

ADENDA N° 2

DOCUMENTOS DE LICITACIÓN

Para la Contratación del Suministro de Potencia Firme y Energía

LPI N° ETESA 02-10

**Mediante esta Adenda No. 2 a los
Documentos de Licitación**

Se realizan las modificaciones siguientes:

Sección I. Instrucciones a los Proponentes

F. Condiciones Especiales

Donde dice:

46. Indexación de Precios	
46.2	<p>El precio de la Energía, en el caso de ofertas respaldadas con unidades hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables sólo se indexará para contrataciones con duración mayor a dos años, siempre que dicha oferta sea precio indexado en función de las variaciones del Costo del Mercado Ocasional, hasta en la proporción definida por el FAJU, de la siguiente manera: El precio de la Energía contratada será indexado al final de cada mes para reflejar las variaciones en precio que se manifieste en el mes « i » del periodo de contratación, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>Los precios de la Energía contratada serán indexados en cada mes "i", del periodo de contratación, tomando en consideración la variación promedio que en cada mes tenga el precio del Mercado Ocasional, respecto del valor promedio del mes previo al Acto de Recepción de Ofertas, en la proporción (FAJU) que el proponente indique en su oferta y por variaciones en el Cargo de Transmisión.</p> $PECT(i) = PEC(0) \times (1FAJU) + PEC(0) \times FAJU \times (CMS(i)/CMS (0)) + PCT(0) \times CT(i)/CT(0)$ <p>En correspondencia con lo antes indicado, en el mes "i", EL COMPRADOR pagará mensualmente a EL VENDEDOR por la energía suministrada, valorizada al precio que surge, de acuerdo con las expresiones indicadas en los puntos anteriores.</p> <p>Donde:</p> <p>PECT (i) [USD/ kWh] : Precio de la Energía Contratada correspondiente al mes « i »</p> <p>PEC (0) [USD/ kWh] : Precio de la Energía Contratada Inicial en la oferta sin PCT.</p> <p>FAJU : Factor de ajuste de la energía, indicado por la empresa de distribución eléctrica en los DDL.</p> <p>CMS (i) : Promedio del costo del Mercado del Ocasional en el mes(i).</p> <p>CMS (0): Promedio del costo del Mercado Ocasional en el mes(0), que corresponde al precio promedio del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia.</p>

	<p>PCT (0) [USD/ kWh]: Precio de la Energía, asociado al Cargo de Transmisión. El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función a la capacidad instalada.</p> <p>CT (i): Cargo de Transmisión correspondiente al mes « i ».</p> <p>CT (0): Cargo de Transmisión vigente en el mes del Acto de Concurrencia « i ».</p>
--	---

Debe decir:

46. Indexación de Precios	
46.2	<p>El precio de la Energía, en el caso de ofertas respaldadas con unidades hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables sólo se indexará para contrataciones con duración mayor a dos años, siempre que dicha oferta sea precio indexado en función de las variaciones del Costo del Mercado Ocasional, hasta en la proporción definida por el FAJU, de la siguiente manera: El precio de la Energía contratada será indexado al final de cada mes para reflejar las variaciones en precio que se manifieste en el mes « i » del periodo de contratación, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>Los precios de la Energía contratada serán indexados en cada mes "i", del periodo de contratación, tomando en consideración la variación promedio que en cada mes tenga el precio del Mercado Ocasional, respecto del valor promedio del mes previo al Acto de Recepción de Ofertas, en la proporción (FAJU) que el proponente indique en su oferta y por variaciones en el Cargo de Transmisión.</p> <p><u>$PECT(i) = PEC(0) \times (1-FAJU) + PEC(0) \times FAJU \times (CMS(i)/CMS (0)) + PCT(0) \times CT(i)/CT(0)$</u></p> <p>En correspondencia con lo antes indicado, en el mes "i", EL COMPRADOR pagará mensualmente a EL VENDEDOR por la energía suministrada, valorizada al precio que surge, de acuerdo con las expresiones indicadas en los puntos anteriores.</p> <p>Donde:</p> <p>PECT (i) [USD/ kWh] : Precio de la Energía Contratada correspondiente al mes « i »</p> <p>PEC (0) [USD/ kWh] : Precio de la Energía Contratada Inicial en la oferta sin PCT.</p> <p>FAJU : Factor de ajuste de la energía, indicado por <u>EL PROPONENTE</u> en los DDL.</p> <p>CMS (i) : Promedio del costo del Mercado del Ocasional en el mes(i).</p> <p>CMS (0): Promedio del costo del Mercado Ocasional en el mes(0), que corresponde al precio promedio del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia.</p> <p>PCT (0) [USD/ kWh]: Precio de la Energía, asociado al Cargo de Transmisión. El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso</p>

	<p>del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función a la capacidad instalada.</p> <p>CT (i): Cargo de Transmisión correspondiente al mes « i ».</p> <p>CT (0): Cargo de Transmisión vigente en el mes del Acto de Concurrencia « i ».</p>
--	---

Sección II. Datos de la Licitación

A. Disposiciones Generales

Donde dice:

IAP 2.2	EL GESTOR realiza el presente Acto de Concurrencia a nombre de:
	<ul style="list-style-type: none"> – Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET): 68.57% – Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A (EDECHI): 2.86% – Empresa Elektra Noreste, S.A.(ENSA): 28.57%

Debe decir:

IAP 2.2	EL GESTOR realiza el presente Acto de Concurrencia a nombre de:
	<ul style="list-style-type: none"> – <u>Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET): 66.67%</u> – <u>Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A (EDECHI): 6.66%</u> – <u>Empresa Elektra Noreste, S.A.(ENSA): 26.67%</u>

Donde dice:

F. Condiciones Especiales																																	
IAP 42.1	<p>Los Proponentes deberán ofertar potencia y energía en función de una Potencia Firme o Potencia Equivalente, según corresponda.</p> <p>La Potencia y/o Energía solicitada se expresará en el Cuadro I siguiente:</p> <p style="text-align: center;">Cuadro I: Potencia Solicitada en el Largo Plazo</p> <table border="1"><thead><tr><th>Años¹</th><th>Potencia Firme Solicitada [MW]</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>350</td></tr><tr><td>2</td><td>350</td></tr><tr><td>3</td><td>350</td></tr><tr><td>4</td><td>350</td></tr><tr><td>5</td><td>350</td></tr><tr><td>6</td><td>350</td></tr><tr><td>7</td><td>350</td></tr><tr><td>8</td><td>350</td></tr><tr><td>9</td><td>350</td></tr><tr><td>10</td><td>350</td></tr><tr><td>11</td><td>350</td></tr><tr><td>12</td><td>350</td></tr><tr><td>13</td><td>350</td></tr><tr><td>14</td><td>350</td></tr><tr><td>15</td><td>350</td></tr></tbody></table> <p>¹Medido desde el inicio de suministro indicado en el IAP.54.1</p>	Años ¹	Potencia Firme Solicitada [MW]	1	350	2	350	3	350	4	350	5	350	6	350	7	350	8	350	9	350	10	350	11	350	12	350	13	350	14	350	15	350
Años ¹	Potencia Firme Solicitada [MW]																																
1	350																																
2	350																																
3	350																																
4	350																																
5	350																																
6	350																																
7	350																																
8	350																																
9	350																																
10	350																																
11	350																																
12	350																																
13	350																																
14	350																																
15	350																																

Debe decir:

F. Condiciones Especiales																																	
IAP 42.1	<p>Los Proponentes deberán ofertar potencia y energía en función de una Potencia Firme o Potencia Equivalente, según corresponda.</p> <p>La Potencia y/o Energía solicitada se expresará en el Cuadro I siguiente:</p> <p>Cuadro I: Potencia Solicitada en el Largo Plazo</p> <table border="1"><thead><tr><th>Años¹</th><th>Potencia Firme Solicitada [MW]</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>150</td></tr><tr><td>2</td><td>150</td></tr><tr><td>3</td><td>150</td></tr><tr><td>4</td><td>150</td></tr><tr><td>5</td><td>150</td></tr><tr><td>6</td><td>150</td></tr><tr><td>7</td><td>150</td></tr><tr><td>8</td><td>150</td></tr><tr><td>9</td><td>150</td></tr><tr><td>10</td><td>150</td></tr><tr><td>11</td><td>150</td></tr><tr><td>12</td><td>150</td></tr><tr><td>13</td><td>150</td></tr><tr><td>14</td><td>150</td></tr><tr><td>15</td><td>150</td></tr></tbody></table> <p>¹Medido desde el inicio de suministro indicado en el IAP.54.1</p>	Años ¹	Potencia Firme Solicitada [MW]	1	150	2	150	3	150	4	150	5	150	6	150	7	150	8	150	9	150	10	150	11	150	12	150	13	150	14	150	15	150
Años ¹	Potencia Firme Solicitada [MW]																																
1	150																																
2	150																																
3	150																																
4	150																																
5	150																																
6	150																																
7	150																																
8	150																																
9	150																																
10	150																																
11	150																																
12	150																																
13	150																																
14	150																																
15	150																																

Sección III. Condiciones Generales del Contrato

Donde dice:

9. Objeto del Contrato	
(b)	EL VENDEDOR podrá cumplir con sus compromisos de suministrar la Potencia Firme Contratada a EL COMPRADOR con disponibilidad física propia, comprada en el mercado de "Servicios de Reserva de Largo Plazo" del Mercado Eléctrico Mayorista de Panamá o mediante compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con Agentes de otros países interconectados que no participen en el MER. En cualquier caso, el costo de compra de la Potencia Firme de Largo Plazo, requerida por EL VENDEDOR para cumplir con su obligación estará a cargo de EL VENDEDOR.

Debe decir:

9. Objeto del Contrato	
(b)	EL VENDEDOR podrá cumplir con sus compromisos de suministrar la Potencia Firme Contratada a EL COMPRADOR con disponibilidad física propia, <u>con contratos de Reserva</u> o mediante compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con Agentes de otros países interconectados que no participen en el MER. En cualquier caso, el costo de compra de la Potencia Firme de Largo Plazo, requerida por EL VENDEDOR para cumplir con su obligación estará a cargo de EL VENDEDOR.

Sección IV. Condiciones Especiales del Contrato

Donde dice:

CGC 12.2(b)	<p>La fórmula de ajuste de la potencia es:</p> <p>El precio de la Potencia Firme será indexado de acuerdo a un ajuste para reflejar las variaciones de los Bonos a 30 años, del Tesoro de los Estados Unidos, según se indica más adelante. En ningún caso la fórmula de indexación podrá aplicarse a la totalidad de precio de la potencia, por lo que la proporción a indexar estará determinada por el factor IPF.</p> <p>En el mes "i", EL COMPRADOR pagará mensualmente a EL VENDEDOR por la Potencia Firme Contratada, de acuerdo al precio de la Potencia Firme Contratada PPFC [USD/kW-mes] que surge, para cada mes, de la aplicación de la siguiente expresión.</p> $\text{PPFCT (i) [USD/kW-mes]} = (\text{PPFC}(0) \times \text{IPF}) \times \text{BT}(i)/\text{BT}(0) + \text{PPFC}(0) \times (1-\text{IPF}) + \text{PCT}(0) \times \text{CT (i) /CT (0)}$ <p>Donde:</p> <p>PPFCT (i) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada correspondiente al mes « i »</p> <p>PPFC (0) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada Inicial ofertado sin PCT.</p> <p>BT (i): Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, a 30 años, correspondiente al promedio de los tres (3) meses anteriores al mes « i ».</p> <p>BT (0): Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, a 30 años, que corresponde al promedio de los tres (3) meses anteriores al Acto de Recepción de Ofertas.</p> <p>IPF = Factor que define la porción de la potencia sujeta a indexación.</p> <p>PCT (0) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada, asociado al Cargo de Transmisión.</p> <p>CT (i): Cargo de Transmisión correspondiente al mes « i ».</p> <p>CT (0): Cargo de Transmisión vigente en el mes del Acto de Concurrencia « i ».</p> <p>La porción de ajuste por indexación de los cargos por potencia IPF en el largo plazo, en los siguientes valores:</p>
----------------	--

	a) Generación hidroeléctrica o eólica IPF = 0.50
	b) Generación Térmica 0.10 IPC = 0.10

Debe decir:

CGC 12.2(b)	<p>La fórmula de ajuste de la potencia es:</p> <p>El precio de la Potencia Firme será indexado de acuerdo a un ajuste para reflejar las variaciones de los Bonos a 30 años, del Tesoro de los Estados Unidos, según se indica más adelante. En ningún caso la fórmula de indexación podrá aplicarse a la totalidad de precio de la potencia, por lo que la proporción a indexar estará determinada por el factor IPF.</p> <p>En el mes "i", EL COMPRADOR pagará mensualmente a EL VENDEDOR por la Potencia Firme Contratada, de acuerdo al precio de la Potencia Firme Contratada PPFC [USD/kW-mes] que surge, para cada mes, de la aplicación de la siguiente expresión.</p> $\text{PPFCT (i) [USD/kW-mes]} = (\text{PPFC}(0) \times \text{IPF}) \times \text{BT}(i)/\text{BT}(0) + \text{PPFC}(0) \times (1-\text{IPF}) + \text{PCT}(0) \times \text{CT (i) /CT (0)}$ <p>Donde:</p> <p>PPFCT (i) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada correspondiente al mes « i »</p> <p>PPFC (0) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada Inicial ofertado sin PCT.</p> <p>BT (i): Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, a 30 años, correspondiente al promedio de los tres (3) meses anteriores al mes « i ».</p> <p>BT (0): Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, a 30 años, que corresponde al promedio de los tres (3) meses anteriores al Acto de Recepción de Ofertas.</p> <p>IPF = Factor que define la porción de la potencia sujeta a indexación.</p> <p>PCT (0) [USD/ kW-mes]: Precio por Potencia Firme Contratada, asociado al Cargo de Transmisión.</p> <p>CT (i): Cargo de Transmisión correspondiente al mes « i ».</p> <p>CT (0): Cargo de Transmisión vigente en el mes del Acto de Concurrencia « i ».</p> <p>La porción de ajuste por indexación de los cargos por potencia IPF en el largo plazo, en los siguientes valores:</p> <p>c) Generación hidroeléctrica o eólica IPF = 0.50</p> <p>d) Generación Térmica <u>IPF = 0.10</u></p>
----------------	---

Donde dice:

CGC 16.1	<p>La Fianza de Cumplimiento será por un monto igual a dos (2) mes de facturación.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento deberá estar vigente por un año, y deberá ser renovada anualmente, hasta el término de la duración del presente Contrato.</p> <p>La afianzadora deberá informar con una antelación no menor de sesenta (60) días calendarios, su intención de no prorrogar la Fianza, en cuyo caso EL VENDEDOR contará con treinta (30) días calendarios, desde la notificación de LA AFIANZADORA al EL COMPRADOR para presentar FIANZA o Garantía equivalente a la satisfacción de EL COMPRADOR, pues de lo contrario dicha omisión se considerará una contravención material de Contrato.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento se hará efectiva <u>primer</u> requerimiento de EL COMPRADOR en el caso de que el presente Contrato se dé por terminado por incumplimiento de EL VENDEDOR.</p> <p>Al hacerse efectiva la Fianza de Cumplimiento a favor de LA BENEFICIARIA, LA FIADORA tendrá la opción de pagar el importe de esta fianza a LA BENEFICIARIA dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la fecha de la reclamación, u optar por dar continuidad a los compromisos objetos del CONTRATO PRINCIPAL. Si LA FIADORA optará por dar continuidad a los compromisos de EL VENDEDOR, ésta podrá designar una persona natural o jurídica para tal fin, en sesenta (60) días calendario contados a partir de la fecha de reclamación, para cumplir con las obligaciones del Contrato.</p>
----------	---

Debe decir:

CGC 16.1	<p>La Fianza de Cumplimiento será por un monto igual a dos (2) mes de facturación.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento deberá estar vigente por un año, y deberá ser renovada anualmente, hasta el término de la duración del presente Contrato.</p> <p>La afianzadora deberá informar con una antelación no menor de sesenta (60) días calendarios, su intención de no prorrogar la Fianza, en cuyo caso EL VENDEDOR contará con treinta (30) días calendarios, desde la notificación de LA AFIANZADORA al EL COMPRADOR para presentar FIANZA o Garantía equivalente a la satisfacción de EL COMPRADOR, pues de lo contrario dicha omisión se considerará una contravención material de Contrato.</p> <p>La Fianza de Cumplimiento se hará efectiva a requerimiento de EL COMPRADOR en el caso de que el presente Contrato se dé por terminado por incumplimiento de EL VENDEDOR.</p> <p>Al hacerse efectiva la Fianza de Cumplimiento a favor de LA BENEFICIARIA, LA FIADORA tendrá la opción de pagar el importe de esta fianza a LA BENEFICIARIA dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la fecha de la reclamación, u optar por dar continuidad a los compromisos objetos del CONTRATO PRINCIPAL. Si LA FIADORA optará por dar continuidad a los compromisos de EL VENDEDOR, ésta podrá designar una persona natural o jurídica para tal fin, en sesenta (60) días calendario contados a partir de la fecha de reclamación, para cumplir con las obligaciones del Contrato.</p>
----------	---

Anexos

Donde dice:

FORMULARIO DE OFERTA

Panamá, __ de _____ de 2010.

Señores

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

República de Panamá

Panamá

Estimados Señores:

Presentamos nuestra Oferta para la Licitación Pública Internacional ETESA 02-10 de acuerdo a lo establecido en el Documento de Licitación y bajo los siguientes términos.

(El Proponente deberá llenar completamente todos los espacios en blanco del Formulario de Oferta que sean aplicables).

1. Nombre del Proponente: _____.
2. Nombre del Representante en el Acto: _____.
3. Nombre del Consorcio: _____.
4. Fianza de Propuesta No._____. Por un monto de B/. _____.

Datos Generales de la Planta y Unidades de Generación

5. La Planta está o estará ubicada en: _____.
6. El Punto de Interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) o cualquier otro sistema vinculado al mismo es o será: _____.
7. Unidades de Generación comprometidas: _____.
8. Tipo de Tecnología de Generación: _____.
9. Tipo de Combustible: _____.

Fecha de Inicio de Suministro

10. La fecha de Inicio de Suministro: 01 de Enero de 2015.

Precios Ofertados de Potencia Firme y Energía Asociada

- Los precios de la Potencia Firme Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de dos (2) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.
- Los precios de la Energía Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de

Transmisión, deben contar con una precisión de cuatro (4) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.

11. Volumen de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ kW.
12. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kW-Mes															

13. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD/kWh															

Opciones de Indexación de Precios de Potencia y/o Energía:

14. Elegir una de las siguientes opciones para Indexación: _____; considerando:
 - a. Precio fijo de potencia y energía, considerando las variaciones en el Cargo de Transmisión.
 - b. Precio fijo de la energía y ajuste mensual parcial en el precio de la potencia, además del Cargo de Transmisión.
 - c. Precio fijo de la potencia y ajuste mensual parcial, únicamente el componente del costo del combustible en el precio de la energía, ó ajuste mensual por el precio del Mercado Ocasional, considerando lo establecido en los numerales 46.2 y 46.5 del Documento Estándar de Licitación.
 - d. Ajuste parcial en el precio de la potencia y ajuste parcial en el precio de la energía bajo los criterios ya establecidos para cada caso.

Condiciones para Precio Fijo de Potencia y Energía

- El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir el cargo está en función a la capacidad instalada.
- Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

15. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kWh).

16. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____

17. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de la Potencia Firme (si aplica)

➤ El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0).

➤ Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

18. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kW-mes).

19. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____

20. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables (si aplica)

➤ El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación en el IAP 46.2.

➤ Para definir el valor inicial del precio promedio mensual del Mercado Ocasional, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta. EL GESTOR publicará esta información en su página web, un (1) mes antes del Acto de Recepción de Ofertas.

➤ El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función de la capacidad instalada.

➤ Para definir el precio inicial del precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

21. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando el siguiente rango: FAJU = [entre 0.00 y 0.15]

22. Precio promedio mensual del Mercado Ocasional, que corresponde al precio promedio mensual del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia CMS(o): _____.

23. Porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kWh).

24. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____

25. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación termoeléctricas (si aplica)

➤ El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) y el indicador de referencia de acuerdo al combustible a ser utilizado, considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación y los indicadores de referencia listados en el DDL en el IAP 46.5.

➤ Para definir el valor inicial del indicador de referencia, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta.

26. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando los siguientes rangos: FAJU = [entre 0.00 y 0.90]

27. Indicador de Referencia del Combustible elegido por el Proponente y que será utilizado para la Indexación del precio de la energía, considerando las opciones listadas en el numeral IAP 46.5:
_____.

28. Precio promedio del indicador de referencia en el mes calendario anterior al Acto de Recepción de Ofertas, IndRef (0) = _____.

Nota: Como parte de la oferta económica, se adjunta publicación de los precios del indicador de referencia en donde constan los valores utilizados para determinar el precio promedio del combustible para el mes previo a este Acto.

Flexibilidad de las Ofertas:

29. Acepto una adjudicación que involucre una disminución de hasta el 25% del Monto de Potencia ofertado y/o una posposición de hasta 6 meses de la fecha de inicio de los suministros sin variar la fecha de finalización del mismo. En ninguno de los casos el precio ofertado se podrá modificar.

30. Acepto una adjudicación que involucre una disminución mayor al 25% del Monto de Potencia ofertado y/o una posposición mayor a los 6 meses de inicio de suministro: _____ Sí _____ No.

(En caso afirmativo completar lo siguiente, en caso contrario pasar al punto 27).

a. Cantidad mínima de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ kW, y/o

b. Período máximo de posposición de la fecha de Inicio de Suministro _____ meses.

De proponer nuevos precios indique:

c. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD / kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kW-Mes														

d. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kWh														

Documentos Adjuntos al Formulario de Propuesta

31. Documentos Generales adjuntos al Formulario de Propuesta:
 - a. Fianza de Propuesta y su período de validez.
 - b. Certificado de Registro Público del Proponente.
 - c. Poder otorgado al Representante en los Actos, debidamente autenticado: Certificado del Registro Público que acredite la existencia, vigencia y representación legal del Proponente. Este certificado, para efectos del Acto de Concurrencia, tendrá una vigencia de tres (3) meses contados a partir de su expedición.
 - d. Aceptación del Pliego de Cargos: El Proponente deberá declarar que acepta, sin restricciones ni objeciones, todo el contenido del Pliego de cargos.
 - e. Declaración Jurada: Una declaración jurada, debidamente firmada por el Proponente o su Representante Legal, que certifique que sobre el Proponente o sus bienes no pesan demandas, secuestros u otras medidas cautelares que puedan afectar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.
 - f. Entregar en un disco compacto (CD), la información que EL GESTOR requiera del Formulario de Oferta, de acuerdo al formato que será proporcionado. Esta información en formato magnético no reemplaza la oferta firmada. La oferta firmada por el Representante Legal o el Apoderado en el Acto es el documento válido.
32. Con el fin de establecer la capacidad de las fuentes de suministro de la potencia y/o energía, los Proponentes deberán cumplir lo establecido en el Reglamento de Transmisión y los Reglamentos Regionales vigentes y además completar las declaraciones de la fuente de suministro, adjuntamos al menos los siguientes

A. Para Plantas instaladas y operando se requiere

- a) Copia autenticada de la licencia, certificación o concesión emitida por la ASEP o del ente equivalente en el país de origen autorizado a emitir este documento, o documento equivalente, a favor del Proponente, que deberá estar vigente a la fecha del Acto de

Recepción de Propuestas.

- b) Para plantas ubicadas en Panamá se requerirá carta del CND en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado Nacional con las Unidades de Generación Comprometidas. En el caso de plantas ubicadas en países diferentes a Panamá se requerirá carta del Operador del Sistema y/o del Administrador del Mercado Eléctrico o de la entidad autorizada del país que corresponda, en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado del país correspondiente, con las Unidades de Generación Comprometidas. En este último caso, dicha carta debe contar con la debida autenticación de las Autoridades competentes. Además, en el caso de Unidades de Generación Comprometidas en países diferentes a Panamá, deberá suministrarse la disponibilidad histórica de los últimos cinco (5) años o de contar con menos de cinco (5) años de operación, la disponibilidad de los años que lleve operando.
- c) Carta del CND en la que se acredite el volumen de Potencia Firme de Largo Plazo de las Unidades de Generación que está disponible para ser comprometida por el Proponente, el cual debe ser igual o mayor que el ofrecido en la Oferta Económica.

En caso de Generación proveniente de países diferentes a Panamá, deberá entregarse carta del organismo respectivo, equivalente al CND, donde acredite que la Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, no está comprometida en el país de origen, y dicha Potencia Firme deberá ser certificada por el CND, para garantizar la compatibilidad con las Normas del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Para considerar el caso en que dicha generación pudiere estar comprometida en un país diferente al país de origen de la generación, el Proponente deberá entregar adicionalmente una declaración jurada que certifique que la Potencia Firme ofertada no se encuentra comprometida ni en Panamá, ni en un tercer país.

- d) Carta de la autoridad competente, en la que acredite que el Proponente está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- e) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la Reglamentación Regional vigente.

B. Plantas a ser instaladas se requerirá lo siguiente:

- a) Certificación de la ASEP y/o de la autoridad en el país correspondiente que acredite que el Proponente cuenta con una Licencia, Certificación o Concesión de Generación o documento equivalente. Se aceptará la presentación de licencias provisionales.
- b) Carta de la autoridad competente, en el país del Proponente en la que acredite que el mismo está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- c) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la reglamentación

regional vigente.

- d) Para centrales hidráulicas o eólicas, información requerida para que el CND determine la Potencia Firme de Largo Plazo, de acuerdo a los datos de diseño y el procedimiento de cálculo vigente en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. El Proponente deberá requerir el cálculo respectivo al CND e incluirlo en la oferta.
- e) Fecha prevista de Inicio de la operación comercial de las Unidades de Generación.

Adjuntamos a este original tres copias de la Propuesta Económica y de todos los documentos.

Garantizamos la veracidad de la información presentada y nos sometemos a la jurisdicción y leyes de la República de Panamá para la resolución de cualquier controversia que resulte de la presentación de nuestra Propuesta, por lo que renunciamos a todo reclamo por la vía diplomática.

Aceptamos sin restricciones ni objeciones todo el contenido del Pliego de Cargo y renunciamos a cualquier reclamación en contra de EL GESTOR por razón de cualesquiera daños y perjuicios sufridos como consecuencia de o con relación a nuestra participación en cada una de las etapas de este Concurso ETESA 02-10 hasta la formalización de los contratos de suministro.

Atentamente,

(Nombre del Proponente)

(Firma del Representante Legal o Apoderado)

Cédula o Pasaporte No. _____

Debe decir:

FORMULARIO DE OFERTA

Panamá, __ de _____ de 2011.

Señores

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

República de Panamá

Panamá

Estimados Señores:

Presentamos nuestra Oferta para la Licitación Pública Internacional ETESA 02-10 de acuerdo a lo establecido en el Documento de Licitación y bajo los siguientes términos.

(El Proponente deberá llenar completamente todos los espacios en blanco del Formulario de Oferta que sean aplicables).

1. Nombre del Proponente: _____.
2. Nombre del Representante en el Acto: _____.
3. Nombre del Consorcio: _____.
4. Fianza de Propuesta No._____ . Por un monto de B/. _____.

Datos Generales de la Planta y Unidades de Generación

5. La Planta está o estará ubicada en: _____.
6. El Punto de Interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) o cualquier otro sistema vinculado al mismo es o será: _____.
7. Unidades de Generación comprometidas: _____.
8. Tipo de Tecnología de Generación: _____.
9. Tipo de Combustible: _____.

Fecha de Inicio de Suministro

10. La fecha de Inicio de Suministro: 01 de Enero de 2015.

Precios Ofertados de Potencia Firme y Energía Asociada

- Los precios de la Potencia Firme Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de dos (2) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en exceso no serán considerados.
- Los precios de la Energía Contratada Inicial, sin la porción correspondiente al Cargo de Transmisión, deben contar con una precisión de cuatro (4) dígitos a la derecha del punto decimal, de lo contrario se asumirán ceros (0) hasta completar ese número de dígitos, los dígitos en

exceso no serán considerados.

11. Volumen de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ kW.

12. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD/kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kW-Mes														

13. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kWh														

14. Opciones de Indexación de Precios de Potencia y/o Energía:

Para los precios de la Potencia, elija una de las siguientes opciones: _____

- Opción de precio fijo de potencia, considerando las variaciones en el Cargo de Transmisión
- Opción de ajuste parcial en el precio de la potencia, hasta la proporción indicada por el factor IPF según tecnología, considerando las variaciones del Cargo de Transmisión (IAP 46.1)

Para los precios de la Energía, elija una de las siguientes opciones: _____

- Opción de precio fijo de la energía
- Opción de ajuste parcial en el precio de la energía, considerando las variaciones en el Costo del Mercado Ocasional (en el caso de ofertas respaldadas por unidades de generación hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables) o las variaciones del precio del Indicador de Referencia (en el caso de ofertas respaldadas por unidades de generación termoeléctricas), considerando lo establecido en los numerales 46.2 y 46.5 del Documento Estándar de Licitación.

Condiciones para Precio Fijo de Potencia y Energía

- El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir el cargo está en función a la capacidad instalada.
- Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

15. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kW-mes)

16. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____

17. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de la Potencia Firme (si aplica)

➤ El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0).

➤ Para definir el precio inicial del Cargo de Transmisión vigente en función de la capacidad instalada, en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

18. Porción correspondiente al Precio de la Potencia Firme Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kW-mes).

19. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____

20. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación hidráulicas, eólicas y otras tecnologías nuevas y renovables (si aplica)

➤ El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación en el IAP 46.2.

➤ Para definir el valor inicial del precio promedio mensual del Mercado Ocasional, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta. EL GESTOR publicará esta información en su página web, un (1) mes antes del Acto de Recepción de Ofertas.

➤ El Proponente en su oferta definirá la porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0). El valor de este cargo es cero cuando el pago del Cargo de Transmisión esté en función a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión; es decir, el cargo está en función de la capacidad instalada.

➤ Para definir el precio inicial del precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la oferta. EL GESTOR publicará esta información un mes antes del Acto de Recepción de Ofertas, en su página web.

21. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando el siguiente rango: FAJU = [entre 0.00 y 0.15]

22. Precio promedio mensual del Mercado Ocasional, que corresponde al precio promedio mensual del Mercado Ocasional en el mes previo al Acto de Concurrencia CMS(o): _____.

23. Porción correspondiente al Precio de la Energía Contratada asociada al Cargo de Transmisión PCT (0) = _____ (USD / kWh).
24. Precio del Cargo de Transmisión vigente en el mes de la Recepción de Ofertas CT (0) = _____
25. Zona tarifaria a la cual pertenece: _____.

Condiciones de Indexación de Precios de Energía para ofertas respaldadas con unidades de generación termoeléctricas (si aplica)

- El Proponente en su oferta definirá el Factor de Ajuste (FAJU) y el indicador de referencia de acuerdo al combustible a ser utilizado, considerando lo establecido en el Documento Estándar de Licitación y los indicadores de referencia listados en el DDL en el IAP 46.5.
 - Para definir el valor inicial del indicador de referencia, se utilizará el valor promedio del mes calendario previo a la presentación de la oferta.
26. Porción de Ajuste por indexación de los cargos por energía en el Largo Plazo, FAJU = _____, considerando los siguientes rangos: FAJU = [entre 0.00 y 0.90]
27. Indicador de Referencia del Combustible elegido por el Proponente y que será utilizado para la Indexación del precio de la energía, considerando las opciones listadas en el numeral IAP 46.5:
_____.
28. Precio promedio del indicador de referencia en el mes calendario anterior al Acto de Recepción de Ofertas, IndRef (0) = _____.

Nota: Como parte de la oferta económica, se adjunta publicación de los precios del indicador de referencia en donde constan los valores utilizados para determinar el precio promedio del combustible para el mes previo a este Acto.

Flexibilidad de las Ofertas:

29. Acepto una adjudicación que involucre una disminución de hasta el 25% del Monto de Potencia ofertado y/o una posposición de hasta 6 meses de la fecha de inicio de los suministros sin variar la fecha de finalización del mismo. En ninguno de los casos el precio ofertado se podrá modificar.
30. Acepto una adjudicación que involucre una disminución mayor al 25% del Monto de Potencia ofertado y/o una posposición mayor a los 6 meses de inicio de suministro: _____ Sí _____ No.

(En caso afirmativo completar lo siguiente, en caso contrario pasar al punto 31).

- a. Cantidad mínima de Potencia Firme Ofertada Anual: _____ kW, _____ y/o

b. Período máximo de posposición de la fecha de Inicio de Suministro __ meses.

De proponer nuevos precios indique:

c. Precio por la Potencia Firme Contratada Inicial PPFC (0) [USD / kW-Mes]

Precio de Potencia Firme	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kW-Mes														

d. Precio por la Energía Asociada Contratada Inicial PEC (0) [USD/kWh]

Precio de Energía Asociada	AÑOS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
USD/kWh														

Documentos Adjuntos al Formulario de Propuesta

31. Documentos Generales adjuntos al Formulario de Propuesta:
 - a. Fianza de Propuesta y su período de validez.
 - b. Certificado de Registro Público del Proponente.
 - c. Poder otorgado al Representante en los Actos, debidamente autenticado: Certificado del Registro Público que acredite la existencia, vigencia y representación legal del Proponente. Este certificado, para efectos del Acto de Concurrencia, tendrá una vigencia de tres (3) meses contados a partir de su expedición.
 - d. Aceptación del Pliego de Cargos: El Proponente deberá declarar que acepta, sin restricciones ni objeciones, todo el contenido del Pliego de cargos.
 - e. Declaración Jurada: Una declaración jurada, debidamente firmada por el Proponente o su Representante Legal, que certifique que sobre el Proponente o sus bienes no pesan demandas, secuestros u otras medidas cautelares que puedan afectar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.
 - f. Entregar en un disco compacto (CD), la información que EL GESTOR requiera del Formulario de Oferta, de acuerdo al formato que será proporcionado. Esta información en formato magnético no reemplaza la oferta firmada. La oferta firmada por el Representante Legal o el Apoderado en el Acto es el documento válido.
32. Con el fin de establecer la capacidad de las fuentes de suministro de la potencia y/o energía, los Proponentes deberán cumplir lo establecido en el Reglamento de Transmisión y los Reglamentos Regionales vigentes y además completar las declaraciones de la fuente de suministro, adjuntamos al menos los siguientes

A. Para Plantas instaladas y operando se requiere

- a) Copia autenticada de la licencia, certificación o concesión emitida por la ASEP o del ente equivalente en el país de origen autorizado a emitir este documento, o documento equivalente, a favor del Proponente, que deberá estar vigente a la fecha del Acto de Recepción de Propuestas.
- b) Para plantas ubicadas en Panamá se requerirá carta del CND en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado Nacional con las Unidades de Generación Comprometidas. En el caso de plantas ubicadas en países diferentes a Panamá se requerirá carta del Operador del Sistema y/o del Administrador del Mercado Eléctrico o de la entidad autorizada del país que corresponda, en la que se acredite que el Proponente está habilitado para producir y despachar Potencia y Energía en el Sistema Interconectado del país correspondiente, con las Unidades de Generación Comprometidas. En este último caso, dicha carta debe contar con la debida autenticación de las Autoridades competentes. Además, en el caso de Unidades de Generación Comprometidas en países diferentes a Panamá, deberá suministrarse la disponibilidad histórica de los últimos cinco (5) años o de contar con menos de cinco (5) años de operación, la disponibilidad de los años que lleve operando.
- c) Carta del CND en la que se acredite el volumen de Potencia Firme de Largo Plazo de las Unidades de Generación que está disponible para ser comprometida por el Proponente, el cual debe ser igual o mayor que el ofrecido en la Oferta Económica.

En caso de Generación proveniente de países diferentes a Panamá, deberá entregarse carta del organismo respectivo, equivalente al CND, donde acredite que la Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, no está comprometida en el país de origen, y dicha Potencia Firme deberá ser certificada por el CND, para garantizar la compatibilidad con las Normas del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Para considerar el caso en que dicha generación pudiere estar comprometida en un país diferente al país de origen de la generación, el Proponente deberá entregar adicionalmente una declaración jurada que certifique que la Potencia Firme ofertada no se encuentra comprometida ni en Panamá, ni en un tercer país.

- d) Carta de la autoridad competente, en la que acredite que el Proponente está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.
- e) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la Reglamentación Regional vigente.

B. Plantas a ser instaladas se requerirá lo siguiente:

- a) Certificación de la ASEP y/o de la autoridad en el país correspondiente que acredite que el Proponente cuenta con una Licencia, Certificación o Concesión de Generación o documento equivalente. Se aceptará la presentación de licencias provisionales.
- b) Carta de la autoridad competente, en el país del Proponente en la que acredite que el mismo está habilitado o en su defecto cuenta con autorización para exportar potencia y energía a la República de Panamá.

- c) Carta del organismo respectivo en cada país o del EOR, en caso de corresponder, donde conste que el Proponente cuenta con la capacidad de transporte firme en la red regional o interconexiones internacionales para un contrato firme de acuerdo a la reglamentación regional vigente.
- d) Para centrales hidráulicas o eólicas, información requerida para que el CND determine la Potencia Firme de Largo Plazo, de acuerdo a los datos de diseño y el procedimiento de cálculo vigente en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. El Proponente deberá requerir el cálculo respectivo al CND e incluirlo en la oferta.
- e) Fecha prevista de Inicio de la operación comercial de las Unidades de Generación.

Adjuntamos a este original tres copias de la Propuesta Económica y de todos los documentos.

Garantizamos la veracidad de la información presentada y nos sometemos a la jurisdicción y leyes de la República de Panamá para la resolución de cualquier controversia que resulte de la presentación de nuestra Propuesta, por lo que renunciamos a todo reclamo por la vía diplomática.

Aceptamos sin restricciones ni objeciones todo el contenido del Pliego de Cargo y renunciamos a cualquier reclamación en contra de EL GESTOR por razón de cualesquiera daños y perjuicios sufridos como consecuencia de o con relación a nuestra participación en cada una de las etapas de este Concurso ETESA 02-10 hasta la formalización de los contratos de suministro.

Atentamente,

(Nombre del Proponente)

(Firma del Representante Legal o Apoderado)

Cédula o Pasaporte No. _____

PRONÓSTICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Donde dice:

PRONÓSTICO MENSUAL DE DEMANDA MÁXIMA ESTIMADA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN (kW) (DMG-RC) ESTIMADA EDEMET/EDECHI/ENSA

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2015	1,261,754	1,282,643	1,328,980	1,425,768	1,393,326	1,373,277	1,394,726	1,348,897	1,386,453	1,381,857	1,410,509	1,411,464
2016	1,310,156	1,296,806	1,381,498	1,482,896	1,448,320	1,427,035	1,447,865	1,400,269	1,440,185	1,435,812	1,464,881	1,465,996
2017	1,365,499	1,365,811	1,440,426	1,545,389	1,510,811	1,487,262	1,512,955	1,462,767	1,503,070	1,497,981	1,528,208	1,531,520
2018	1,421,754	1,424,304	1,501,273	1,609,522	1,574,148	1,548,825	1,576,125	1,523,559	1,566,840	1,561,057	1,591,001	1,593,940
2019	1,480,869	1,482,051	1,563,651	1,676,560	1,639,932	1,612,787	1,642,293	1,588,243	1,632,431	1,626,971	1,657,375	1,659,734
2020	1,510,355	1,525,980	1,595,813	1,724,874	1,686,804	1,657,487	1,689,527	1,633,857	1,679,303	1,673,643	1,704,402	1,704,922
2021	1,574,094	1,573,920	1,664,504	1,796,156	1,756,378	1,732,874	1,761,685	1,703,411	1,748,535	1,742,581	1,773,993	1,777,913
2022	1,640,484	1,654,240	1,730,428	1,870,439	1,828,126	1,800,484	1,834,330	1,773,709	1,820,683	1,814,420	1,846,506	1,849,974
2023	1,709,358	1,725,264	1,801,469	1,947,851	1,903,263	1,875,397	1,911,064	1,847,810	1,896,734	1,889,285	1,922,063	1,925,961
2024	1,781,046	1,805,619	1,875,516	2,028,526	1,981,555	1,951,333	1,989,957	1,923,941	1,975,093	1,966,886	2,000,795	2,005,145
2025	1,856,945	1,861,607	1,954,006	2,112,604	2,063,945	2,034,837	2,073,207	2,005,146	2,059,344	2,053,421	2,085,141	2,089,811
2026	1,934,900	1,947,712	2,034,813	2,200,231	2,148,146	2,119,641	2,158,895	2,087,817	2,144,458	2,138,161	2,168,332	2,173,653
2027	2,016,145	2,031,257	2,119,030	2,291,558	2,236,732	2,208,029	2,248,200	2,173,968	2,233,168	2,226,479	2,257,426	2,263,270
2028	2,100,821	2,118,334	2,206,802	2,386,744	2,329,047	2,300,153	2,341,277	2,263,750	2,325,629	2,318,529	2,350,274	2,356,666
2029	2,189,125	2,209,229	2,298,272	2,485,953	2,425,241	2,396,194	2,438,276	2,357,308	2,421,986	2,414,452	2,447,008	2,453,984

Debe decir:

PRONÓSTICO DE DEMANDA MAXIMA DE GENERACION SIN RESERVA (MW) EDEMET/EDECHI/ENSA

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2015	1,298.16	1,309.72	1,380.99	1,462.67	1,450.71	1,389.06	1,389.89	1,375.98	1,403.10	1,384.69	1,343.20	1,400.86
2016	1,348.07	1,324.16	1,436.86	1,521.33	1,508.77	1,444.48	1,446.51	1,427.88	1,458.77	1,438.72	1,394.97	1,454.66
2017	1,400.33	1,392.34	1,495.27	1,581.84	1,568.27	1,499.87	1,503.04	1,480.99	1,514.22	1,494.05	1,450.37	1,511.43
2018	1,455.92	1,449.39	1,556.49	1,646.29	1,632.21	1,559.29	1,563.88	1,540.40	1,574.75	1,551.68	1,507.16	1,572.24
2019	1,518.97	1,511.87	1,625.15	1,718.03	1,702.95	1,625.82	1,631.80	1,606.19	1,641.92	1,618.21	1,572.39	1,638.60
2020	1,575.34	1,527.77	1,688.30	1,783.30	1,768.54	1,685.34	1,692.94	1,664.21	1,702.84	1,678.57	1,631.15	1,698.41
2021	1,654.62	1,647.85	1,772.00	1,872.12	1,854.02	1,771.83	1,777.42	1,744.94	1,786.61	1,761.20	1,711.71	1,784.76
2022	1,727.22	1,734.02	1,848.20	1,952.76	1,934.42	1,848.56	1,854.31	1,821.51	1,862.88	1,836.47	1,784.63	1,860.52
2023	1,790.91	1,775.17	1,914.80	2,023.87	2,003.33	1,916.06	1,924.29	1,885.43	1,929.11	1,902.04	1,848.19	1,927.03
2024	1,861.07	1,812.68	1,988.90	2,102.17	2,080.25	1,988.31	2,000.93	1,957.23	2,002.33	1,974.36	1,918.50	2,000.55
2025	1,937.48	1,934.43	2,068.22	2,186.36	2,161.99	2,070.13	2,081.66	2,032.47	2,081.42	2,052.05	1,996.23	2,081.60
2026	2,023.26	2,027.89	2,158.59	2,282.31	2,255.40	2,161.12	2,172.55	2,120.88	2,171.44	2,141.00	2,080.52	2,169.90
2027	2,115.25	2,121.91	2,255.15	2,385.01	2,355.67	2,258.69	2,270.03	2,215.80	2,268.06	2,236.49	2,173.38	2,266.91
2028	2,216.42	2,165.37	2,362.99	2,500.34	2,468.04	2,368.16	2,380.35	2,322.01	2,376.89	2,344.06	2,278.46	2,376.97
2029	2,323.26	2,322.57	2,470.02	2,612.42	2,580.09	2,476.22	2,487.46	2,427.87	2,483.83	2,449.75	2,380.76	2,483.49

Donde dice:

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA ESTIMADA MÁS PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN (kWh)
EDEMET/EDECHI/ENSA

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2015	647,354,452	579,711,539	687,244,879	681,298,089	692,216,662	664,944,177	691,475,733	669,958,559	667,655,207	690,272,008	637,302,214	683,656,878
2016	671,962,406	606,589,125	714,158,107	708,339,188	719,467,226	690,778,643	717,692,124	695,305,943	693,327,832	716,977,141	661,668,514	709,853,262
2017	700,167,637	617,265,012	744,402,722	737,985,376	750,477,564	719,758,547	749,767,256	726,118,361	723,358,582	747,749,539	690,036,775	741,276,910
2018	728,811,246	643,492,862	775,643,206	768,411,607	781,876,920	749,392,794	780,945,262	756,113,428	753,837,548	779,001,629	718,219,210	771,319,680
2019	758,867,426	669,386,454	807,662,424	800,178,396	814,501,964	780,161,747	813,583,332	787,988,832	785,179,032	811,641,995	747,966,055	802,990,147
2020	788,043,061	701,437,328	839,159,501	831,464,582	846,258,816	809,842,132	845,398,615	818,727,826	815,792,855	843,245,302	776,873,295	833,136,990
2021	821,044,675	723,564,379	875,011,676	865,595,053	881,108,455	846,324,593	881,327,286	853,338,758	849,198,643	877,714,724	808,376,848	868,492,403
2022	855,407,580	759,934,928	909,499,990	901,153,441	917,008,390	879,209,419	917,511,475	888,348,701	884,002,973	913,625,205	841,194,288	903,465,366
2023	891,030,017	792,301,847	946,585,474	938,200,466	954,620,322	915,556,309	955,713,180	925,217,037	920,665,362	951,037,994	875,381,333	940,316,047
2024	928,092,740	828,820,291	985,231,789	976,799,468	993,808,617	952,427,540	994,997,079	963,105,709	958,447,898	989,816,979	910,996,101	978,707,209
2025	967,309,122	854,647,795	1,026,205,342	1,017,016,525	1,035,040,421	992,888,079	1,036,430,646	1,003,479,329	999,015,352	1,032,928,809	949,099,214	1,019,704,319
2026	1,007,595,270	893,744,380	1,068,375,411	1,058,920,565	1,077,185,780	1,034,005,704	1,079,084,274	1,044,605,299	1,040,035,296	1,075,243,011	986,753,907	1,060,375,671
2027	1,049,570,147	931,772,662	1,112,314,263	1,102,583,499	1,121,517,771	1,076,851,126	1,123,531,406	1,087,453,925	1,082,778,223	1,119,332,115	1,027,026,142	1,103,792,504
2028	1,093,305,695	971,397,963	1,158,097,289	1,148,080,345	1,167,712,633	1,121,498,116	1,169,848,663	1,132,098,554	1,127,317,678	1,165,271,786	1,068,984,725	1,149,029,132
2029	1,138,901,704	1,012,748,661	1,205,797,835	1,195,487,902	1,215,844,307	1,168,031,653	1,218,109,951	1,178,610,410	1,173,722,425	1,213,131,188	1,112,688,234	1,196,153,471

Debe decir:

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA ESTIMADA (MWh)
EDEMET/EDECHI/ENSA

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2015	674,984.95	614,516.73	728,518.11	709,114.95	728,699.35	686,294.48	694,991.94	672,815.14	677,372.15	694,644.86	632,480.33	705,892.83
2016	700,867.85	643,195.20	757,875.29	737,453.21	757,778.73	713,582.74	723,210.03	698,160.04	704,128.03	721,618.21	656,782.78	732,957.93
2017	727,885.87	653,255.38	788,487.97	766,572.76	787,482.77	740,784.28	751,311.48	723,992.55	730,685.46	749,099.39	682,645.61	761,353.90
2018	756,664.67	679,908.58	820,627.89	797,632.62	819,459.67	769,992.69	781,597.06	752,909.24	759,727.61	777,848.43	709,250.61	791,839.78
2019	789,503.29	709,257.95	856,892.11	832,447.36	855,055.98	802,906.25	815,611.99	785,140.24	792,189.52	811,218.46	739,989.00	825,371.93
2020	823,440.12	746,295.15	895,196.12	869,708.11	893,770.61	837,729.77	851,704.27	818,858.37	826,942.77	846,938.35	772,649.29	861,148.65
2021	865,061.00	777,655.85	939,779.50	913,242.81	937,223.72	878,034.15	894,410.91	858,830.13	867,862.36	888,819.53	811,008.88	905,163.81
2022	903,009.90	818,033.63	980,182.79	952,576.77	977,864.47	918,970.26	933,121.77	896,514.91	904,933.75	926,789.33	845,558.73	943,654.97
2023	935,902.83	848,497.72	1,015,094.10	986,823.02	1,012,321.31	952,106.39	967,917.35	927,620.27	936,654.12	959,396.54	875,271.07	976,943.32
2024	972,278.42	884,953.86	1,054,108.87	1,024,690.96	1,050,915.12	987,750.03	1,006,171.88	962,694.22	971,889.62	995,516.14	908,281.70	1,013,913.94
2025	1,011,866.98	911,813.94	1,095,852.96	1,065,398.75	1,091,926.14	1,028,024.04	1,046,484.64	999,467.89	1,009,937.42	1,034,312.87	944,739.76	1,054,626.62
2026	1,056,601.11	955,658.59	1,143,680.84	1,112,096.90	1,139,059.85	1,073,120.64	1,092,141.45	1,042,910.56	1,053,560.47	1,079,047.87	984,619.75	1,099,387.89
2027	1,104,624.19	999,930.82	1,194,825.76	1,162,131.99	1,189,715.47	1,121,539.76	1,141,173.95	1,089,614.64	1,100,454.11	1,127,140.63	1,028,567.34	1,148,577.99
2028	1,157,735.14	1,056,785.71	1,252,212.02	1,218,607.44	1,246,750.47	1,176,114.75	1,196,892.84	1,142,124.51	1,153,559.81	1,181,620.42	1,078,548.77	1,204,675.77
2029	1,213,357.41	1,094,757.74	1,308,854.55	1,273,177.01	1,303,295.91	1,229,677.81	1,250,724.80	1,194,139.47	1,205,388.69	1,234,772.89	1,126,914.57	1,258,640.18