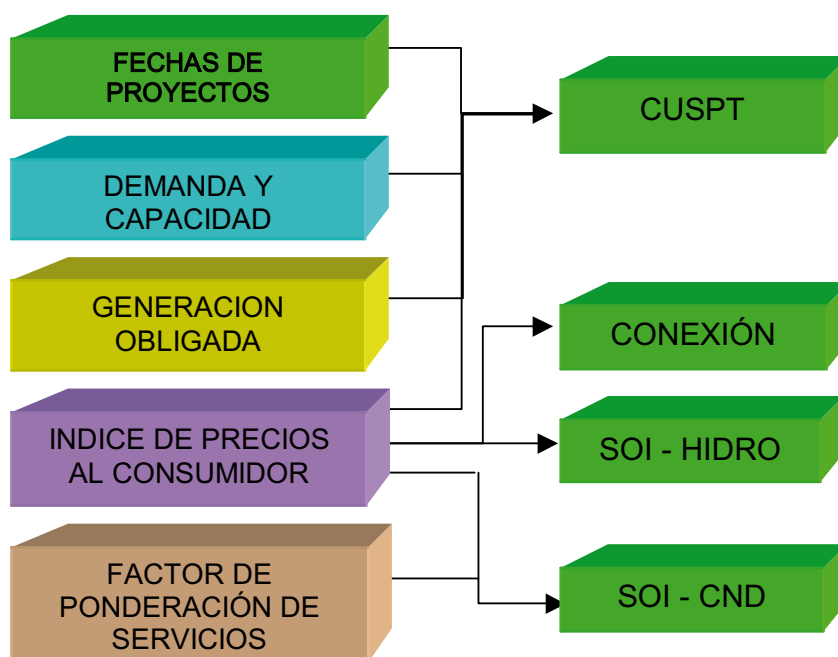




**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**

# **ACTUALIZACIÓN ANUAL DEL PLIEGO TARIFARIO 2005-2009**

**Año Tarifario No. 2  
Desde: 01-julio-06  
Hasta: 30-junio-07**



31 de marzo de 2006

## CONTENIDO

SUMARIO .....	3
1. PREMISAS Y MARCO LEGAL .....	7
2. FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR.....	9
3. FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD.....	10
4. FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS.....	14
5. PLIEGO TARIFARIO ACTUALIZADO .....	17
ANEXO A Resolución JD-5455 del 5 de agosto de 2005, mediante la cual se aprobó el Pliego tarifario vigente.	
ANEXO B Detalle de las demandas y capacidades previstas y reales, del segundo semestre del año calendario 2005.	
ANEXO C Declaración Jurada de Fechas de Proyectos Terminados durante el segundo semestre del año calendario 2005 y detalle de situación de inversiones en informática pendientes.	
ANEXO D Correspondencia relacionada.	
ANEXO E..Nosta de Cambios de Capacidad.	

## SUMARIO

EL presente documento contiene el detalle de cálculos y criterios empleados para la actualización de los cargos por servicios de transmisión y operación Integrada, a ser aplicados en el año tarifario que inicia el 1 de julio de 2006 y termina el 30 de junio de 2007.

Esta actualización se basa en la metodología establecida en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión, contenida en el Reglamento de Transmisión aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005.

Los Cargos Por Uso del Sistema Principal de Transmisión (**CUSPT**) se han actualizado para tener en cuenta:

- Las diferencias de ingreso por variaciones de las fechas de ingreso o egreso de equipamientos, cuyo Coeficiente de Actualización Estructural ( $CAES_i$ ), resultó ser de **0.9943**, debido al atraso de los proyectos de inversión.
- El incremento o decremento de ingresos por diferencia de la demanda o la capacidad instalada prevista, frente a la demanda o capacidad instalada real, los cuales no mostraron diferencias significativa, reflejando un  $CAES_i$  de **1.0000**.
- Las variaciones de precios, medidas a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que resultaron con un factor de ajuste de **1.0111**.
- Los cambios en los requerimientos de generación obligada, por variaciones de los costos previstos en el ingreso máximo permitido, con respecto a los costos reales de generación obligada y otros costos adicionales del mercado mayorista, relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento. Este factor de ajuste no se presenta, debido a que no se registró este tipo de generación obligada, durante el horizonte de análisis.

Los cargos base, sobre los cuales se aplican los factores arriba mencionados corresponden al Año Tarifario No.1, del Pliego Tarifario aprobado mediante Resolución No. JD - 5455 de 5 de agosto de 2005.

El resultado de la Actualización de Cargos se muestra a continuación:

## 1. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se actualizan por todos los factores descritos. El factor de ajuste total resultó ser de 1.0053. A continuación se presentan tanto los cargos aprobados como los actualizados, expresados en Balboas / kW / año.

APROBADOS RES. JD- 5455 01/JUL/2006-30/JUN/2007		
ZONA	PARA LA GENERACIÓN	PARA LA DEMANDA
1	29.25	-36.11
2	55.98	1.47
3	53.46	4.26
4	26.92	-20.39
5	11.21	4.48
6	-0.57	7.10
7	-5.27	17.32
8	0.06	1.76
9	-1.89	11.79
10	36.56	0.98

ACTUALIZADOS 01/JUL/2006-30/JUN/2007		
ZONA	PARA LA GENERACIÓN	PARA LA DEMANDA
1	29.41	-36.30
2	56.28	1.48
3	53.74	4.28
4	27.06	-20.50
5	11.27	4.50
6	-0.57	7.14
7	-5.30	17.41
8	0.06	1.77
9	-1.90	11.85
10	36.75	0.99

## 2. CARGOS POR OPERACION INTEGRADA

Los Servicio de Operación Integrada (SOI) se han actualizado considerando solamente las variaciones de precios (IPC), dado que el Factor de Ponderación de calidad de servicios suministrados por el CND, debe calcularse para el primer año tarifario, el cual aún no ha concluido. Las tablas siguientes presentan los cargos aprobados y actualizados expresados en Balboas por kW.

APROBADOS RES. JD- 5455 01/JUL/2006-30/JUN/2009	
Agentes Generadores	0.1835
Agentes Consumidores	0.2402

ACTUALIZACION 01/JUL/2006-30/JUN/2007	
Agentes Generadores	0.1855
Agentes Consumidores	0.2429

### 3. CARGOS POR CONEXIÓN,

Lo Cargos por Conexión se actualizan sólo por variaciones de precios (IPC).

TIPO DE ACTIVO	INSTALACIONES			
	QUE SE INCORPORAN		CONSIDERADAS	
	Aprobados	Actualizados	Aprobados	Actualizados
<b>Salidas de Conexión</b>	<b>Miles B./Salida</b>			
CXS34.5 Barras sencillas	30.51	<b>30.85</b>	16.97	<b>17.16</b>
CXS34.5 Interruptor y 1/2	37.25	<b>37.66</b>	20.72	<b>20.95</b>
CXS115 Barras sencillas (1)	70.67	<b>71.45</b>	39.31	<b>39.75</b>
CXS115 Interruptor y 1/2	108.36	<b>109.56</b>	60.27	<b>60.94</b>
CXS230 Barras sencillas	115.63	<b>116.91</b>	64.31	<b>65.02</b>
CXS230 Interruptor y 1/2	104.27	<b>105.43</b>	57.99	<b>58.63</b>
<b>Transformadores</b>	<b>Miles B./MVA</b>			
CXTR Reductor 105/140/175 MVA	1.95	<b>1.97</b>	1.08	<b>1.09</b>
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	3.99	<b>4.03</b>	2.22	<b>2.24</b>
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	4.63	<b>4.68</b>	2.58	<b>2.61</b>
CXTR Reductor 20/24 MVA	3.42	<b>3.46</b>	1.9	<b>1.92</b>
<b>Líneas</b>	<b>Miles B./km</b>			
CXL115 KV Circuito Sencillo	14.98	<b>15.15</b>	8.33	<b>8.42</b>
CXL115 KV Doble Circuito	22.57	<b>22.82</b>	12.55	<b>12.69</b>
CXL230 KV Circuito Sencillo	17.36	<b>17.55</b>	9.66	<b>9.77</b>
CXL230 KV Doble Circuito	25.09	<b>25.37</b>	13.96	<b>14.11</b>
CXL230 KV Doble Cto. Cond.1200 ACAR	27.35	<b>27.65</b>	15.21	<b>15.38</b>
<b>PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA</b>				
<b>Salidas de Conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)</b>	<b>Miles B./Salida</b>			
1 IP - 230 KV	112.04	<b>113.28</b>	N/A	
2 IP - 230 KV	199.01	<b>201.22</b>	N/A	
1 IP - 115 KV	71.16	<b>71.95</b>	N/A	
2 IP - 115 KV	122.44	<b>123.8</b>	N/A	
1 IP - 34.5 KV	34.85	<b>35.24</b>	N/A	
2 IP - 34.5 KV	61.88	<b>62.57</b>	N/A	
<b>Líneas</b>	<b>Miles B./ km</b>			
CXL230 KV Cto. Sencillo / torres Doble (2)	27.26	<b>27.56</b>	N/A	
(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores de acuerdo a la configuración de la subestación existente. (1) Instalación atípica, no disponible para expansión, por restricciones de calidad de servicio. (2) Línea de 230 KV con un solo circuito en torres de doble circuito. N/A: No aplica.				

## INTRODUCCION

El objetivo de este documento es compendiar los cálculos y criterios empleados en la actualización del Pliego Tarifario, para la mejor comprensión y aprobación por parte del ERSP.

Adicionalmente, en coherencia con el mandato del Artículo 161 del Reglamento de Transmisión, en el cual se establece que ETESA deberá poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de las actualizaciones tarifarias anuales, en la página Web de ETESA, se pretende ir más allá, suministrando un documento que sirva de guía metodológica a los clientes que deseen incursionar en el conocimiento y entendimiento de los cálculos de actualización.

El documento se ha dividido en cinco secciones a saber:

1. **Premisas y marco legal:** En esta sección se presentan los elementos más importantes del marco legal que rige para las actualizaciones tarifarias.
2. **Factor de ajuste por cambios del índice de precios al consumidor:** Comprende el detalle de los cálculos que permiten incorporar la variación de precios en las tarifas.
3. **Factor de ajuste por cambios en la demanda y la capacidad prevista:** describe el mecanismo de ajuste relacionado con las variaciones que tuvieron las variables demanda máxima y capacidad instalada.
4. **Factor de ajuste por fechas de ingreso de equipamientos:** En esta sección se describe el cálculo de ajuste por cambios de fecha de los proyectos comprometidos en el periodo tarifario evaluado, así como también una breve descripción de los motivos que han condicionado el desarrollo cronológico esperado.
5. **Pliego tarifario actualizado:** Presenta detalle de los cargos aprobados y actualizados por los diferentes factores de ajuste.

Adicionalmente se incluyen cuatro secciones de anexos, en los cuales se compendian los datos y la documentación asociada a los cálculos de actualización.

Este documento aporta al objetivo de **Transparencia** de nuestra gestión, como parte de nuestra misión empresarial.

## 1. PREMISAS Y MARCO LEGAL

El objetivo de la actualización es corregir las desviaciones de las variables estimadas para determinar el ingreso permitido, frente a los resultados reales del servicio brindado y los recursos utilizados, para garantizar la viabilidad técnica y económica del sistema y el cobro justo por el servicio brindado.

A continuación se presentan los aspectos generales que establece la Ley 6, de 3 de febrero de 1997, respecto al proceso de actualización tarifaria.

### 1.1. TRÁMITE Y CALENDARIO

La Ley No.6 ordena que los nuevos valores se deben comunicar al **Regulador** y deben ser **publicados**, con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, por lo menos en dos diarios de circulación nacional.<sup>1</sup>

En consecuencia, la actualización tarifaria, que debe aplicarse a partir del **1 de julio del año 2006**, requiere cumplir con el siguiente calendario:

<p><b>Comunicación al ERSP a más tardar el 13 de abril de 2006</b> <b>Publicación: última semana de abril de 2006</b></p>
---

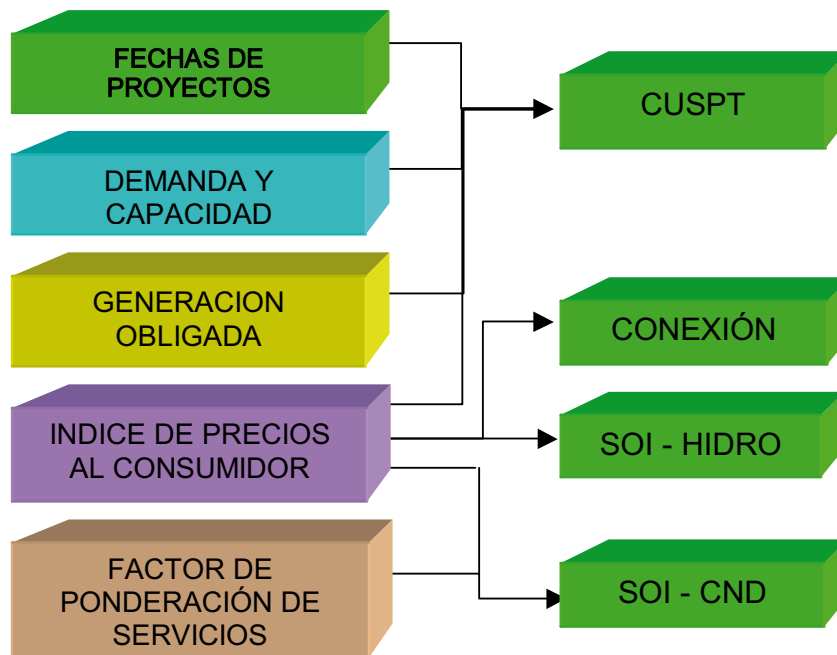
El cumplimiento de este calendario requiere la anuencia del **Regulador** a este Informe, antes del 21 de abril de 2006.

### 1.2. PARÁMETROS OBJETO DE ACTUALIZACIÓN

En el siguiente diagrama se esquematiza el flujo de información o variables que afectan a cada uno de los cargos que componen el pliego tarifario de transmisión.

---

<sup>1</sup> **Artículo 99. Actualización de las tarifas.** Durante el período de vigencia de cada fórmula tarifaria, las empresas de distribución y las de transmisión podrán actualizar las tarifas base, aprobadas por el Ente Regulador para el período respectivo, utilizando el índice de precio de energía comprada en bloque y las fórmulas de ajuste establecidas por el Ente Regulador, las cuales tomarán en cuenta el índice de precio al consumidor emitido por la Contraloría General de la República. Cada vez que estas empresas actualicen las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores al Ente Regulador y publicarlas con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, por lo menos, dos veces en dos diarios de circulación nacional. (modificado mediante Decreto-Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998).



El Régimen de Transmisión vigente establece la metodología para la actualización anual del Pliego Tarifario:

- ✓ Los cargos por uso se actualizan para tener en cuenta i) los cambios con respecto a lo planificado en los ingresos o egresos efectivos de equipamientos; ii) las variaciones por diferencia entre la demanda o la capacidad instalada de generación prevista y la demanda o capacidad instalada de generación real; iii) Los cambios en los requerimientos de generación obligada previstos y otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento y iv) el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por la Contraloría General de la República.
- ✓ Los cargos por conexión sólo se actualizan en función del IPC.
- ✓ Los cargos por Servicios de Operación Integrada, se actualizan según el componente que se trate: i) los cargos por Servicios de Hidrometeorología se actualizan sólo por el IPC; ii) los cargos por el Centro Nacional de Despacho, se actualizan por IPC y por el Factor de Ponderación (FP) de calidad de servicios suministrados durante el año tarifario precedente.



### 1.3. HORIZONTE DE ANÁLISIS

Para el caso del IPC, los cambios de demanda y capacidad, las fechas de incorporación de equipamientos y la generación obligada el horizonte de análisis es el segundo semestre del año 2005, correspondiente al periodo comprendido entre la fecha de inicio del presente periodo tarifario (01/jul/2005), y el mes de diciembre n-1.

Debido a que el año tarifario No. 1, comprendido entre el 01/jul/2005 y el 30/jun/2006, no ha concluido, el Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND no es considerado en esta primera actualización. En la actualidad, ETESA está elaborando los términos de referencia para la contratación de la auditoría establecida en el Reglamento Transmisión, la cual debe realizarse durante el segundo semestre del año 2006, en coordinación con el ERSP.

### 1.4. CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACION TARIFARIA

Los cargos aprobados para el Año Tarifario No.2, sobre los cuales se aplican los factores arriba mencionados, forman parte del Pliego Tarifario aprobado mediante Resolución No. JD - 5455 de 5 de agosto de 2005. (Anexo A)

## 2. FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

Este ajuste permite actualizar las tarifas en función de los cambios de costos de los insumos requeridos para la operación y mantenimiento. Los datos básicos utilizados para estos cálculos, los índices de Precios al Consumidor (IPC) mensual, son suministrados por la Contraloría General de la República.

A continuación, se presenta la serie de los valores utilizados.

**CUADRO No. 1.**  
**ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (2002 = 100)**

Mes	2005	Observación
Junio	103.0	<-- Base de cálculos
Julio	103.4	
Agosto	103.4	
Septiembre.	104.3	
Octubre	104.9	
Noviembre.	104.3	
Diciembre	104.7	<-- Diciembre n-1

El factor de ajuste, se calcula con base en la fórmula tarifaria establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión vigente, cuyos elementos se subrayan y resaltan en la siguiente expresión:

$$\text{Carga}_{ij} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] \times \text{CAES}_i \times \text{Carga}_{i0}$$

Siguiendo la metodología del Régimen Tarifario de Transmisión, los valores de IPC a utilizar en el presente ajuste corresponden a: i) junio de 2005 como fecha base de cálculo, fecha en la cual se elaboró el Pliego Tarifario original y, ii) al mes de diciembre de 2005 n-1, resaltados en amarillo en el cuadro No. 1.

A continuación se desarrolla la fórmula, con los datos correspondientes.

$$\begin{aligned} \text{Factor de Ajuste}_{\text{IPC}} &= [(0.33 + 0.67 (104.7/103))] \\ &= 0.33 + (0.67 * 1.0165) \\ &= 0.33 + 0.681055 \\ &= 1.0111 \end{aligned}$$

El ajuste en concepto de variación de IPC representa un incremento de 1.1% en todos los cargos.

### 3. FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD.

El factor de ajuste por incremento o decremento de ingresos debidos a variaciones de la demanda máxima y la capacidad instalada prevista, frente a la demanda máxima y la capacidad instalada real, utilizado en la actualización de los cargos CUSPT, se calcula con la siguiente fórmula estipulada por Régimen Tarifario de Transmisión vigente:

$$\text{CAES}_i = [(\sum_n^4 \text{IPSPT}_i^{n-1}) \pm \text{IPSPT}_{n-1\text{prev}}^{n-1} - \text{IPSPT}_{n-1\text{reales}}^{n-1}] / \sum_n^4 \text{IPSPT}_i^{n-1}$$

Donde:

**CAES**: es el Coeficiente de Actualización Estructural.

$\text{IPSPT}_{n-1\text{prev}}^{n-1}$  es el ingreso previsto para el año anterior a la fecha de diciembre de n-1. Dicho ingreso se calcula mediante el producto de los cargos aprobados originalmente, multiplicados por la demanda y capacidad prevista utilizada en el *Modelo de Cargos por Uso* del Pliego Tarifario.

$IPSPT_{n-1 reales}^{n-1}$  es el ingreso real en el año anterior a la fecha de diciembre de n-1. Este ingreso se obtiene de multiplicar los cargos aprobados originalmente, por la demanda y la capacidad **real facturada**, durante el horizonte de análisis.

$\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$  es la sumatoria del ingreso previsto para los años tarifarios (i) restantes a la fecha de diciembre de n-1.

### 3.1. DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA.

En el Cuadro No. 2 se presenta el resumen de la demanda prevista y la demanda real, correspondiente al segundo semestre del año calendario 2005.

Como podrá observarse, no se presentaron diferencias entre la demanda prevista y la demanda facturada.

CUADRO No. 2.  
DEMANDA MÁXIMA PREVISTA Y FACTURADA  
SEGUNDO SEMESTRE AÑO CALENDARIO 2005

DETALLE	DEMANDA PREVISTA (MW)	DEMANDA FACTURADA (MW)
<b>Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)</b>	<b>519.16</b>	<b>519.16</b>
- Zona 5 (S/E Llano Sánchez)	91.18	91.18
- Zona 6 (S/E Chorrera)	87.14	87.14
- Zona 7 (S/E Panamá)	340.84	340.84
<b>Elektra Noreste, S. A.</b>	<b>368.97</b>	<b>368.97</b>
- Zona 7 (S/E Panamá)	290.14	290.14
- Zona 8 (S/E Bayano)	0.56	0.56
- Zona 9 (S/E Bahía las Minas)	78.27	78.27
<b>Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)</b>	<b>82.48</b>	<b>82.48</b>
- Zona 1 (S/E Progreso)	20.86	20.86
- Zona 3 (S/E Caldera)	6.85	6.85
- Zona 4 (S/E Mata del Nance)	54.77	54.77
<b>Cemento Panamá, S.A.</b>		
- Zona 9 (S/E Bahía las Minas)	4.12	4.12
<b>Bocas del Toro Zona 10</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>974.73</b>	<b>974.73</b>

En el Cuadro No.2, la demanda se ha calculado como el promedio de las facturaciones mensuales de cada semestre.

La capacidad prevista y la capacidad facturada se muestran en el cuadro siguiente:

**CUADRO No. 3.  
CAPACIDAD PREVISTA Y FACTURADA (MW)  
SEGUNDO SEMESTRE AÑO CALENDARIO 2005**

DETALLE	PREVISTA	FACTURADA
	JUL/DIC-2005	JUL/DIC-2005
<b>EGE FORTUNA</b>	<b>300.00</b>	<b>300.00</b>
<b>AES</b>	<b>491.40</b>	<b>488.07</b>
Bayano	<u>260.00</u>	<u>260.00</u>
Bayano 1	87.00	87.00
Bayano 2	87.00	87.00
Bayano 3	86.00	86.00
La Estrella - Los Valles	90.00	90.00
Turbinas de Gas - Pmá	21.40	18.07
Estí	120.00	120.00
<b>EGE BLM, S.A.</b>	<b>280.00</b>	<b>280.00</b>
<b>COPESA</b>	<b>44.00</b>	<b>44.00</b>
<b>PAN-AM</b>	<b>96.00</b>	<b>96.00</b>
<b>PEDREGAL POWER CO.</b>	<b>53.40</b>	<b>53.49</b>
<b>ACP</b>	<b>75.00</b>	<b>75.00</b>
<b>EDEMET (Gen. Propia)</b>	<b>12.50</b>	<b>12.50</b>
La Yeguada	7.00	7.00
Capira	5.50	5.50
<b>TOTAL</b>	<b>1,352.30</b>	<b>1,349.06</b>

Es oportuno señalar que el total de la capacidad prevista de este cuadro, difiere en 10.7 MW del total del Apéndice A, de la Resolución JD-5455, debido a que los meses de operación de las Turbinas de Gas del Apéndice A están prorrateadas a 12 meses, y en este cuadro están prorrateadas a 6 meses, correspondientes al primer semestre de 2005.

Las diferencias fueron causadas por:

- El cambio de fecha del retiro de las turbinas de gas de AES Panamá. El retiro fue previsto a partir del 1 de octubre de 2005, considerándose 3 meses de operación, mientras que en realidad sólo operaron 2.53 meses, durante el segundo semestre del año 2005. Las notas No. ETE-DEOI-CND-OP-553-2005 y DEOI-CND-OP-557-2005, de 26 y 28 de septiembre de 2005, respectivamente, evidencian que dejaron de operar oficialmente, a partir del 17 de septiembre de 2005. (La segunda nota fue requerida para corregir la capacidad retirada.) Se adjuntan copias en Anexo E).
- El cambio de capacidad permitida a Pedregal Power Co., autorizada por la ANAM, la cual pasó de 53.4 a 53.53 MW, el cual se hizo efectivo a partir del 25 de agosto de 2005, tal como se aprecia en la nota No. ETE-DEOI-CND-OP-507-2005, de 30 de agosto de 2005 (Se adjunta copia en Anexo E).

### 3.2. CALCULO DEL COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL CAES<sub>dem&cap</sub>

Aunque el resultado fue un factor de ajuste igual a uno (1), a continuación se presenta el detalle de los cálculos del CAES por cambios de demanda y capacidad.

- El IPSPT previsto, calculado con la demanda y capacidad prevista corresponden a 17,160.1 miles de Balboas.
- El IPSPT real, calculado con la demanda y capacidad real facturada, ascienden a 17,167 miles de Balboas.
- La sumatoria del IPSPT, de los años restantes del periodo tarifario, obtenidos del Modelo de Cargos por Uso, corresponden a 132,656 miles de Balboas.

El detalle de estos datos se presenta en el Anexo B.

A continuación se muestra la fórmula del factor de actualización, con los valores indicados anteriormente.

$$CAES_i = \left[ \frac{\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i} \right] \pm \left[ \frac{IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i} \right]$$

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[\text{S n 4 IPSPT in-1}] \pm \text{IPSPT n-1prev n-1} - \text{IPSPT n-1reales n-1}}{\text{S n 4 IPSPT i n-1}} \\
 &= \frac{132,656 + 17,160 - 17,167}{132,656} \\
 &= \frac{132,656 + -6}{132,656} \\
 \text{CAES} &= 1.0000
 \end{aligned}$$

La magnitud del cambio no afecta los cargos aprobados.

#### 4. FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS.

El objetivo de este ajuste está orientado a la evaluación del cumplimiento del cronograma previsto de proyectos de inversión que debían incorporarse al Sistema Principal de Transmisión, durante el segundo semestre de 2005, tal como fueron considerados en el Ingreso Máximo Permitido, aprobado mediante la Resolución JD-5393 de 4 de julio de 2005 y, por consiguiente, en el Pliego Tarifario vigente.

##### 4.1. FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS.

Los proyectos de inversión para el Sistema Principal de Transmisión, comprometidos en tarifas, para el año 2005 se detallan en el siguiente cuadro.

CUADRO No. 4.  
PROYECTOS COMPROMETIDOS PARA EL AÑO 2005  
Y REPROGRAMADOS

PROYECTO	IMPORTE Miles de B/.	FECHA COMPROMETIDA	FECHA REPROGRAMADA
Tramo III L/T 230 KV Llano Sánchez-Panamá 2	44,999	01/10/2005	10/Abr/2006
Transformador # 3 de Mata de Nance	2,202	01/11/2005	24/feb/2006
Transformador # 2 de Progreso	1,645	01/11/2005	23/feb/2006
Informática	499	01/07/2005	
Realizadas	75		20/ago/2005
Postergadas	424		2006

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, los transformadores de las subestaciones Mata de Nance y Progreso entraron en operación desde el mes de febrero de 2006. A continuación se detallan los hechos que han condicionado la terminación de las obras de los proyectos.

- ✓ Tramo III L/T 230 KV Llano Sánchez-Panamá 2: Después de la suspensión temporal de actividades en las obras de construcción, la cual se dio el 18 de abril del 2005, la Compañía Internacional de Seguros (CIS), ETESA y el Consorcio Andino, S. A. (CASA) llegaron a un acuerdo a través de un proceso de arbitraje. Las actividades se reiniciaron el 10 de octubre del 2005 y el contratista entregó un nuevo cronograma, indicando como nueva fecha de inicio de operación de la línea: el 31 de marzo del 2006.
- ✓ Transformador # 3 de Mata de Nance: Con el fin de evitar vertimientos en las plantas de La Estrella y Los Valles, el CND no aprobó las libranzas programadas en noviembre de 2005, y el ERSP, mediante Nota No. DSER-2173-05, de 24 de octubre de 2005 (cuya copia se muestra en Anexo D), recomendó coordinar nuevamente las libranzas con AES, para los trabajos relacionados con la conexión del transformador. Esta limitante provocó que los trabajos fuesen reprogramados para los meses siguientes. El transformador está en operación desde el 24 de febrero de 2006.
- ✓ Transformador # 2 de Progreso: Las libranzas programadas en el plan de trabajo, no fueron realizadas debido a dificultades en la coordinación de los trabajos con las empresas PTP y AES Panamá. Las labores de bombeo de combustible de PTP y la alta disponibilidad del recurso hídrico de las plantas generadoras de AES, dilataron los trámites de coordinación requeridos para los trabajos antes mencionados. El transformador está en operación desde el 23 de febrero de 2006.
- ✓ Inversiones en Informática: Se incorporaron equipos por el monto de 75 mil Balboas. En el Anexo C se presenta la situación de cada renglón de inversiones comprometidas para el año 2005.

De acuerdo al literal (i.3) del Reglamento de Transmisión, ETESA debe informar las fechas de inicio de operación comercial de los proyectos de inversión mediante una “**Declaración Jurada de Proyectos del Sistema Principal de Transmisión Terminados durante el año anterior**”, la cual se incluye en el *Anexo C*.

Los proyectos listados en la declaración jurada corresponden en su totalidad a inversiones destinadas a la adquisición de equipamientos de informática. La fecha a incorporar en los cálculos se ha ponderado de acuerdo a la fecha y montos de cada uno de los equipos listados, tal como lo establece la regulación.

#### 4.2. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURA (CAES <sub>fechas</sub>)

El coeficiente de actualización estructural, CAESi, debido a las diferencias de Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT), por cambios de fecha de ingreso de equipamientos, establecida en el Régimen Tarifario es el siguiente:



- El  $IPSPT_{n-1previsto}$ , del IMP aprobado fue de 15,640 miles de Balboas.
- El  $IPSPT_{n-1real}$ , calculado con las fechas reales, ascienden a 14,881 miles de Balboas.
- La sumatoria del IPSPT de los años restantes del periodo tarifario corresponden a 134,198 miles de Balboas.

El cálculo de CAES por ajuste de fechas de ingreso efectivo de proyectos de inversión, comprende la realización de los siguientes pasos:

- **Primero:** Recalcular el **Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión real** ( $IPSPT_{-real}$ ). Este nuevo ingreso se obtiene modificando las fechas de ingreso de los proyectos, de acuerdo a su fecha de ingreso efectivo (real) o a la nueva programación, en el *Modelo de Ingreso Máximo Permitido (IMP)*. Las fechas indicadas en el Cuadro No. 4 son las incorporadas en el modelo, para este cálculo.
- **Segundo:** Calcular la diferencia de ingresos, según la fórmula establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión, para la cual se considera el **ingreso previsto** corresponde al importe aprobado en el IMP, utilizado para los cálculos tarifarios.

En el Cuadro No. 5 se presenta el detalle del IPSPT aprobado, y del ajustado por las correcciones de fechas de los proyectos previstos a iniciar operaciones comerciales durante el año 2005.



**CUADRO No. 5.  
INGRESO PERMITIDO POR EL SISTEMA PRINCIPAL  
DE TRANSMISIÓN, APROBADO VS AJUSTADO  
AÑO 2005 (Miles de Balboas)**

	APROBADO	AJUSTADO
<b>TOTAL IPSPT</b>	<b>31,279</b>	<b>29,762</b>
Operación y Mantenimiento	4,271	4,094
Administración	2,300	2,205
Depreciación	9,021	9,021
Rentabilidad sobre Activos	15,687	14,442

Es oportuno señalar, que no se presenta diferencia en el renglón de depreciación, debido a que el modelo suministrado sólo calcula depreciación respecto a los activos incorporados al 31 de diciembre del año anterior. Esto significa que las tarifas no recuperan la depreciación ponderada a los meses de operación de los activos que operan parcialmente en un año<sup>2</sup>.

Como se señaló anteriormente, el horizonte de análisis comprende el segundo semestre del año 2005, motivo por el cual, el IPSPT, tanto real, como previsto, corresponde a la mitad de los ingresos del año 2005.

En consecuencia, el CAES correspondiente se calcula, reemplazando los valores en la fórmula:

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[S_n 4 \text{ IPSPT in-1}] \pm \text{IPSPT n-1prev n-1} - \text{IPSPT n-1reales n-1}}{S_n 4 \text{ IPSPT i n-1}} \\
 &= \frac{134,198 - 15,640 - 14,881}{134,198} \\
 &= \frac{134,198 - 759}{134,198} \\
 \text{CAES} &= 0.9943
 \end{aligned}$$

Producto de este factor, los Cargos por Uso se reduce en 0.57%.

## 5. TARIFAS ACTUALIZADAS

De acuerdo con las fórmulas metodológicas contenidas en el Régimen Tarifario de Transmisión, la actualización tarifaria se produce mediante la aplicación de los diferentes factores de ajustes detallados precedentemente. A continuación se presentan los cargos vigentes y los ajustados para aplicar, desde el 1 de julio de 2006, hasta el 30 de junio de 2007.

<sup>2</sup> Es imperativo anotar que el modelo requiere ser modificado para corregir esta deficiencia, para el próximo periodo tarifario.

## 5.1. CARGOS POR USO DEL SPT

Como se indicó anteriormente, los cargos base son los cargos aprobados mediante Resolución No. JD-5455 del 5 de agosto de 2005, los cuales son afectados por los siguientes factores:

### COEFICIENTES DE AJUSTE ESTRUCTURAL, POR TIPOS DE CAMBIOS

FECHAS DE PROYECTOS	0.9943
INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR	1.0111
DEMANDA Y CAPACIDAD	1.0000
GENERACIÓN OBLIGADA (GA)	1.0000
<b>IMPACTO TOTAL</b>	<b>1.0053</b>

Este factor de ajuste (GA) no se presenta debido a que no se registró ningún gasto adicional, durante el horizonte de análisis, por fallas de instalaciones eléctricas, para las cuales el Regulador autorizara excepción de la aplicación del criterio N-1.

En las siguientes tablas se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal, aprobados y actualizados, para el año tarifario No. 2, a ser aplicados desde el 01/JULIO/2006, hasta el 30/JUNIO/2007, expresados en Balboas / kW / año.

APROBADOS RES. JD- 5455		
ZONA	PARA LA GENERACIÓN	PARA LA DEMANDA
1	29.25	-36.11
2	55.98	1.47
3	53.46	4.26
4	26.92	-20.39
5	11.21	4.48
6	-0.57	7.10
7	-5.27	17.32
8	0.06	1.76
9	-1.89	11.79
10	36.56	0.98

ACTUALIZACIÓN		
ZONA	PARA LA GENERACIÓN	PARA LA DEMANDA
1	29.41	-36.30
2	56.28	1.48
3	53.74	4.28
4	27.06	-20.50
5	11.27	4.50
6	-0.57	7.14
7	-5.30	17.41
8	0.06	1.77
9	-1.90	11.85
10	36.75	0.99

## 5.2. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA

Los cargos por servicios de operación integrada (SOI) ajustados con un factor de 1.0111 por la variación del Índice de Precios al Consumidor, se presentan a continuación, expresados en Balboas por kW.

### APROBADOS JD- 5455

AGENTES	CND	HIDRO	TOTAL
Generadores	0.0919	0.0916	0.1835
Consumidores	0.1203	0.1199	0.2402

### ACTUALIZADOS

AGENTES	CND	HIDRO	TOTAL
Generadores	0.0929	0.0926	0.1855
Consumidores	0.1216	0.1212	0.2429

## 5.3. CARGOS POR CONEXIÓN

Los cargos por servicios de Conexión sólo se modifican en proporción directa con la variación del IPC, cuyo factor de ajuste, como se indicó anteriormente, resultó ser de 1.0111.

TIPO DE ACTIVO	CARGOS SEGÚN INSTALACIONES			
	QUE SE INCORPORAN		CONSIDERADAS	
	Aprobados	Actualizados	Aprobados	Actualizados
<b>Salidas de Conexión</b>	<b>Miles B./Salida</b>			
CXS34.5 Barras sencillas	30.51	<b>30.85</b>	16.97	<b>17.16</b>
CXS34.5 Interruptor y 1/2	37.25	<b>37.66</b>	20.72	<b>20.95</b>
CXS115 Barras sencillas (1)	70.67	<b>71.45</b>	39.31	<b>39.75</b>
CXS115 Interruptor y 1/2	108.36	<b>109.56</b>	60.27	<b>60.94</b>
CXS230 Barras sencillas	115.63	<b>116.91</b>	64.31	<b>65.02</b>
CXS230 Interruptor y 1/2	104.27	<b>105.43</b>	57.99	<b>58.63</b>
<b>Transformadores</b>	<b>Miles B./MVA</b>			
CXTR Reductor 105/140/175 MVA	1.95	<b>1.97</b>	1.08	<b>1.09</b>
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	3.99	<b>4.03</b>	2.22	<b>2.24</b>
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	4.63	<b>4.68</b>	2.58	<b>2.61</b>
CXTR Reductor 20/24 MVA	3.42	<b>3.46</b>	1.9	<b>1.92</b>
<b>Líneas</b>	<b>Miles B./km</b>			
CXL115 KV Circuito Sencillo	14.98	<b>15.15</b>	8.33	<b>8.42</b>
CXL115 KV Doble Circuito	22.57	<b>22.82</b>	12.55	<b>12.69</b>
CXL230 KV Circuito Sencillo	17.36	<b>17.55</b>	9.66	<b>9.77</b>
CXL230 KV Doble Circuito	25.09	<b>25.37</b>	13.96	<b>14.11</b>
CXL230 KV Doble Cto. Cond.1200 ACAR	27.35	<b>27.65</b>	15.21	<b>15.38</b>

<b>PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA</b>			
<b>Salidas de Conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)</b>	<b>Miles B./Salida</b>		
	1 IP - 230 KV	112.04	<b>113.28</b>
2 IP - 230 KV	199.01	<b>201.22</b>	N/A
1 IP - 115 KV	71.16	<b>71.95</b>	N/A
2 IP - 115 KV	122.44	<b>123.8</b>	N/A
1 IP - 34.5 KV	34.85	<b>35.24</b>	N/A
2 IP - 34.5 KV	61.88	<b>62.57</b>	N/A
<b>Líneas</b>		<b>Miles B./ km</b>	
CXL230 KV Cto. Sencillo / torres Doble (2)	27.26	<b>27.56</b>	N/A
(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores de acuerdo a la configuración de la subestación existente. (1) Instalación atípica, no disponible para expansión, por restricciones de calidad de servicio. (2) Línea de 230 KV con un solo circuito en torres de doble circuito. N/A: No aplica.			

## **ANEXO A**

**RESOLUCIÓN JD-5455 (5/AGO/2005)  
MEDIANTE LA CUAL SE APROBÓ EL PLIEGO TARIFARIO  
VIGENTE.**

## ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución #: JD-5455

Panamá 5 de agosto de 2005

Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del servicio público de transmisión eléctrica, para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el período tarifario del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

### LA JUNTA DIRECTIVA

#### Del Ente Regulador de los Servicios Públicos en uso de sus facultades legales CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (Ente Regulador) como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que mediante la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, se establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que conforme al numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 antes citada, le corresponde al Ente Regulador establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que según se establece en el numeral 1 del artículo 98 de esa misma ley, le corresponde al Ente Regulador definir periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada y establecer toques máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas, así como definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que el numeral 2 del referido artículo 98, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente,

los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por el Ente Regulador;

6. Que para el servicio público de transmisión de electricidad, esta Entidad Reguladora aprobó mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el Régimen Tarifario y sus procedimientos, al que deben acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;

7. Que para aprobar las fórmulas tarifarias para el Servicio Público de Transmisión que rigen a partir del 1° de julio de 2005, el Ente Regulador convocó a una Consulta Pública para recibir comentarios sobre la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido y la Propuesta de Pliego Tarifario de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la actividad de transmisión y el servicio de operación integrada. Dicha Consulta Pública fue autorizada mediante la Resolución JD-5251 de 19 de abril de 2005;

9. Que luego del análisis de los comentarios recibidos en la Consulta Pública, el Ente Regulador aprobó mediante la Resolución JD-5393 del 4 de julio de 2005 el Ingreso Máximo Permitido para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009 y ordenó a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. que con base a la información contenida en dicha Resolución preparara y presentara a la consideración de esta entidad, el Pliego Tarifario de Transmisión;

10. Que en cumplimiento de este mandato, mediante nota ETE-DEOI-PLAN-082-2005 del 12 de julio de 2005 la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. presentó la propuesta de Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, para su respectiva evaluación y aprobación;

11. Que con su revisión, el Ente Regulador determinó que el pliego presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., se ajusta al Ingreso Máximo Permitido aprobado para las actividades de transmisión y del servicio de operación integrada y con las normas del Régimen Tarifario de Transmisión aprobados mediante la Resolución JD- 5216;

12. Que vistas las anteriores consideraciones y en atención a que el numeral 25 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, atribuye al Ente Regulador realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., el cual está contenido como Anexo A de esta Resolución y que forma parte integral de la misma. Este Pliego Tarifario tiene una vigencia de cuatro (4) años contados a partir de las cero (0) horas

del día 1° de julio de 2005 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2009.

**SEGUNDO: ADVERTIR** que el Pliego Tarifario a que se refiere el artículo primero de esta Resolución, contiene los cargos por conexión, uso del Sistema Principal y por el servicio de operación integrada que incluye el servicio del Centro Nacional de Despacho y de Hidrometeorología.

**TERCERO: ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., que sólo podrá facturar y cobrar a los usuarios de la red de transmisión, los cargos contenidos en el Pliego Tarifario que se aprueba mediante la presente Resolución.

**CUARTO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., que en un plazo no mayor de 7 días calendarios contados a partir de la notificación de la presente Resolución, publique en 2 diarios de circulación nacional por 2 días consecutivos, un aviso que contenga el texto íntegro del Pliego Tarifario que se aprueba mediante esta Resolución y ponga a disposición de sus clientes copias del mismo.

**QUINTO: ADVERTIR** que esta Resolución sólo admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

**Fundamento de Derecho:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998 y disposiciones concordantes.

**NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE.**

**CARLOS E. RODRÍGUEZ B.**

Director

**NILSON A. ESPINO**

Director

**JOSÉ GALÁN PONCE**

Director Presidente





**ANEXO A de la Res. JD-5455**



**ANEXO B**

**DEMANDA MAXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA**

**PREVISTA Y REAL.**



## EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

ACTUALIZACIÓN TARIFARIA PARA AÑO TARIFARIO No. 2  
INGRESOS DE CARGOS POR USO CON DEMANDA PREVISTA  
JULIO - DICIEMBRE 2005

DETALLE	DEMANDA MÁXIMA ANUAL NO COINCIDENTE PREVISTA (MW)	CARGO POR USO DEL SPT Originales (B./Kw/año)	INGRESOS PREVISTOS (Miles de Balboas)
	JUL/DIC-2005	JUL/DIC-2005	TOTAL
<b>Empresa de Distribución Eléctrica MetroOeste, S. A. (EDEMET)</b>	<b>519.16</b>		<b>3,218.6</b>
- Zona 5 (S/E Llano Sánchez)	91.18	3.64	165.9
- Zona 6 (S/E Chorrera)	87.14	6.19	269.7
- Zona 7 (S/E Panamá)	340.84	16.33	2,783.0
<b>Elektra Noreste, S. A.</b>	<b>368.97</b>		<b>2,833.0</b>
- Zona 7 (S/E Panamá)	290.14	16.33	2,369.0
- Zona 8 (S/E Bayano)	0.56	1.08	0.3
- Zona 9 (S/E Bahía las Minas)	78.27	11.85	463.7
<b>Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)</b>	<b>82.48</b>		<b>(921.8)</b>
- Zona 1 (S/E Progreso)	20.86	(35.63)	(371.6)
- Zona 3 (S/E Caldera)	6.85	3.35	11.5
- Zona 4 (S/E Mata del Nance)	54.77	(20.51)	(561.7)
<b>Cemento Panamá, S.A.</b>			
- Zona 9 (S/E Bahía las Minas)	4.12	11.85	24.4
<b>Bocas del Toro Zona 10</b>	<b>0.00</b>	0.00	<b>0.0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>974.73</b>		<b>5,154.2</b>

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**  
**DEMANDA FACTURADA jul-dic/2005**



DETALLE	Z O N A	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	PROMEDIO
<b>DEMANDA MÁXIMA FACTURADA (MW)</b>								
<b>EDEMET</b>		<b>519.16</b>	<b>519.16</b>	<b>519.16</b>	<b>519.16</b>	<b>519.16</b>	<b>519.16</b>	
S/E Llano Sánchez	Z/5	91.18	91.18	91.18	91.18	91.18	91.18	91.18
S/E Chorrera	Z/6	87.14	87.14	87.14	87.14	87.14	87.14	87.14
S/E Panamá	Z/7	340.84	340.84	340.84	340.84	340.84	340.84	340.84
<b>ELEKTRA</b>		<b>368.97</b>	<b>368.97</b>	<b>368.97</b>	<b>368.97</b>	<b>368.97</b>	<b>368.97</b>	
S/E Panamá	Z/7	290.14	290.14	290.14	290.14	290.14	290.14	290.14
	Z/8	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
S/E BLM	Z/9	78.27	78.27	78.27	78.27	78.27	78.27	78.27
<b>EDECHI</b>		<b>82.48</b>	<b>82.48</b>	<b>82.48</b>	<b>82.48</b>	<b>82.48</b>	<b>82.48</b>	
S/E Progreso	Z/1	20.86	20.86	20.86	20.86	20.86	20.86	20.86
S/E Caldera	Z/3	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85
S/E Mata del Nance	Z/4	54.77	54.77	54.77	54.77	54.77	54.77	54.77
<b>CEMENTO PMÁ</b>	Z/9	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>	<b>4.12</b>

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA PARA JULIO 2006 - JUNIO 2007**



**INGRESOS DE CARGOS POR USO APROBADOS, CON DEMANDA FACTURADA**

DETALLE	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	SUB TOTAL II SEMEST.
<b>EDEMET</b>	<b>536.43</b>	<b>536.43</b>	<b>536.43</b>	<b>536.43</b>	<b>536.43</b>	<b>536.43</b>	<b>3,218.60</b>
S/E Llano Sánchez Z/5	27.66	27.66	27.66	27.66	27.66	27.66	165.95
S/E Chorrera Z/6	44.95	44.95	44.95	44.95	44.95	44.95	269.70
S/E Panamá Z/7	463.83	463.83	463.83	463.83	463.83	463.83	2,782.96
<b>ELEKTRA</b>	<b>472.17</b>	<b>472.17</b>	<b>472.17</b>	<b>472.17</b>	<b>472.17</b>	<b>472.17</b>	<b>2,833.05</b>
S/E Panamá Z/7	394.83	394.83	394.83	394.83	394.83	394.83	2,368.99
S/E Bayano Z/8	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.30
S/E BLM Z/9	77.29	77.29	77.29	77.29	77.29	77.29	463.75
<b>EDECHI</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(153.64)</b>	<b>(921.81)</b>
S/E Progreso Z/1	(61.94)	(61.94)	(61.94)	(61.94)	(61.94)	(61.94)	(371.62)
S/E Caldera Z/3	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	11.47
S/E Mata del Nance Z/4	(93.61)	(93.61)	(93.61)	(93.61)	(93.61)	(93.61)	(561.67)
<b>CEMENTO PMÁ</b>	<b>4.07</b>	<b>4.07</b>	<b>4.07</b>	<b>4.07</b>	<b>4.07</b>	<b>4.07</b>	<b>24.41</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>5,154.25</b>
EDEMET	536.43	536.43	536.43	536.43	536.43	536.43	3,218.60
ELEKTRA	472.17	472.17	472.17	472.17	472.17	472.17	2,833.05
EDECHI	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(921.81)
CEMENTO PMÁ	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	4.07	24.41
GRANDES CLIENTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEBITOS	1,012.68	1,012.68	1,012.68	1,012.68	1,012.68	1,012.68	6,076.06
CREDITOS	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(153.64)	(921.81)
<b>TOTAL</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>859.04</b>	<b>5,154.25</b>



## EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

### ACTUALIZACIÓN TARIFARIA PARA AÑO TARIFARIO No.2 (JULIO 2006 A JUNIO 2007) INGRESOS DE CARGOS POR USO CON CAPACIDAD PREVISTA

DETALLE	CAPACIDAD PREVISTA (MW)		CARGO POR USO DEL SPT Originales (B./Kw/año)		INGRESOS PREVISTOS (Miles de Balboas)
	JUL/DIC-2005	ZONA	JUL/DIC-2005	TOTAL	
<b>EGE FORTUNA</b>	<b>300.00</b>	<b>Z/2</b>	48.18	7,227.0	
<b>AES</b>	<b>491.40</b>				
Bayano					
Bayano 1	87.00	Z/8	0.59	25.7	
Bayano 2	87.00	Z/8	0.59	25.7	
Bayano 3	86.00	Z/8	0.59	25.4	
La Estrella - Los Valles					
Estrella 1	21.00	Z/3	51.49	540.6	
Estrella 2	21.00	Z/3	51.49	540.6	
Los Valles 1	24.00	Z/3	51.49	617.9	
Los Valles 2	24.00	Z/3	51.49	617.9	
Turbinas de Gas - Pmá					
TG- Pmá 1	10.70	Z/7	-4.17	-22.3	
TG- Pmá 2	10.70	Z/7	-4.17	-22.3	
Esti(2)	120.00	Z/2	48.18	2,890.8	
<b>EGE BLM, S.A.</b>	<b>280.00</b>				
BLM 2	40.00	Z/9	-0.93	-18.6	
BLM 3	40.00	Z/9	-0.93	-18.6	
BLM 4	40.00	Z/9	-0.93	-18.6	
BLM 5	160.00	Z/9	-0.93	-74.4	
<b>COPESA</b>	<b>44.00</b>	<b>Z/7</b>	<b>-4.17</b>	<b>-91.7</b>	
<b>PAN-AM</b>	<b>96.00</b>				
Pan-Am 1	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
Pan-Am 2	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
Pan-Am 3	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
Pan-Am 4	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
Pan-Am 5	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
Pan-Am 6	16.00	Z/6	-0.16	-1.3	
<b>PEDREGAL POWER CO.</b>	<b>53.40</b>	<b>Z/7</b>	<b>-4.17</b>	<b>-111.3</b>	
<b>ACP</b>	<b>75.00</b>	<b>Z/7</b>	<b>-4.17</b>	<b>-156.4</b>	
<b>EDEMET (Gen.Propia)</b>	<b>12.50</b>				
La Yeguada	7.00	Z/5	10.55	36.9	
Capira	5.50	Z/6	-0.16	-0.4	
<b>HIDRO ECOLÓGICA DEL TERIBE (BONYIC)</b>	<b>0.00</b>	<b>Z/10</b>	0.00	0.0	
<b>LA MINA HYDRO POWER</b>	<b>0.00</b>	<b>Z/1</b>	27.91	0.0	
<b>TOTAL</b>				<b>12,006.1</b>	



<b>EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.</b> INGRESOS ESTIMADOS DE CARGOS POR USO CON CAPACIDAD FACTURADA, SEGUNDO SEMESTRE AÑO 2005									
DETALLE	ZONA	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	CARGO ANUAL (B. Balboas)	PROB. MENSUAL PONDER.
<b>CAPACIDAD INSTALADA FACTURADA (MW)</b>									
EGE FORTUNA	Z/2	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	48.18	300.0
AES		512.8	512.8	492.8	470.0	470.0	470.0		488.07
Sie Bayano		260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0		260.0
Bayano 1	Z/8	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	0.59	87.0
Bayano 2	Z/8	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	0.59	87.0
Bayano 3	Z/8	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	0.59	86.0
S/E Caldera		90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0		90.0
Estrella 1	Z/3	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	51.49	21.0
Estrella 2	Z/3	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	51.49	21.0
Los Valles 1	Z/3	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	51.49	24.0
Los Valles 2	Z/3	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	51.49	24.0
S/E Panamá		42.8	42.8	22.8	0.0	0.0	0.0		18.1
TG- Pma 1	Z/7	21.4	21.4	11.4	0.0	0.0	0.0	(4.17)	9.0
TG- Pma 2	Z/7	21.4	21.4	11.4	0.0	0.0	0.0	(4.17)	9.0
Esti (S/E Guasiquitas)	Z/2	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	48.18	120.0
EGE BLM, S.A.		280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0		280.0
BLM 2	Z/9	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	(0.93)	40.0
BLM 3	Z/9	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	(0.93)	40.0
BLM 4	Z/9	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	(0.93)	40.0
BLM 5	Z/9	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0	(0.93)	160.0
COPESA	Z/7	44.0	44.0	44.0	44.0	44.0	44.0	(4.17)	44.0
PAN-AM		96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0		96.0
Pan-Am 1	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
Pan-Am 2	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
Pan-Am 3	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
Pan-Am 4	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
Pan-Am 5	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
Pan-Am 6	Z/6	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	(0.16)	16.0
ACP	Z/7	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	(4.17)	75.0
Pedregal Power Co.	Z/7	53.4	53.4	53.5	53.5	53.5	53.5	(4.17)	53.5
LA YEGUADA	Z/5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	10.55	7.0
CAPIRA	Z/6	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	(0.16)	5.5
<b>TOTAL</b>									<b>1349.06</b>
<b>INGRESOS ESTIMADOS (Miles de Balboas)</b>									
TOTAL		Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	SUB TOTAL PRIMER SEMESTRE	TOTAL ANUAL
EGE FORTUNA	Z/2	1,204.5	1,204.5	1,204.5	1,204.5	1,204.5	1,204.5	7,227.0	7,227.0
AES		865.9	865.9	872.9	880.8	880.8	880.8	5,246.8	5,246.8
Sie Bayano		12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	76.7	76.7
Bayano 1	Z/8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	25.7	25.7
Bayano 2	Z/8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	25.7	25.7
Bayano 3	Z/8	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	25.4	25.4
S/E Caldera		386.2	386.2	386.2	386.2	386.2	386.2	2,317.1	2,317.1
Estrella 1	Z/3	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	540.6	540.6
Estrella 2	Z/3	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	540.6	540.6
Los Valles 1	Z/3	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	617.9	617.9
Los Valles 2	Z/3	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	617.9	617.9
S/E Panamá		(14.9)	(14.9)	(7.9)	0.0	0.0	0.0	(37.7)	(37.7)
TG- Pma 1	Z/7	(7.4)	(7.4)	(4.0)	0.0	0.0	0.0	(18.8)	(18.8)
TG- Pma 2	Z/7	(7.4)	(7.4)	(4.0)	0.0	0.0	0.0	(18.8)	(18.8)
Esti (S/E MCN)	Z/2	481.8	481.8	481.8	481.8	481.8	481.8	2,890.8	2,890.8
EGE BLM, S.A.		(21.7)	(21.7)	(21.7)	(21.7)	(21.7)	(21.7)	(130.2)	(130.2)
BLM 2	Z/9	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(18.6)	(18.6)
BLM 3	Z/9	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(18.6)	(18.6)
BLM 4	Z/9	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(3.1)	(18.6)	(18.6)
BLM 5	Z/9	(12.4)	(12.4)	(12.4)	(12.4)	(12.4)	(12.4)	(74.4)	(74.4)
COPESA	Z/7	(15.3)	(15.3)	(15.3)	(15.3)	(15.3)	(15.3)	(91.8)	(91.8)
PAN-AM		(1.3)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	(7.8)	(7.8)
Pan-Am 1	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
Pan-Am 2	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
Pan-Am 3	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
Pan-Am 4	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
Pan-Am 5	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
Pan-Am 6	Z/6	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(1.3)	(1.3)
ACP	Z/7	(26.1)	(26.1)	(26.1)	(26.1)	(26.1)	(26.1)	(156.6)	(156.6)
PEDEGAL POWER CO.	Z/7	(18.6)	(18.6)	(18.6)	(18.6)	(18.6)	(18.6)	(111.6)	(111.6)
LA YEGUADA	Z/5	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	37.2	37.2
CAPIRA	Z/6	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.6)	(0.6)
<b>TOTAL</b>		<b>1,993.5</b>	<b>1,993.5</b>	<b>2,000.5</b>	<b>2,008.4</b>	<b>2,008.4</b>	<b>2,008.4</b>	<b>12,012.4</b>	<b>12,012.4</b>

## **ANEXO C**

### **DECLARACIÓN JURADA DE PROYECTOS TERMINADOS.**

**Y**

### **ESTADO DE EJECUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN INFORMÁTICA**



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**DECLARACIÓN JURADA DE PROYECTOS TERMINADOS- AÑO 2005**

DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO	FECHA INICIO DE OPERACIÓN
Monitores de 17" - Documentos Técnicos	06/01/2005
Monitores de 17" - Documentos Técnicos	06/01/2005
Computadora pentium 4 de 2.8 Ghz, de 533MHz con Chipset Intel 865G, 1Gb de memoria	06/01/2005
Computadora pentium 4 de 2.8 Ghz, de 533MHz con Chipset Intel 865G, 1Gb de memoria	06/01/2005
Monitores de 17" - Documentos Técnicos	06/01/2005
Computadora pentium 4 de 2.8 Ghz, de 533MHz con Chipset Intel 865G, 1Gb de memoria	06/01/2005
Computadora pentium 4 de 2.8 Ghz, de 533MHz con Chipset Intel 865G, 1Gb de memoria	06/01/2005
HP ScanJet Photosmart 4070 2400DPI 48 Bit	11/01/2005
HP ScanJet Photosmart 4070 2400DPI 48 Bit.	11/01/2005
HP ScanJet Photosmart 4070 2400DPI 48 Bit	11/01/2005
Impresora multifuncional con funciones de copiadora y scanner a colores.	11/01/2005
Impresora multifuncional con escaner a color de 17ppm con lector	17/01/2005
Modem de 4 hilos	24/01/2005
Modem de 4 hilos	24/01/2005
Proyector multimedia, 1024X768 16.7 millones de colores.	29/01/2005
Port Replicator para laptop NX9010, con 2 salidas PS/2, 2 salidas USB 2.0	11/02/2005
Memorias externas USB DE 256 MB KINGSTON.	11/02/2005
Memoria USB 2.0 de 256 MB.	11/02/2005
Memorias externas USB DE 256 MB KINGSTON.	11/02/2005
Unidad interna DVD-RW 8X para servidor HP LH3 color beige	12/02/2005
Impresora HP Color LaserJet 4650 DN, 22 páginas por minuto en 81/2 X 11	19/02/2005
Port replicator para Notebook NC6000.	15/03/2005
Plotter hp designjet 800 de 42 pulgadas	16/03/2005
Maletín con ruedas para transportar Laptop y proyector.	25/03/2005
HP Designjet 500 ps (42"), impresión blanco/negro y color; velocidad 2m2	13/04/2005
Memoria USB DE 256 MB cruzer mini código- 03230464017	13/04/2005
Tarjeta de red HP Jet Direct 620n - Print server. 10Base-t. 100Base-TX.	13/04/2005
Impresora HP Color LaserJet 4650 DN, 22 páginas por minuto en 81/2 X 11	27/04/2005
Suministro de unidad de disco fijo interno	06/05/2005
Suministro de unidad de disco fijo interno	06/05/2005

Declaración Jurada Página 1/3

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**DECLARACIÓN JURADA DE PROYECTOS TERMINADOS- AÑO 2005**

DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO	FECHA INICIO DE OPERACIÓN
Impresora Multifuncional.	18/05/2005
Conector SCF 14-50 UHF PL macho	26/05/2005
Fuente de poder 20A RS-20A-BB	26/05/2005
2 Computador Personal de escritorio.	09/06/2005
Computadora portátil.	09/06/2005
Computadora portátil	09/06/2005
Computadora portátil	09/06/2005
Computadora portátil	09/06/2005
Memorias Externa Kingston USB 2.0 de 256MB	09/06/2005
Computadora personal con monitor	10/06/2005
Docking station portable nx6120.	10/08/2005
Computador	10/08/2005
Tarjeta de red para copiadora Lanier ID 122. Marca: lanier. Mod. printer/Scanner	24/08/2005
DVD-Writer externo USB, para Transmisión	25/08/2005
Switch CISCO de 24 puertos con INLINE power. modelo WS-C3560-24PS.	24/09/2005
Switch Cisco Catalyst 2950, de 24 puertos 10/100 Standard	24/09/2005
Switch Cisco Catalyst 2950, de 24 puertos 10/100 Standard	24/09/2005
Switch CISCO de 24 puertos con inline power. modelo WS-C3560-24PS.	24/09/2005
Switch Cisco Catalyst 2950, de 24 puertos 10/100 Standard	24/09/2005
Switch Cisco Catalyst 2950, de 24 puertos 10/100 Standard	24/09/2005
Protectores APC Backup UPS de 700VA	27/09/2005
Protectores APC Backup UPS de 700VA	27/09/2005
UPS protector de corriente de 600 VA para Switch de sub-estación	13/10/2005
UPS protector de corriente de 600 VA para Switch de sub-estación	13/10/2005
UPS protector de corriente de 600 VA para Switch de sub-estación	13/10/2005
UPS protector de corriente de 600 VA para Switch de sub-estación	13/10/2005
Interfase de pared con cableado	16/12/2005
Sistema de Montaje fijo para proyector	16/12/2005
Pantalla de Proyección eléctrica con control remoto de radio frecuencia	16/12/2005
Proyector multimedia, lámpara de repuesto y control remoto de radio frecuencia	16/12/2005

Declaración Jurada Página 2/3

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.****DECLARACIÓN JURADA DE PROYECTOS TERMINADOS- AÑO 2005**

DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO	FECHA INICIO DE OPERACIÓN
Monitor	31/12/2005
Monitor	31/12/2005
Monitor	31/12/2005
Channel packet Voicefax	31/12/2005
Port FXS or DID VIC	31/12/2005
Por FXS or DID VIC	31/12/2005
Por FXS or DID VIC	31/12/2005
CISCO 1700M IOS ip/voicefax	31/12/2005
Router	31/12/2005
CISCO 1760 V-4 CANNE 8 channel	31/12/2005
Memoria	31/12/2005

Por este medio, declaro que los proyectos antes listados se incorporaron a los servicios de transmisión, en las fechas indicadas en este documento.



**ISAAC ARCADIO CASTILLO RODRÍGUEZ**  
**GERENTE GENERAL**

Declaración Jurada Página 3/3

## ESTADO DE EJECUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN INFORMÁTICA (Balboas)

RUBRO	2,005		OBSERVACIÓN
	Aprobado	Ejecutado	
<b>EQUIPO DE COMPUTACIÓN</b>			
<b>Equipo de Comunicaciones Sub Estaciones</b>			
Switches, Racks, Routers, etc	24,000	18,120	Reprogramado para agosto del 2006
<b>Servidores</b>			
RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse	60,000	0	Reprogramado para diciembre del 2006
RISC CMI	60,000	0	Reprogramado para diciembre del 2006
Alta Disponibilidad Correo	50,000	0	Está en evaluación, reprogramado para octubre 2006.
Servidores de Aplicaciones adquiridas (Auto Cad, ACL, Helpdesk)		0	
Servidor de Replicación e-Power (TM y Chiriquí)	30,000	0	Está en evaluación, reprogramado para octubre 2006.
Servidores Regionales Chiriquí			
Reemplazo de Servidores (NTMAIL, INTRAEYESA, ETESA1)			
Reemplazo de Servidores (ETESAMAIL01, .03)			
Reemplazo de Servidor GIS, Map GUIDE			
Reemplazo de Servidores Mercado	75,000	0	Está en evaluación, reprogramado para junio 2006.
<b>Equipos</b>			
Computadoras Desktop	100,000	26,655	En proceso de adquisición. Reprogramado para septiembre 2006.
Computadoras Laptop	20,000	7,014	
Reemplazo Impresoras y Plotters	80,000	22,901	En proceso de adjudicación.
<b>Total HW y SW</b>	<b>499,000</b>	<b>74,691</b>	



## ANEXO D

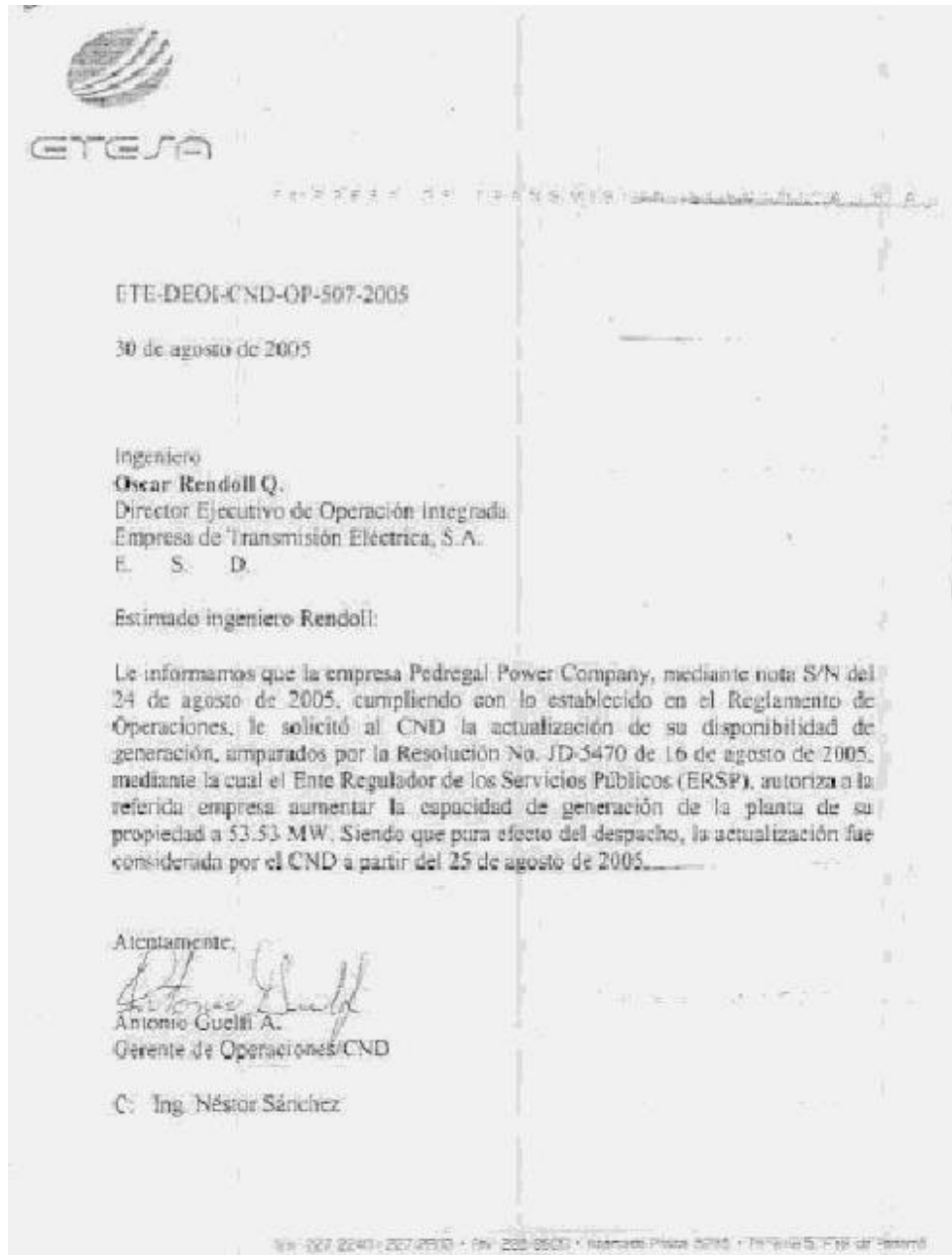
### CORRESPONDENCIA RELACIONADA

NÚMERO Y FECHA	DESCRIPCIÓN
ETE-DET-GGC-0117-2005 4-oct-2005	ETESA requiere la intervención del Regulador para lograr libranzas requeridas para la conexión del Transformador # 3 de la Subestación Mata de Nance
ETE-DET-GGC-0118-2005 5-oct-2005	ETESA solicita declaración oficial al CND respecto a la solicitud de libranzas requeridas para la conexión del Transformador # 3 de la Subestación Mata de Nance, con AES.
ETE-DEOI-CND-018-2005 12-oct-2005	El CND informa, a ETESA, los motivos que impiden la asignación de las libranzas solicitadas por ETESA y recomienda la reprogramación de las mismas.
DSER-2163-05 21-oct-2005	El Regulador solicita opinión al CND respecto a la solicitud de libranzas requeridas para la conexión del Transformador # 3 de la Subestación Mata de Nance.
DSER-2173-05 <b>24-oct-2005</b>	El Regulador recomienda a ETESA coordinar nuevamente las libranzas con AES y presentarla al CND.
ETE-DET-GGC-0127 8-nov-2005	ETESA informa al Regulador de los posibles sobrecostos del Proyecto de Transformador # 3 de la Subestación Mata de Nance, por los atrasos incurridos, debido a la falta de libranzas en tiempo oportuno.



## ANEXO E

### NOTAS DE CAMBIO DE CAPACIDAD









EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

ETE-DEOI-CND-OP-557-2005

28 de septiembre de 2005

Ingeniero  
**Oscar Rendoll**  
Director Ejecutivo de Operación Integrada  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
E. S. D.

Estimado ingeniero Rendoll:

Con relación a la nota No. ETE-DEOI-CND-OP-553-2005, le informamos que la capacidad instalada de las Turbinas de Gas de la Subestación Panamá que la empresa AFS Panamá, S. A. retiró del Sistema Interconectado Nacional (SIN), era de 42.8 MW.

Atentamente,



**Ing. Antonio Cuelli A.**  
Gerente Centro Nacional de Despacho

C.c. Ing. Carlos Rodríguez - Director del Ente Regulador de los Servicios Públicos  
Ing. Néstor Sánchez - Gerente de Gestión Comercial de ETESA