diferentes centrales calculados a partir de estadísticas mensuales que lleva la ENEE de energía entregada y de consumo de combustible de cada central.

2. Las centrales que la ENEE desea recontractar están ya amortizadas, pero, después de muchos años de operación, necesitan ser sometidas a trabajos mayores de mantenimiento (overhauls), lo cual requerirá de una inversión importante, aunque menor que la inversión inicial que sirvió para construir la central. El monto de esa inversión dependerá de la condición de las centrales, pero también de la duración del contrato que ofrece la ENEE. Con un contrato por 10 años, el generador podrá llevar a cabo un overhaul completo; con uno de dos años se verá obligado a limitar el alcance del mantenimiento.

El método adoptado para determinar los precios de las ofertas virtuales fue el siguiente:

1. Calcular los precios de los PPAs actuales desglosados en sus componentes. Ese cálculo se hizo en la Hoja "PPAs" del archivo de Excel. Comparar las componentes de precio entre generadores; compararlas también con los costos mostrados en publicaciones internacionales; analizar los precios buscando detectar posibles anomalías. Tratar de identificar cuáles componentes reflejan mejor los costos reales del generador por tipo de central.
2. Estimar los costos unitarios reales y las correspondientes componentes de precio usando la estructura de precios de los PPAs actuales, haciendo una suposición sobre el costo de un overhaul y las condiciones de su financiamiento, y adoptando los valores que parezcan más razonables de las varias componentes de costo. Ese cálculo se muestra en la Hoja "Cost" del archivo de Excel que busca estimar los precios que reflejan mejor los costos del generador.
3. Hacer una nueva estimación de los costos unitarios, pero incluyendo la holgura mencionada arriba. Para ello, adoptar para cada componente de precio o para cada parámetro el valor extremo – máximo o mínimo – que se pueda considerar todavía tolerable. Ese cálculo se hizo en la Hoja "PV" (por "Precios Virtuales") del archivo de Excel.
4. Finalmente, en la Hoja "Sum" del archivo de Excel se resumen los datos básicos sobre los bloques y lotes de potencia que especifica la licitación, duración de contratos, y factor de planta, y se presenta el cargo por capacidad y el cargo por energía que constituyen la oferta virtual en cada caso. En este cuadro, se aplicó todavía un incremento del 1.5 por ciento sobre los cargos de la Hoja PV para las centrales principales y para la importación, a fin de compensar el atraso promedio de 45 días, después del plazo contractual de 45 días para el pago, en que regularmente incurre la ENEE.

Referencias de Costo

Para los análisis, se buscaron en el internet documentos publicados por diversas instituciones con estimados de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, O&M, de las varias tecnologías de generación eléctrica. Los documentos que tenían la información más relevante para nuestros propósitos son los siguientes:

- Comisión Federal de Electricidad, CFE, (México) 2006, Costos y Parámetros para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR).

- Energy+Environmental Economics, 2014, Capital Cost Review of Power Generation Technologies – Recommendations for Western Electric Coordinating Council's 10- and 20-year studies.
- Energy Information Administration, EIA, 2016, Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.
- Parsons Brinckerhoff, 2009, Thermal Power Station Advice – Reciprocating Engines Study. Report for the Electricity Commission of New Zealand.

El cuadro siguiente muestra costos de inversión y de O&M de centrales diesel tomados de los documentos arriba listados.

Fuente y Tipo de Central	Costo de Inversión US\$/kW	Costo Fijo de O&M US\$/kW-mes	Costo Variable de O&M US\$/kWh
<u>COPAR, CFE</u>			
Diesel	1,621.94		
<u>EEE for WECC</u>			
Reciprocating, gas-fired	1,300.00	1.500	
<u>EIA</u>			
Reciprocating, natural gas	1,342.00	0.575	0.00585
<u>PB for New Zealand</u>			
Reciprocating, dual fuel	1,426.00	0.889	0.01270
Reciprocating, diesel	826.00		

Estos son costos que corresponden a diferentes años, de 2006 (para COPAR) a la fecha. Nosotros estimamos que el costo de inversión de las centrales LUFUSSA III y ENERSA fue del orden de los \$1,000 por kW instalado, y el de LUFUSSA II, EMCE y ELCOSA del orden de los \$800 por kW instalado. También se utilizó como referencia las estadísticas que lleva la ENEE para las centrales térmicas de la energía entregada y del consumo de combustible mensual. A partir de los datos correspondientes al período de enero a septiembre 2017, se calculó los valores del rendimiento en kWh por galón de las centrales principales, como se muestra en la tabla siguiente.

Central	Energía MWh	Combustible 000' Galones	Rendimiento kWh/galón
LUFUSSA III	1,122,831	60,429	18.58
ENERSA	1,323,075	70,856	18.67
LUFUSSA II	39,732	2,329	17.06
EMCE	54,765	3,284	16.68
ELCOSA	171,182	10,527	16.26

Análisis de Precios de PPAs Actuales

La estructura de precios que la ENEE generalmente propone en sus PPAs con generadores térmicos es la siguiente:

1. Cargo por Capacidad
 - a. Cargo Fijo Financiero – No indexado a ningún parámetro externo;
 - b. Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CAFOMA)
 - i. Porción pagadera en lempiras – Indexada al índice de precios nacional;
 - ii. Porción pagadera en dólares – Indexada al índice de precios de los EE.UU., CPI-U.

2. Cargo por Energía
 - a. Costo Variable por Combustible, CVC – Indexado al precio FOB de un combustible de referencia;
 - b. Costo Variable de Operación y Mantenimiento – Indexado al índice de precios de los EE. UU., CPI-U.

Esta es la estructura de precios de los PPAs de las cinco centrales mayores listadas al inicio de este informe, que participan en la licitación. Los precios de cada PPA y los parámetros para la indexación fueron utilizados para análisis, como una de las bases para la determinación de las ofertas virtuales. Las componentes de precio y los costos monómicos correspondientes a los factores de planta especificados en la licitación se muestran en la Hoja "PPAs" del archivo de Excel titulado "PPAs y Precios Virtuales," y se resumen en la tabla siguiente.

Cuadro Resumen de Precios de PPAs Actuales								
Central	Factor de Planta	Cargo Fijo Financiero \$/kW-mes	Cargo Fijo de O&M \$/kWmes	Cargo Fijo Total \$/kW-mes	CVC \$/kWh	Cargo Variable O&M \$/kWh	Cargo Total por Energía \$/kWh	Costo Monómico \$/kWh
LUFUSSA III	0.80	7.8940	4.6441	12.5381	0.0651	0.0098	0.0749	0.0964
ENERSA	0.80	7.7520	3.4091	11.1611	0.0668	0.0096	0.0764	0.0955
LUFUSSA II	0.40	7.1900	7.2221	14.4121	0.0982	0.0118	0.1100	0.1594
EMCE	0.40	7.1900	7.2221	14.4121	0.0982	0.0118	0.1100	0.1594
ELCOSA	0.40	8.9800	0.0000	8.9800	0.0825	0.0100	0.0925	0.1232

Un examen de este cuadro muestra algunas anomalías. En particular, el cargo fijo de Operación y Mantenimiento, O&M, de las primeras cuatro centrales es bastante más elevado que los valores típicos indicados en las publicaciones internacionales para centrales diesel, cuyo valor más alto es de \$1.50/kW-mes. En el caso de los PPAs de LUFUSSA II y de EMCE, el cargo fijo de O&M – después de casi 20 años de indexación – excede el cargo fijo financiero, lo cual se desvía mucho de la proporción de los costos reales respectivos.

Parece que los generadores al ofertar en la licitación en la que obtuvieron estos PPAs transfirieron costos de capital a los cargos fijos de O&M buscando precisamente los aumentos futuros debidos a la indexación. Esto es producto de que la ENEE no toma en cuenta al evaluar las ofertas el crecimiento de las componentes de precio indexadas a lo largo de la duración del contrato. Si utilizara proyecciones de la inflación y de la evolución de los precios de los combustibles para estimar el crecimiento de esas componentes, estaría castigando la

transferencia de costos mencionada, la cual encarecería la oferta para la evaluación, reduciendo la competitividad del generador oferente.

Cálculo de los Precios Virtuales

A continuación se comentan los valores adoptados para los parámetros y componentes de precio en cada uno de los lotes.

Bloque 1

Lotes 1 y 2

Para estos lotes, destinados a ENERSA y a LUFUSSA III, el costo monómico virtual resultante fue de \$0.1139/kWh, un 19 por ciento arriba del costo monómico actual de estas centrales con el factor de planta especificado de 0.8. Para el cargo fijo, se supuso una inversión en mantenimiento mayor de US\$600 por kW firme, amortizada sobre un período de 6 años a una tasa del 12 por ciento anual. Estos son valores extremos, adoptados con miras a crear holgura con respecto a los precios de ofertas razonables. Como cargo fijo de O&M se adoptó un valor extremo de \$2.75/kW-mes, para un cargo total por capacidad de \$14.91/kW-mes. Para el CVC, se supuso un costo del transporte del combustible de \$6.20/Bbl, redondeando ligeramente hacia arriba el valor de \$6.19/Bbl reconocido por la Comisión Administradora del Petróleo, CAP. Para el rendimiento, se adoptó el valor de 18 kWh/galón, reduciendo el registrado por la ENEE para estas centrales que es de aproximadamente 18.6 kWh/galón. Finalmente, para el cargo variable de O&M se adoptó como valor extremo el de \$0.015/kWh.

Lote 3

Para este lote, destinado a BECOSA, el costo monómico resultante es de \$0.1229/kWh. Se tomó como base los precios del PPA de ENEE con la empresa CECHSA, para una central de carbón de 150 MW que no se ha materializado aún. Se dejó sin cambio el cargo total por capacidad de ese PPA, que es de \$35/kW-mes. Para el CVC, se tomó el precio FOB del carbón de febrero de 2017 indicado por la licitación, y se sumó el costo del transporte del carbón desde Puerto Bolívar a la central, tomado del PPA, pero aplicando la indexación prevista en el mismo, usando el correspondiente costo de referencia publicado por Platts para el mismo mes (\$11.50/tonelada métrica entre Puerto Bolívar y Rotterdam). Se supuso además un valor bajo extremo del Heat Rate, de 12,500 BTU/kWh, que corresponde a una eficiencia térmica del 28 por ciento. El CVC resultante es de \$0.043/kWh. Para el costo variable de O&M se adoptó \$0.02/kWh.

Bloque 2

Lote 1

El costo monómico virtual resultante para este lote, destinado a ELCOSA, fue de \$0.1461/kWh para el factor de planta especificado de 0.4. Se supuso una inversión en mantenimiento mayor de \$350 por kW firme, a amortizar en los 3.5 años del contrato, lo cual resulta en un cargo fijo financiero de \$10.69/kW-mes. Para el costo fijo de O&M se adoptó \$2.00/kW-mes como valor extremo. En cuanto al costo variable, se adoptó también aquí un costo de transporte del combustible de \$6.20/Bbl y se adoptó un rendimiento de 16 kWh/galón, ligeramente inferior al registrado que es de 16.26. El costo variable de O&M se fijó en un valor extremo de \$0.02/kWh.

Lotes 2 y 3

Estos son lotes previstos para unidades móviles diesel a ser conectadas respectivamente en las subestaciones de La Ceiba Térmica y San Isidro en la ciudad de La Ceiba. El costo monómico virtual es el mismo para ambos, de \$0.209/kWh, para el factor de planta especificado de 0.35. Se tomó como base el actual PPA de ENEE con Comercial Laeisz para unidades móviles en La Ceiba, incrementando ligeramente el cargo por capacidad de \$11.48 a \$12.0/kW-mes. Para el cargo por energía, se adoptó el costo de \$6.20/Bbl para el transporte del diesel y se redujo a 11 kWh/galón el rendimiento de 11.75 kWh/galón implícito en el precio del PPA, con lo cual el CVC alcanza \$0.152/kWh. Para el costo variable de O&M se mantuvo el de \$0.01 del PPA.

Lote 4

El costo monómico virtual para este lote fue de \$0.2369/kWh. Este lote es para una central de 30 MW que deberá conectarse a las barras de 138 kV de la subestación de Reguleto. La CREE estimó la inversión en transmisión en \$1.7 millones, pero, para los propósitos del cálculo de los precios virtuales, ese valor se incrementó en un 25 por ciento, inversión que se amortizó en el plazo del contrato, de 3.25 años. El cargo por capacidad se calculó como la anualidad de la inversión en transmisión, más el cargo por capacidad del actual PPA de Comercial Laeisz por centrales móviles en La Ceiba, de \$11.48/kW-mes, para un total de \$13.78/kW-mes. No se sumó un costo fijo de O&M siguiendo en esto al contrato con Laeisz. El CVC se calculó con base en el precio del LPG especificado en la licitación más un costo de transporte de \$0.55 por galón, incrementando el valor cotizado para un proyecto estudiado en 2015 de generación con LPG en La Ceiba, que era de \$0.367/galón. Se supuso una baja eficiencia térmica del 28 por ciento, con lo cual el CVC virtual resultante es de \$0.173/kWh. El costo variable de O&M se dejó en los \$0.01/kWh del PPA de Laeisz.

Lote 5

El costo monómico virtual para este lote fue de \$0.2278/kWh. Este lote es para unidades móviles diesel a ser conectadas en la subestación de Juticalpa. Ya Comercial Laeisz tiene unidades móviles allí, y la ENEE busca renovar el contrato correspondiente o encontrar otro suministrador. El cargo por capacidad supuesto, de \$12/kW-mes, es ligeramente superior al del contrato de Comercial Laeisz, de \$11.48/kW-mes. El CVC resultó de \$0.152/kWh, calculado teniendo en cuenta el costo del transporte del diesel de \$6.20/Bbl, y suponiendo un rendimiento de solo 11 kWh por galón. El costo variable de O&M se dejó igual al del PPA de Comercial Laeisz, de \$0.01/kWh.

Bloque 3

Lotes 1 y 2

El costo monómico de estos dos lotes, que corresponden a EMCE y a LUFUSSA II, fue de \$0.1468/kWh. Se supuso una inversión en mantenimiento mayor de \$225 por kW firme amortizada en los dos años de duración del contrato, que resulta en un cargo fijo financiero de \$11.09/kW-mes, y un cargo fijo de O&M de \$2.00/kW-mes. Para el CVC, se consideró el costo de transporte de combustible de \$6.20/Bbl y un rendimiento de 16 kWh por galón, menor que el registrado por ENEE para esas centrales, que es de 16.7 y 17.1 respectivamente, resultando un valor de \$0.081/kWh. Se adoptó un costo variable extremo de O&M de \$0.02/kWh.

Bloque 4

Este bloque prevé 60 MW importados por el sur o por el occidente de Honduras. El costo monómico virtual resultó de \$0.1363/kWh. Para el cargo por capacidad, se decidió adoptar el mismo valor que para el Bloque 3, de \$11.09/kW-mes, pero no se incluyó un cargo fijo de O&M. Se adoptó un costo variable de energía de \$0.10/kWh, que es prácticamente igual al de las centrales del bloque anterior.