

**ACTUALIZACION ANUAL
DEL
PLIEGO TARIFARIO 2009-2013**

AÑO 3

1/JULIO/2011 AL 30/JUNIO/2012

**Cargos por Uso del Sistema Principal de
Transmisión de los Años Tarifarios 3 Y 4
modificados, por Resolución
AN No. 4524 Elec, de 23/Junio/2011**

4 DE JULIO DE 2011

INDICE

1.	SUMARIO.....	3
2.	INTRODUCCIÓN.....	6
3.	PREMISAS Y MARCO LEGAL.....	7
3.1.	TRÁMITE Y CALENDARIO	7
3.2.	METODOLOGÍA GENERAL DE ACTUALIZACIÓN.....	8
3.3.	HORIZONTE DE ANÁLISIS.....	9
3.4.	CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA.....	10
3.5.	CONCILIACION POR DÉFICIT DE INGRESO	10
4.	FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR ...	12
5.	FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD	13
5.1.	CONCILIACIÓN POR LEY 45 DE 2004	13
5.2.	DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA.....	15
5.3.	CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA.....	16
5.4.	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL Dem&Cap.....	17
6.	FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS.....	18
6.1.	FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS.....	18
6.2.	INVERSIONES REALIZADAS:.....	21
6.3.	INVERSIONES ESTRATÉGICA:	25
6.4.	INVERSIONES REPROGRAMADAS.	26
6.5.	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL (CAES fechas) ...	26
7.	FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS SERVICIOS DEL CND.	28
8.	FACTOR DE AJUSTE POR GENERACIÓN OBLIGADA.....	28
9.	TARIFAS ACTUALIZADAS.....	32
9.1.	CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT).....	32
9.2.	CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI).....	33
9.3.	CARGOS POR CONEXIÓN	35

1. SUMARIO

El presente documento contiene el detalle de cálculos y criterios empleados para la actualización de los cargos por servicios de transmisión del Año Tarifario No. 3, el cual inicia el 1 de julio de 2011 y termina el 30 de junio de 2012.

Esta actualización se basa en la metodología establecida en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión, contenida en el Reglamento de Transmisión (RT), aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Los factores de ajuste para la presente actualización son los siguientes:

- Ajuste por diferencias de ingreso, debido a variaciones de las fechas de entrada o salida de equipamientos, cuyo Coeficiente de Actualización Estructural (**CAESI**) resultó ser de **0.9957**, debido al atraso de los proyectos de inversión. (Anexo No. 24)
- Ajuste por variaciones de ingresos originados en diferencias de la demanda o la capacidad instalada prevista, frente a la demanda o capacidad instalada real, reflejando un CAESI de **0.9896** (Anexo No. 23)
- Ajuste por variaciones de precios, medidas a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC), cuyo resultado fue de **1.0376**. (Anexo No. 22)
- Ajustes por cambios en los requerimientos de generación obligada, y otros costos adicionales del mercado mayorista, relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1, con un factor de ajuste de **1.0001** (Anexo No. 25)

Los cargos del Año Tarifario No.3 actualizados corresponden al Pliego Tarifario aprobado mediante Resolución No. AN No. 2912 de 28 de agosto de 2009, modificada, por la Resolución AN No. 3454 del 22 de abril de 2010 y AN No. 4524 de 23 junio de 2011, en lo que respecta a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión. (Anexo No. 29.3 Y 29.4).

El Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND no fue aplicado, debido a que, luego de la Auditoria, cuyos resultados fueron recibidos mediante la nota DSAN-0588-2011 del 15 de marzo del 2011 (Anexo No. 29), inicia el plazo para realizar las acciones correctivas orientadas a mejorar los procesos del CND, de acuerdo a lo establecido en el Art. 207 del Reglamento de Transmisión.

A. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se actualizan con los cuatro primeros factores descritos anteriormente, los cuales en conjunto producen un incremento de 2.25%.

El Cuadro No. 1, presenta los Cargos por Uso actualizados, expresados en Balboas / kW / año.

Cuadro No.1

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (Balboas/KW/Año)				
Zona	GENERACIÓN		DEMANDA	
	Año 3	Año 4	Año 3	Año 4
1	14.96	16.72	0.00	0.00
2	36.05	34.94	3.24	3.63
3	30.70	33.46	3.50	4.10
4	24.21	16.86	0.00	0.00
5	12.30	8.79	4.22	5.30
6	0.00	0.00	6.60	7.51
7	0.00	0.00	14.14	14.15
8	0.08	0.00	2.46	3.39
9	2.25	0.00	6.34	7.77
10	33.78	28.64	20.27	6.43

B. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

La actualización de los cargos por Servicio de Operación Integrada (SOI) reflejan impactos por variaciones de precios presentando un incremento promedio de 1.0376%. La siguiente tabla contiene los cargos aprobados y actualizados.

Cuadro No. 2
 CARGOS MENSUALES POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA
 (Balboas/KW/Mes)

Agentes	Aprobado. Desde 1/jul/2009 Hasta 30/jun/2013 Res. AN No. 2912	Actualizado Año Tarifario No. 3
Generadores	0.1553	0.1611
Consumidores	0.2329	0.2417

C. CARGOS POR CONEXIÓN

Los Cargos por Conexión, se actualizan sólo por variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), con los siguientes resultados:

Cuadro No.3

**CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
 AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (*)
 AÑO TARIFARIO No. 3**

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión		
	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	45.88	27.25
CXS34.5 Interruptor y Medio	75.00	44.54
CXS115 Barra Sencilla	119.04	70.71
CXS115 Interruptor y Medio	172.35	102.37
CXS230 Interruptor y Medio	251.90	149.62
CXS230 Barras Sencillas	120.96	N/A
Transformadores		
	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	10.21	6.06
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	7.05	4.18
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	7.02	4.17
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.53	3.88
Líneas		
	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	17.23	10.23
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	25.90	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.95	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	28.75	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	27.08	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	36.73	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	31.50	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)		Miles B./Salida
1 IP - 230 KV	195.22	N/A
2 IP - 230 KV	364.96	N/A
1 IP - 115 KV	125.31	N/A
2 IP - 115 KV	234.10	N/A
1 IP - 34.5 KV	67.93	N/A
2 IP - 34.5 KV	109.13	N/A

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Actualización Estructural por Índice de Precios al Consumidor : 1.0376.

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de las subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR con un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

NA No aplica.

2. INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de este documento es presentar los cálculos y criterios empleados en la actualización del Pliego Tarifario, para aprobación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

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 comprensión y guía metodológica a los clientes que deseen incursionar en el conocimiento y entendimiento de los cálculos de actualización.

El documento se divide en las siguientes secciones:

1. **Premisas y marco legal:** En esta sección se presentan los elementos más importantes del marco legal, normativo, cronológico y metodológico 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 período tarifario evaluado, así como también una breve descripción de los motivos que han condicionado el desarrollo cronológico esperado.
5. **Factor de ajuste por Generación Obligada y otros cargos del mercado mayorista:** en esta sección se presenta la metodología propuesta por ETESA para el ajuste de este factor, así como los datos analizados y los cálculos realizados.
6. **Factor de ajuste por servicios suministrados por el CND:** se presenta un resumen del marco regulatorio establecido, para evaluar el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND, la cual de acuerdo a las obligaciones reglamentarias no aplica para este período.
7. **Pliego tarifario actualizado:** Presenta detalle de los cargos aprobados y actualizados por los diferentes factores de ajuste.

Adicionalmente, se incluye una sección 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.

3. PREMISAS Y MARCO LEGAL

El objetivo de la actualización es corregir las desviaciones de las variables estimadas que fueron utilizadas para determinar el ingreso permitido, frente a los resultados reales, para garantizar la viabilidad técnica y económica del sistema de transmisión 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.

3.1. TRÁMITE Y CALENDARIO

La Ley No.6 ordena, a ETESA, comunicar al Regulador y publicar, por lo menos en dos diarios de circulación nacional¹, los nuevos valores del Pliego Tarifario, con sesenta días o más de anticipación a su aplicación.

En consecuencia, la actualización anual de los cargos tarifarios que deben aplicarse a partir del 1 de julio de cada año, tiene como normativa:

- **Comunicar los cálculos de actualización a la ASEP, a más tardar el 13 de abril de cada año.**
- **Publicar anualmente los cargos actualizados la última semana de abril.**

El informe de los cálculos de actualización, realizados oportunamente por ETESA, fue entregado a la ASEP, mediante nota ETE-DEOI-GAT-003-2011, de 11 de abril de 2011. (Anexo No. 29.1)

Sin embargo, a la fecha de la presentación de los cálculos de actualización, estaba en proceso la revisión de los Cargos por Uso de los años 3 y 4 del periodo tarifario vigente, en atención a lo establecido en la Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto de 2009. En consecuencia, la ASEP, mediante nota DSAN-0969-11, 27 de abril de 2011, instruyó a ETESA a postergar la publicación de la Actualización del Pliego Tarifario.

Mediante nota No. DSAN AN No.1448 del 14 de junio del 2011, la ASEP comunicó su No Objeción a los cálculos de Actualización de los cargos por servicios de transmisión del Año Tarifario # 3 (Anexo No. 29.2) y, al mismo tiempo, instruyó a

¹ **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).

ETESA para que aplicara la actualización a los cargos por uso del Año Tarifario 3 modificados, cuando se notificara de la Resolución correspondiente.

La ASEP expidió la Modificación de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión por medio de la Resolución AN No.4524, de 23 de junio de 2011, la cual fue publicada en la Web de dicha Autoridad, el 27 de junio de 2011.

De acuerdo a instrucción de la ASEP y con base en la Resolución indicada en el párrafo anterior, ETESA publicó la actualización de los cargos por servicios de transmisión del año tarifario No. 3, en conjunto con la modificación de los Cargos por Uso del Pliego Tarifario vigente, en los diarios de circulación nacional, a partir del 29 de junio de 2011, como se puede apreciar en el Anexo No. 29.6.

3.2. METODOLOGÍA GENERAL DE ACTUALIZACIÓN

En términos generales la metodología de actualización consiste en la multiplicación de los cargos aprobados, por los factores de ajuste de cada variable a evaluar, según corresponda.

Estos factores de ajuste, permiten actualizar las tarifas en función de los cambios de las variables más importantes del pliego tarifario de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Cargo}_{\text{actualizados}} = \text{Cargos}_{\text{aprobados}} \times \text{CAES}_{\text{IPC}} \times \text{CAES}_{\text{Fecha}} \times \text{CAES}_{\text{D\&C}} \times \text{CAES}_{\text{GA}} \times \text{F}_{\text{PSCND}}$$

- **Cargo_{actualizados}**: cargos que pagarán a ETESA, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión que rigen a partir del 1 / julio/2011 al 30/junio/2012.
- **IPC**: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.
- **CAES Fecha**: Variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo.
- **CAES D&C**: Variaciones en la demanda y/o capacidad instalada respecto a lo previsto.
- **FGA**: Variaciones en las estimaciones de los costos de generación obligada y otros cargos adicionales del mercado eléctrico.
- **FPSCND**: Factor de ponderación de servicios del Centro Nacional de Despacho (CND).

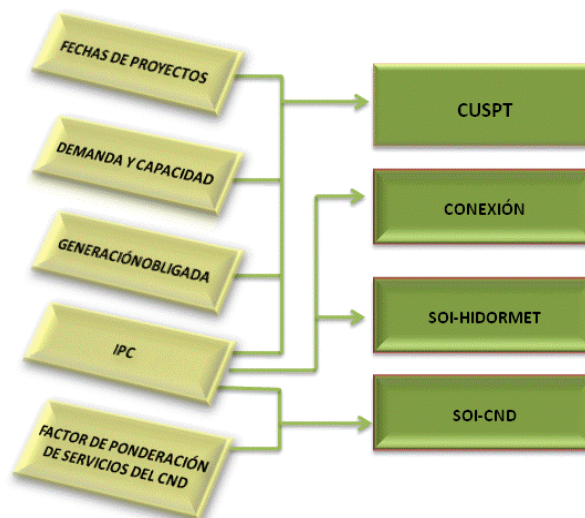
El Régimen de Transmisión vigente establece la metodología para la actualización anual del Pliego Tarifario:

- 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 el Reglamento de Transmisión 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.

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.



3.3. HORIZONTE DE ANÁLISIS

El horizonte de análisis se define en función de los cargos que serán actualizados y las fórmulas de actualización, tomando en consideración el tiempo requerido para realizar los cálculos de actualización y la publicación de la actualización con la antelación prevista por la Ley No. 6 de 1997.

Horizonte de Análisis de Datos Año Calendario n-1	Tiempo requerido para la recopilación de datos y realizar cálculos	Período de Publicación	Establecido por la Ley No. 6 60 días de anticipación	Período de aplicación de cargos que serán actualizados Año Tarifario NO.3
*Para viariaciones de fechas de entrada y salida de equipamientos Año 2010	enero-abril/2011	última semana de abril/2011	mayo y junio/2011	1/julio/2010 - 30/junio/2011
*Para variación de demanda y capacidad Año 2010				

Los datos a considerar, para los cálculos de actualización de los cargos por servicios de transmisión, deben corresponder a los registros del año calendario anterior al inicio de la vigencia del año que se actualiza. La presente actualización aplica al Año Tarifario No. 3, que inicia el 1/julio/2011 y termina el 30/junio/2012; en consecuencia, en la actualización se confrontan los datos previstos, frente a los datos reales del año 2010.

3.4. CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Los cargos base, para la actualización tarifaria del Año No. 3, sobre los cuales se aplican los Coeficientes de ajustes estructurales antes mencionados, corresponden a:

- Los Cargos por Conexión y Servicios de Operación Integrada aprobados por la ASEP, mediante la Resolución No. AN No. – 2912-Elec del 28 de agosto de 2009.
- Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión modificados por la ASEP, mediante las resoluciones AN No. 3454-Elec, de 22 de abril de 2010 y AN No.4524, de 23 de junio de 2011.

En el Anexo No. 1 se presentan los respectivos cuadros.

3.5. CONCILIACION POR DÉFICIT DE INGRESO

En las actualizaciones, el monto resultante de la multiplicación de los cargos aprobados por la capacidad instalada y demandas máximas prevista debe coincidir con el $ISPTP_{aprobado}$, a precios constantes.

Sin embargo, los $CUSPT_{aprobado}$, mediante la Resolución AN No. 2912, fueron calculados con base en ingresos a valor presente, en lugar de a valores constantes.

En consecuencia los ingresos en el segundo semestre del 2009, calculados con el procedimiento indicado anteriormente, presentaron un déficit, respecto al ingreso previsto constante de (2,049/2=B/.1,024.50) Miles de Balboas.

A continuación se presenta la serie completa del IMP a precios constantes y valor presente con las respectivas diferencias que constituyen déficit de ingresos.

DÉFICIT DE CARGOS POR USO, POR AÑO CALENDARIO 2009-2013

(Miles de Balboas)

AÑOS TARIFARIOS	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	TOTAL
IPSPT A PRECIOS CONSTANTES	40,302	42,378	45,728	48,578	176,986
IPSPT A VALOR PRESENTE	38,253	36,333	35,413	33,980	143,979
DÉFICIT DE INGRESOS (DIFERENCIA US\$ A COBRAR, MENOS US\$ APROBADO)					
A PRECIOS CONSTANTES	-2,049	-6,045	-10,315	-14,598	-33,007

Con el objeto de mantener la coherencia de los cálculos de la actualización del CAES_{D&C} con los datos utilizados para los CUSPT_{Aprobados}, la serie de referencia de valores constantes fue ajustada (Serie de Referencia B).

En la serie ajustada:

- El IPSP del año No. 1 se mantiene, considerando que los CUSPT del año No.1 aprobados, calculados con datos a valor presente, fueron aplicados durante su vigencia y no serán modificados.
- El IPSP del año No. 2 se corrigió sumándole el valor actualizado del déficit de este año (B/.2,269,000), importe que se recuperó, con la aplicación de los cargos modificados mediante la revisión extraordinaria aprobada por la ASEP, mediante resolución No. AN No. 3454 de 22 de abril del 2010. Con este ajuste, el valor a precios constantes del Año tarifario 2 utilizado en estos cálculos corresponde a B/.44,647,000.
- El IPSPT de los años 3 y 4 corresponde al valor constante tal como fue aprobado.

A continuación se presentan las series completas de IMPSP, a precios constantes, (serie de referencia A) y corregida para el cálculo del CAES por demanda y capacidad, denominada en este documento "Serie de Referencia B".

DETALLE		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	TOTAL
A PRECIOS CONSTANTES	B/.MILES	38,253	42,378	45,278	48,578	174,937
DÉFICIT ACTUALIZADO AL AÑO 2	B/.MILES		2,269			2269
SERIE DE REFERENCIA CORREGIDA A PRECIOS CONSTANTES	B/.MILES	38,253	44,647	45,278	48,578	177,206

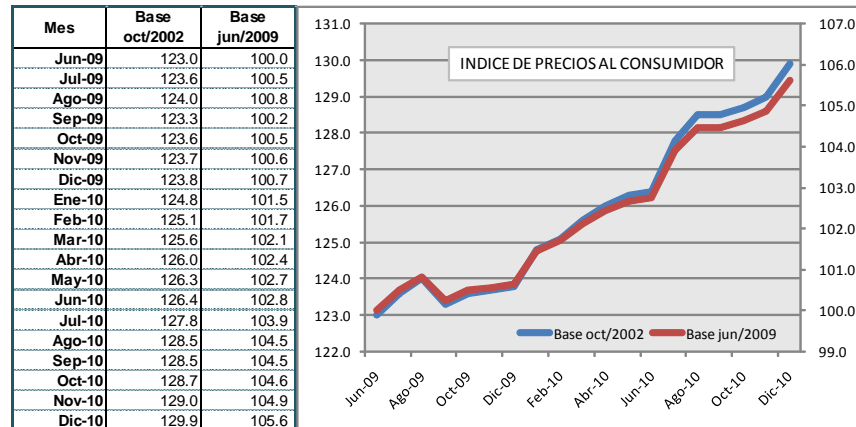
Serie de Referencia (B)

4. FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

El IPC Nacional Urbano de diciembre del 2010, registró un aumento de 5.6%, respecto a valor registrado en junio del 2009.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de este índice y se grafica la serie con cambio de base, a junio de 2009.

Gráfica No. 1



Sin embargo, el ajuste en este concepto se calcula con base a la fórmula tarifaria establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión vigente, cuyos elementos se subrayan y resaltan en la siguiente expresión:

$$\text{Cargoi} = \underline{[(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i / \text{IPC}_0))]} \times \text{CAES}_i \times \text{Cargo}_i$$

Siguiendo la metodología del Régimen Tarifario de Transmisión, los valores de IPC a utilizar en el presente ajuste corresponden a:

- i) IPC_0 = junio de 2009 como fecha base de cálculo, en la cual se elaboró el Pliego Tarifario original y,
- ii) IPC_i = diciembre de 2010, resaltados en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 5

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR NACIONAL URBANO
 Índice de Precios Octubre 2002=100 (a)

Mes	2009	2010
Enero	121.1	124.8
Febrero	121.5	125.1
Marzo	122.3	125.6
Abril	122.8	126.0
Mayo	122.4	126.3
Junio	123.0	126.4
Julio	123.6	127.8
Agosto	124	128.5
Septiembre	123.3	128.5
Octubre	123.6	128.7
Noviembre	123.7	129.0
Diciembre	123.8	129.9

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

$$\begin{aligned}\text{Factor de Ajuste IPC} &= [(0.33 + 0.67 (129.9/123.0))] \\ &= 0.33 + (0.67*1.056097) \\ &= 0.33 + 0.707585366 \\ &= 1.0376\end{aligned}$$

El ajuste en concepto de variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), a diciembre del 2010, conduce a un aumento de sólo 3.76% de los cargos por servicios de transmisión (Anexo No.22).

5. 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 el Régimen Tarifario de Transmisión vigente:

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

Donde:

CAES_i: es el Coeficiente de Actualización Estructural.

- **IPSPT n-1prev 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-1reales 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.

5.1. CONCILIACIÓN POR LEY 45 DE 2004

La Ley 45 de 2004 en el Capítulo III, Artículo 9, establece que los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas con capacidad de 10 MW o menos y hasta 20 MW, no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión y que los mismos no deben ser traspasados a los usuarios.

Por tal motivo, la capacidad instalada de este tipo de central es considerada en los cálculos tarifarios, a pesar de que no es facturada por ETESA.

Seguidamente, se detallan las mini-hidroeléctricas consideradas en los cálculos del Pliego Tarifario vigente, la capacidad instalada exonerada, los cargos que le corresponden y los ingresos asociados a ellos.

Cuadro No.6

INGRESO DE CARGOS POR USO NO PERCIBIDO POR ETESA
CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA DE GENERADORES HIDROELECTRICOS ENTRE 5-20 MW (*)

DETALLE	01Julio2009-30Junio2010 (MW)	01Julio2010-30Junio2011 (MW)	01Julio2011-30Junio2012 (MW)	01Julio2012-30Junio2013 (MW)
-Zona 3 (ALGARROBOS)	7.40	9.86	9.86	9.86
-Zona 3 (MENDRE)	9.88	10.00	10.00	10.00
-Zona 4 (CONCEPCION)	10.00	10.00	10.00	10.00
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	10.00	10.00
-Zona 2 (GUALACA)	-	10.00	-	-
-Zona 2 (LORENA)	-	-	-	10.00
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	10.00	10.00
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	10.00
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	3.33	10.00
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	3.33	10.00
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	10.00
TOTAL	27.28	39.86	56.52	99.86
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (Miles de Balboas) (Res. 3454 de 22/abril/2010)				
-Zona 3 (ALGARROBOS)	36.25	47.75	43.58	39.26
-Zona 3 (MENDRE)	36.25	47.75	43.58	39.26
-Zona 4 (CONCEPCION)	14.53	30.80	34.38	19.78
-Zona 4 (PREREGALITO)	14.53	30.80	34.38	19.78
-Zona 2 (GUALACA)	48.87	56.58	51.19	40.99
-Zona 2 (LORENA)	48.87	56.58	51.19	40.99
-Zona 3 (COCHEA)	36.25	47.75	43.58	39.26
-Zona 4 (TABASARA)	14.53	30.80	34.38	19.78
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	14.53	30.80	34.38	19.78
-Zona 4 (PERLAS SUR)	14.53	30.80	34.38	19.78
-Zona 10 (BONYIC)	38.38	44.76	47.97	33.60
INGRESOS DE CARGOS POR USO (Miles de Balboas)				
-Zona 3 (ALGARROBOS)	268	471	430	387
-Zona 3 (MENDRE)	368	478	436	393
-Zona 4 (CONCEPCION)	145	308	344	198
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	344	198
-Zona 2 (GUALACA)	-	566	-	-
-Zona 2 (LORENA)	-	-	-	410
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	436	393
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	198
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	114	198
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	114	198
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	336
TOTAL	772	1,822	2,218	2,907

(*)Estas plantas hidroeléctricas han sido considerados en el cálculo del Pliego Tarifario, sin embargo, son exoneradas de cargoslos primero 10 MW por uso del SPT por la Ley 45

En consecuencia, los ingresos que no se obtendrán, por la exoneración de pago de cargos por uso del sistema de transmisión correspondiente a la capacidad instalada de hidroeléctricas entre 5 y 20MW, se deducen de la serie de referencia "B", para obtener el nuevo ingreso anual de años tarifarios, con el siguiente resultado:

Cuadro No.7

COEFICIENTE DE AJUSTE ESTRUCTURAL = CAES_{D&C}
PERÍODO ANALIZADO: AÑO CALENDARIO 2010

INGRESOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD PREVISTA Y CUSPT SIN ACTUALIZAR					
IPSPT_{prev}					
	Julio/2009 Junio/2010	Julio/2010 Junio/2011	Julio/2011 Junio/2012	Julio/2012 Junio/2013	Julio/2013 Junio/2014
DATOS DEL MODELO = AÑOS TARIFARIOS					
Ingreso Anual (Años Tarifarios - Aprobados)	38,253	44,647	45,728	48,578	177,206
Menos:					
Exoneración (Ley 45)	772	1,822	2,218	2,907	
Sub Total	37,481	42,825	43,510	45,671	

Serie de Referencia B
Serie de Referencia C

El propósito de este ajuste es no traspasar a los CUSPT actualizados del siguiente año, el déficit que se produce por la falta de facturación de estos cargos, en cumplimiento de la Ley.

La "Serie de Referencia C" es la que se utiliza en los cálculos del CAES de demanda y capacidad.

5.2. DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA

La variación de la demanda prevista, respecto a la demanda facturada, calculada como el promedio de la facturación mensual del primer y segundo semestre del 2010 (Anexo 3, 4 y 5), se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro No.8

ACTUALIZACIÓN TARIFARIA año No. 3
 VARIACION DEMANDA FACTURADA VS PREVISTA EN (MW)

DETALLE	DEMANDA				VARIACION DE LA DEMANDA FACTURADA VS		
	enero-junio/2010		julio-diciembre/2010		enero-junio/2010	julio-diciembre/2010	TOTAL (MW)
	PREVISTA	FACTURADA	PREVISTA	FACTURADA			
EDEMET	603.1	619.9	629.4	629.4	16.8	-	16.760
S/E Llano Sánchez	110.4	114.7	114.8	114.8	4.3	-	4.270
S/E Chorrera	95.1	101.2	98.5	98.5	6.1	-	6.110
S/E Panamá	397.6	404.0	416.2	416.2	6.4	-	6.380
Mega Depot					-	-	-
ELEKTRA	441.2	538.5	465.3	465.3	97.3	-	97.310
Colón (S/E BLM)	106.8	106.8	111.1	111.1	-	-	-
Panamá (S/E Panamá)	333.5	430.6	353.4	353.4	97.1	-	97.080
Cañitas Aserradero (S/E Bayano)	0.8	1.1	0.8	0.8	0.2	-	0.230
Bussines Park					-	-	-
IRISA							
EDECHI	99.52	106.80	103.04	103.04	7.28	-	7.28
S/E Progreso T1 y T2 34.5	24.6	24.6	25.3	25.3	-	-	-
S/E Charco azul 115-25 (Z/1)					-	-	-
S/E Caldera 115-19	6.9	6.9	7.2	7.2	-	-	-
S/E Mata del Nance 34.9	68.0	75.3	70.6	70.6	7.3	-	7.280
S/E Mata del Nance 34 (10+11+15)					-	-	-
PTP - Cañazas-Regulados	-	-	-	-	-	-	-
CPSA	8.3	8.6	8.3	8.3	0.3	-	0.340
Bocas Fruit							
PTP - Cañazas	15.6	23.9			8.3	-	8.290
Changuinola	11.9	12.8	12.4	12.4	0.9	-	0.900
TOTAL	1,179.54	1,310.42	1,218	1,218	130.88		130.88
					Respecto a lo Prev	5.5%	

El análisis muestra que la demanda facturada fue 5.5% superior a la prevista, debido a:

- La aplicación del Ajuste de la Demanda Máxima Anual No Coincidente (DMANC) del Año No. 1, facturada el 9 de agosto del 2010, de la cual se destacan EDEMET, ELEKTRA (ENSA) y en menor proporción para EDECHI.
- Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP) pasó a cliente regulado de EDECHI, desde el 6 de febrero de 2010. En este caso, se realizó una proporcionalidad en el cálculo de los cargos por los servicio de transmisión, con respecto a los 23 días del mes de febrero, durante los cuales PTP pasó a ser cliente regulado de EDECHI. (Resolución AN No. 3311-ELEc. De 4 de marzo 2010) (Anexo No. 6).

- En el Anexo No. 7, se detalla los montos correspondientes, por agente, de la Demanda Máxima Anual No Coincidente facturada durante el año 2010.

5.3. CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA

Para el período comprendido, desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2010, la capacidad facturada fue, en promedio, 39.89 MW, inferior a la capacidad prevista, representando 8% menos de lo previsto. A continuación, se presentan los agentes y las capacidades que motivaron la variación antes indicada. (Anexo No. 8, 9 Y 10)

Cuadro No.9



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
 ACTUALIZACIÓN TARIFARIA AÑO No. 3 (1/julio/2010 - 30/junio/2011)
 VARIACIÓN DE LA CAPACIDAD PREVISTA Vs FACTURADA (MW)

DETALLE	ZONA	CAPACIDAD PREVISTA (MW)		CAPACIDAD FACTURADA (MW)		VARIACIÓN (MW)		
		ENE/JUN-2010	JUL/DIC-2010	ENE/JUN-2010	JUL/DIC-2010	ENE/JUN-2010	JUL/DIC-2010	PROMEDIO
TOTAL		246.52	285.07	206.09	245.72	(40.43)	(39.35)	(39.89)
EDECHI						-	-	
EGESA CERRO AZUL	Z7	-	-	-	53.06	-	53.06	26.53
EGESA CHARCO AZUL	Z1	-	-	-	12.22	-	12.22	6.11
COPESA		46.00	46.00	30.67	-	(15.33)	(46.00)	(30.67)
MENDRE	Z3	-	9.75	-	5.01	-	(4.74)	(2.37)
GUALACA	Z2	-	2.60	-	-	-	(2.60)	(1.30)
TERMICA DEL CARIBE (EL GIRAL)	Z9	50.52	50.52	50.35	50.35	(0.17)	(0.17)	(0.17)
TERMO COLON (GENA)	Z9	150.00	150.00	99.16	99.16	(50.84)	(50.84)	(50.84)
BAJO DE MINA	Z1	-	26.20	-	-	-	(26.20)	(13.10)
						-	-	
AJUSTE POR POTENCIA	Z9							
TERMICA DEL CARIBE (EL GIRAL)	Z9	-	-	6.26	6.26	6.26	6.26	6.26
ACP COLON	Z9	-	-	19.65	19.65	19.65	19.65	19.65
								Respecto a lo Previsto -8%

La variación se explicada por:

- La Entrada en Operación Comercial de la Central Térmica Cerro Azul, a partir del 13 de julio de 2010, con una capacidad instalada promedio de 54.94 MW, llegando modelándose en noviembre y diciembre con 60 MW con lo cual el promedio ponderado para el semestre corresponde a 53.06 MW. (Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-344-2010, del 28 de julio de 2010). (Anexo No. 11)
- La entrada en Operación Comercial de la Central Termoeléctrica Charco Azul, a partir del 6 de noviembre de 2010, con una capacidad instalada de 40MW (Nota No.ETE-DEOI-CND-OP-675-2010, del 24 de noviembre de 2010), con lo cual se obtienen 12.22 MW de capacidad promedio para el semestre. (Anexo No. 12)
- De conformidad a lo instruido por la ASEP mediante nota No. DSAN-1148-10, del 26 de mayo de 2010, la facturación a la Corporación Panameña de Energía, S.A., (COPESA), fue suspendida, a partir del 1

- de mayo del 2010, debido al incumplimiento de lo dispuesto en el literal a) del artículo 27 del Reglamento de Transmisión, (Anexo No. 13)
- Se facturaron 9.20 MW, por la entrada en operación comercial a partir del 23 de septiembre de 2010 de La Central Hidroeléctrica Mendre con capacidad instalada de 19.20 MW, en lugar de los 19.75 MW previstos. Tomando en consideración la aplicación de la Ley 45 de 2004, sólo se considera la porción de la capacidad instalada que no está exonerada.
 - GUALACA, con una capacidad prevista de 12.6 MW en el período analizado, no entró en operación comercial.
 - Termo Colón, con una capacidad prevista de 150 MW, sólo entrega al sistema 99.16 MW, marcando una diferencia de 50.84 MW menos respecto a lo previsto.
 - Bajo de Mina, con una capacidad prevista de 26.20 MW, no inició operación comercial en el año 2010.
 - El Giral está operando con una capacidad instalada de 50.35 MW, 0.17 MW menor a lo previsto.
 - En el año 2010 se facturó el Ajuste de Potencia inyectada, durante el año 2009, de las centrales G6, G7 y G8 de El Giral, las cuales totalizan una capacidad instalada de 6.2 MW promedio, con el siguiente detalle:
 - Entrada en operación de la unidad G6, a partir del 15 de octubre de 2009, con una capacidad instalada de 8.75 MW (Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-506-2009, de 16 de octubre de 2009) (Anexo No. 14)
 - Entrada en operación comercial de la unidad G7 de El Giral, a partir del 2 de noviembre de 2009, con una capacidad instalada de 8.72MW (Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-564-2009, del 12 de noviembre de 2009). (Anexo No. 15)
 - Entrada en operación comercial de la unidad G8 de El Giral, a partir del 22 de noviembre de 2009, con una capacidad instalada de 8.69 MW, (Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-604-2009, del 26 de noviembre de 2009). (Anexo No. 16)
 - Facturación de 19.65 MW, en el año 2010, del Ajuste por potencia inyectada al SIN, superior a la prevista para el año 2009 de la ACP, en la provincia de Colón. (Anexo No. 17)

5.4. COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL Dem&Cap

A continuación se presenta el detalle de los cálculos del coeficiente de ajuste estructural (CAES) por cambios de demanda y capacidad.

- El IPSPT previsto, calculado con la demanda y capacidad prevista corresponden a 40,149.18 miles de balboas.
- El IPSPT real, calculado con la demanda y capacidad real facturada, ascienden a 41,302.05 miles de balboas.

- La sumatoria del IPSPT, de los años restantes del período tarifario, obtenidos del Modelo de Cargos por Uso, corresponden a 110,593 miles de balboas.

Producto de la metodología establecida en el RT, para medir el efecto de la variación en la demanda y capacidad prevista en los Cargos por Uso, del Año tarifario No. 3, se aplica la siguiente fórmula:

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

COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL = CAES

$$\begin{aligned}
 CAES &= \frac{(\sum_n^4 IPSPT_{i(n-1)}) \pm IPSPT_{n-1prev(n-1)} \cdot IPSPT_{n-1reales(n-1)}}{\sum_n^4 IPSPT_{i(n-1)}} \\
 &= \frac{110,593.25 + 40,149.28 \cdot 41,302.05}{110,593} \\
 &= \frac{110,593 + -1,153}{110,593}
 \end{aligned}$$

CAES =	0.9896
--------	--------

Como resultado, la variación de la capacidad y la demanda facturada, respecto a la prevista para el año calendario 2010, produce una disminución de 1.04% de los Cargos por Uso aprobados, para el año tarifario No. 3.

6. 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 año calendario 2010, tal como fueron considerados en el Ingreso Máximo Permitido, aprobado mediante la Resolución AN No. 2820, de 28 Julio del 2009 y, consiguiente, en el Pliego Tarifario vigente.

6.1. FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS

A continuación se presenta un resumen de las inversiones del Sistema Principal de Transmisión, comprometidas en tarifas, para los años 2009 y 2010, frente a las puestas efectivamente en operación comercial, durante dichos años.

DETALLE	APROBADO	EJECUTADO	REPROGRAMADO
(Miles de Balboas)			
SPT - 2009	29.55	24.52	5.03
SPT -2010	8.14	3.61	4.53
Sub Total SPT	37.68	26.62	11.06
Estratégicas	11.95	3.9	8.05
TOTAL	49.63	30.52	19.11
Estructura			
SPT - 2009	100%	83.0%	17.0%
SPT -2010	100%	44.3%	55.7%
Sub Total SPT	100%	70.6%	29.4%
Estratégicas	100%	32.6%	67.4%
TOTAL	100%	61.5%	38.5%

A continuación se presenta el detalle de las inversiones analizadas para el año 2010. En el Modelo de cálculo de IMP, la hoja denominada: "Plan de Expansión" se ha resaltado con amarillo, el rango de datos [Q5:AB75], el cual contiene las inversiones que se incorporan al cálculo del CAES por fechas de inicio de operación.

Los montos de las inversiones postergadas se suman en los respectivos renglones de inversión del siguiente año, con el objetivo de mantener la coherencia del modelo, en cuanto al importe total de las inversiones comprometidas en las tarifas del presente periodo tarifario.

Cuadro No. 10

INVERSIONES COMPROMETIDAS Y REPROGRAMADAS

DETALLE	Monto de Inversión (Miles de ..)	Fecha comprometida en Tarifas	Actualización Año No. 3		REPROGRAMADA	
			Monto	Fecha Real ejecutada	Monto	Fecha
Reemplazo y adquisición de protecciones difere	88	1-Jun-10	88	1-Oct-10		
Reemplazo de transformadores de potencial	665	1-Feb-10	665	24-Abr-10		
Adquisición equipo de monitoreo en línea de tran	298	1-Abr-10	-	-	298	14-Oct-11
	207		207	4-Nov-10		
Automatización e integración de subestaciones	171	1-Dic-09	171			
	36	1-Abr-10	36			
	8,900		148		8,752	
Edificio ETESA	3,800	1-Dic-09	-	-	3,800	1-Jul-11
	5,100	1-Dic-10	148	10-Nov-10	4,952	
Equipo de informática	2,396		361		2,035	
Equipo de informática postergada del 2009	971	1-Dic-09	-	-	971	1-Jul-11
Equipo de informática 2010	1,425	1-Dic-10	361	10-Ago-10	1,064	
Reemplazo flota vehicular (**)	641	1-Dic-10	641.00	24-Jul-10		
Migración VHF a UHF	1,518	1-Ene-11	1,518.00	17-May-10		
SUB TOTAL S. P. T.	14,713		3,628		11,085	
		% de ejecución	25%		75%	
Estratégicas						
AMPLIACIÓN DE SE CALCERA 115/34.5 KV	3,845	1-Jun-09	3,845	5-Oct-09		
SE CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	8,100	1-Jul-10			8,100	30-Ene-11
SUB TOTAL ESTRATÉGICAS	11,945		3,845		8,100	
TOTAL	26,658		7,473		19,185	
		% de ejecución	28%		72%	

En el año 2010, entraron en operación comercial activos del Sistema Principal de Transmisión por 3,6 millones Balboas, equivalentes al 44.3% de los 8,1 millones de balboas comprometidos en las tarifas de dicho año.

Adicionalmente, en octubre del año 2010 inició operación la ampliación de la S/E Caldera, la cual está consignada en tarifas en 3,8 millones de balboas. La S/E Concepción que estaba comprometida para julio del año 2010, inició operaciones en enero de 2011.

La reprogramación de inversiones del Sistema Principal de Transmisión, comprometidas en tarifas para los años 2009 y 2010, asciende a once millones de Balboas.

Para mantener la integridad del modelo del IMP aprobado, las inversiones que no fueron ejecutadas en el período aprobado en la Resolución AN, No. 2820, se han reprogramado en el horizonte del período periodo tarifario, posterior al año 2010, lo cual no afecta los resultados del CAES por fechas de inicio de operación de las inversiones.

Por restricciones del modelo de cálculo del Ingreso Máximo Permitido, los proyectos cuya fecha declarada de entrada en operación comercial ocurrió antes del día 15, se modelan en el mes indicado de entrada en operación; mientras que aquellos proyectos cuya fecha de entrada en operación comercial fue después del día 15, se modelan en el siguiente mes.

6.2. INVERSIONES REALIZADAS:

Las inversiones realizadas en el año calendario 2010, consignadas en la Declaración Jurada (Anexo No. 19) se explican como sigue:

- **Reemplazo y Adquisición de protecciones diferenciales Etapa I:**
 Este proyecto consta de 16 relés que han sido instalados según se detalla en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 11

Fecha Inicio de Operación	Equipos Instalados	Trabajos
20 de Noviembre de 2007	2 relés L90	Instalación de las protecciones primaria L90 (diferencial de línea) en la línea 115-1A, en los extremos de S/E Santa Rita y S/E Cáceres bajo libranza ETESA-1220-2007 .
21 de Noviembre de 2007	2 relés L90	Instalación de las protecciones primaria L90 (diferencial de línea) en la línea 115-2B, en los extremos de S/E Bahía las Minas y S/E Santa Rita bajo libranza ETESA-1221-2007 .
22 de Noviembre de 2007	2 relés L90	Instalación de las protecciones primaria L90 (diferencial de línea) en la línea 115-2A, en los extremos de S/E Cáceres y S/E Santa Rita bajo libranza ETESA-1222-2007 .
23 de Noviembre de 2007	2 relés L90	Instalación de las protecciones primaria L90 (diferencial de línea) en la línea 115-1B, en los extremos de S/E Las Minas y S/E Santa Rita bajo libranza ETESA-1223-2007 .
30 de Enero de 2009	1 relé SEL311L	Se instalo un relé SEL311L como reemplazo de la protección primaria en la línea 230-7 en el extremo de S/E Mata de Nance bajo libranza ETESA-43-2009
3 de Febrero de 2009	1 relé SEL311L	Se instalo un relé SEL311L como reemplazo de la protección primaria en la línea 230-8 en el extremo de S/E Mata de Nance bajo libranza ETESA-45-2009
4 de Noviembre de 2009	1 relé SEL311L	Se instalo un relé SEL311L como reemplazo de la protección secundaria en la línea 230-7 en el extremo de S/E Fortuna bajo libranza ETESA-841-2009
10 de Noviembre de 2009	1 relé SEL311L	Se instalo un relé SEL311L como reemplazo de la protección secundaria en la línea 230-8 en el extremo de S/E Fortuna bajo libranza ETESA-842-2009 .
1 de octubre de 2010	1 relé L90 1 relé L 90 2 relé SEL 311L	Instalados en laboratorio, para pruebas de protecciones.

- **Reemplazo de transformadores de Potencial:**
 Este proyecto contemplaba el reemplazo de 57 PTs, en la Red de Transmisión de ETESA, de los cuales se tenía pendientes de instalar 15 unidades, que fueron instalados durante el año 2010, como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 12

Fecha Inicio de Operación	Equipos Instalados	Trabajos
19 de septiembre de 2010	3 PT"s en S/E Llano Sánchez	Reemplazo de 3 PT"s Magrini Galileo viejos por Trench nuevos de 115 KV en el pórtico de la Línea 115 – 14 en la S/E Llano Sánchez bajo libranza ETESA-506-2010
21 de mayo de 2010	3 PT"s en Mata de Nance	Se realizó cambio de los transformadores de potencia de la línea 115-15 en la S/E Mata de Nance, bajo libranza ETESA-472-2010
10 de enero de 2010	3 PT"s en Mata de Nance	Cambio de los PT"s de la LT 115-16, en la S/E Mata de Nance, bajo libranza ETESA-940-2009
8 de julio de 2010	1 PT en Caldera	Cambio de PT de línea en la 115-19 en la fase A en la S/E Caldera, bajo libranza ETESA-558-2010
27 de junio de 2010	2 PT"S en Caldera	Cambio de PT"s de la línea 115-17 en la fase A y barra A, por fuga de aceite en la S/E Caldera, bajo libranza ETESA-555-2010
7 de enero de 2010	3 PT"s en Progreso	Cambio de los PT"s de la Barra A de 115 KV en la S/E Progreso, bajo libranza ETESA-920-2009

De acuerdo a la metodología, este proyecto se modela a partir del mes de mayo, debido a que la fecha de inicio de operación, que resulta de la ponderación de las fechas reales, corresponde al 24 de abril de 2010.

- **Automatización e Integración de Subestaciones:** este proyecto entró en operación comercial el 4 de noviembre de 2010, a través, de la libranza ETESA-970-2010, a un costo total de B/.207,000.00.
- **Reemplazo de la Flota Vehicular,** en el 2010 se invirtieron 641 Miles de balboas en equipo de transporte., los cuales serán utilizados en la operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión. Dicho monto considera un adelanto de B/.28,671 de las inversiones comprometidas en el 2011.

La fecha de inicio de operación comercial de las inversiones en vehículos, a utilizar en los cálculos tarifarios corresponde al 24 de julio del 2010, como resultado de la ponderación de las fechas y montos de cada uno de los equipos adquiridos, tal como lo establece la regulación vigente, los cuales se listan en el (Anexo No. 18).

- **Equipo de Informática:** se activaron equipos por un valor total de 361 Miles de Balboas, a partir del mes de agosto de 2010. (Anexo No. 19).

La fecha de inicio de operación comercial de las inversiones en informática, a consignar en los cálculos tarifarios, ponderada de acuerdo a la fecha y montos de cada uno de los equipos listados, tal como lo establece la regulación vigente, corresponde al 10 de agosto del 2010.

- **Edificio de ETESA:**

Este proyecto fue aprobado en el Plan de Expansión del año 2008 y comprometido en tarifas en el período tarifario 2009-2013, con flujos de desembolsos en los años 2009, 2010 y 2011. Durante el año 2009 el proyecto enfrentó inconvenientes que fueron reportados en la Actualización Tarifaria del Año No. 2.

El 7 de abril de 2010, ETESA dio la orden de preceder a la Universidad Tecnológica de Panamá², para ejecutar el “Diseño del edificio de la Gerencia de Operación y Mantenimiento de ETESA”, según lo pactado en el Contrato GG-017-2010 de 5 de abril de 2010. En la Enmienda No 1³ posterior, se autorizan costos adicionales, para modificar el alcance de los trabajos, por un monto de B/.500.00, además de ejecutar el proyecto en dos etapas, de la siguiente manera:

“...por limitaciones presupuestarias, en el 2009 se tomó la decisión de ejecutar el proyecto en dos fases, donde la primera fase se limita a los edificios para la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento y del Almacén Central⁴...”

1. **Fase #1 – Diseño** -: consiste en la entrega de tres informes detallados así:

- Informe No. 1:
El Contratista recibirá el 40% a la entrega del estudio topográfico, estudio de suelo y anteproyecto aprobado por ETESA.
- Informe No. 2
El Contratista recibirá 50% a la entrega de los Planos de construcción y Estudio de Impacto Ambiental aceptados por ETESA.
- Informe No. 3

² ETESA/Resolución No. 53 CD de 16 de agosto de 2010, mediante la cual se autoriza la Contratación Directa de los servicios para el Diseño del Edificio para Albergar la Sede Principal de ETESA con la Universidad Tecnológica de Panamá.

³ ETESA/GP/Justificación Técnica/Enmienda No.1 al Contrato No. GG-017-2010

⁴ Enmienda No. 1

El Contratista recibirá el 10% a la entrega del Pliego de Cargos, Presupuesto y Planos de Construcción aprobados por las instituciones que conforman la Dirección de Obras y construcciones Municipales.

2. Fase # 2 – Diseño y Construcción del Edificio Administrativo de ETESA

De las alternativas consideradas la más conveniente resulto ser la construcción de un edificio en el terreno de ETESA, donde ya está en desarrollo el proyecto de diseño del edificio de la Gerencia de Operación y Mantenimiento y el Almacén Central de ETESA.

Al 31 de diciembre de 2010, se ha desembolsado la suma de B/.148,429.91, con base en lo pactado en los contratos GG-017-2010 y GG-079-2010. (Anexo No. 20)

Cuadro No. 13

EDIFICIO SEDE DE ETESA-CONTRATO
 DISEÑO DEL EDIFICIO DE LA GERENCIA DE (O Y M) DE ETESA
 (Miles de Balboas)

EDIFICIO SEDE ETESA	COSTO-S/GG-017-2010	
	Contrato Original	Desgloce
CONTRATO GG-079-2010	272,850	
Clausula No. 1 del Contrato GG-079-2010	-	255,000.00
Impuesto 7%		17,850.00
Total- Contrato GG-079-2010		272,850.00
CONTRATO GG-017-2010		
Clausula No.2 del Contrato GG-017-2010	120,000	
Total- Contrato GG-017-2010		114,285.71
Impuesto 5%		5,714.29
Sub - Total		120,000.00
Más: Enmienda No. 1		500.00
Total- Contrato GG-017-2010		120,500.00
C-3-EDIFET-2007-01 CONSTRUCCION DEL EDIFICIO CENTRAL DE ETESA		393,350.00
Desembolsos con cargos a presupuesto 2010		
Contrato GG-017-2010 -Cheque 140522 (40% DEL GG-017-2010)	46,429.91	
Contrato GG-079-2010 -Cheque 141811 (40% DEL GG-079-2010)	102,000.00	
DESEMBOLSOS 2010	148,429.91	

- **Migración VHF a UHF:**

La puesta en servicio de los diferentes sitios de comunicación, considerados en el proyecto: el maestro-CND y los repetidores: Santa Rita, C. Jefe, C. Mena, C. Taboga, Alto Ibalá, Tolé y Volcán. Barú requirieron, además de la instalación de los equipos, las pruebas de campo, para

corroborar su operatividad y la capacitación de los técnicos, para manejar las nuevas configuraciones de administración y configuración de equipos suscriptores, tanto portátiles como móviles y finalmente, el proceso completo de migración al nuevo sistema de radiocomunicación ASTRO-25.

Este proyecto requirió un largo periodo (ocho años) de aprobación de diferentes entidades: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), Autoridad de Innovación Gubernamental (AIG) y Contraloría General de la República.

El proyecto original fue modificado en función de las directrices de la AIG, autoridad que instruyó a ETESA a adquirir un sistema completamente nuevo y digital, dentro del portafolio de sistema de radiocomunicación, para entidades relacionadas con seguridad pública y no invertir en la actualización del sistema SMART ZONE 3.0, ni a ninguna versión más reciente analógica.

Durante el proceso de licitación, se presentó una demanda por uno de los proponentes, lo cual originó la extensión de procesos administrativos, técnicos y legales que incurrieron en el aplazamiento de la adjudicación y orden de proceder hasta finales del 2009.

Debido a que el sistema de comunicación anterior, el SMART ZONE 3.0 analógico, con más de quince años de operatividad, no contaba con soporte de fábrica, en cuanto a repuestos y estaba a punto de colapsar, operando con deficiencias técnicas y operativas, se procedió a agilizar la ejecución (disminución de etapas de suministro, instalación y pruebas), para lograr la puesta en operación comercial del nuevo sistema digital, lo más pronto posible, lo cual se logró el 17 de mayo de 2010, aproximadamente siete (7) meses antes de la fecha comprometida en tarifas (1/ene/2011).

6.3. INVERSIONES ESTRATÉGICA:

Subestación Caldera: Este proyecto estaba comprometido en tarifas para el 1/06/2009 y fue puesto en operación comercial el 5/10/2009. Los tres meses de atraso estuvieron vinculados a inconvenientes en los procesos de montaje y conexiones electromecánicas.

Subestación Concepción. Este proyecto estaba comprometido en tarifas para el 1/julio/2010 y fue puesto en operación comercial el 30/ene/2011. Es importante indicar que para efectos de los cálculos de la presente actualización, este proyecto está postergado, dado que remunera, según el modelo, a partir del mes de febrero de 2011.

6.4. INVERSIONES REPROGRAMADAS.

A continuación se muestra el detalle de las inversiones reprogramadas, las cuales suman 11.1 millones de Balboas.

Cuadro No. 14

INVERSIONES POSTERGADAS		
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores	298	3.0%
Edificio	8,752	79.0%
Equipo de informática	2,035	18.0%
TOTAL	11,085	
INVERSIONES ESTRATÉGICA	8,100	67.8%

6.5. COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL (CAES fechas)

El coeficiente de actualización estructural de fechas de proyectos, CAES_i, 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 se calcula con base en la siguiente fórmula:

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

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).
- **Segundo:** Calcular la diferencia de ingresos, según la fórmula establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión, para la cual el ingreso previsto corresponde al detalle de costos reconocido en operación y mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad del IMP aprobado, utilizado para los cálculos tarifarios.

En el Cuadro No. 15, se presenta la comparación (en Miles de balboas) de los valores promedios de los componentes del IPSPT aprobado, frente al actualizado según las fechas reales de los proyectos previstos a iniciar operaciones comerciales durante el año 2010, obtenido del modelo de cálculo aprobado para la ASEP. (Anexo No. 26, 27)

Cuadro No. 15

PRINCIPAL	APROBADO	ACTUALIZADO	DIFERENCIA
Operación y Mantenimiento	6,550	6,489	60.88
Administración	3,527	3,494	32.78
Depreciación	10,074	9,951	123.19
Rentabilidad sobre Activos	21,189	20,910	278.59
TOTAL	41,340	40,845	495.44

A continuación se presenta (en Miles de balboas) la variación de la incorporación parcial del 2010, y los conceptos de remuneración según los parámetros establecidos en la metodología del IMP.

La variación de la incorporación parcial se explica por la fecha de inicio de operación comercial de los siguientes proyectos:

Cuadro No. 16

INVERSIONES						
DETALLE	Monto de Inversión (Miles de Balboas)	Fecha comprometida en Tarifas	Fecha Real 2009		Fecha Real 2010	Fecha Reprogramada 2011
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa I	88	1/1/09			1-oct-10	
Reemplazo de transformadores de potencial	665	1/2/10			24-abr-10	
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores	298	1/4/10				14-oct-11
Automatización e integración de subestaciones	171	1/12/09			4-nov-10	
Automatización e integración de subestaciones	36	1/4/10			4-nov-10	
Edificio ETESA	3.800	1/12/09	148	3.9%		96% 1-jul-11
Edificio ETESA	5.100	1/12/10				100% 1-jul-11
Equipo de informática	1.700	1/12/09	558	33%		67% 1-jul-11
Equipo de informática	1.425	1/12/10	361	25%		75% 1-jul-11

De acuerdo a la metodología de ajuste establecida en el Reglamento de Transmisión, a continuación se presentan los valores de los parámetros de la fórmula

- El IPSPT_{n-1}previsto, del IMP aprobado fue de 41,340 miles de balboas.
- El IPSPT_{n-1}real, calculado con las fechas reales, ascienden a 40,845 miles de balboas.
- La sumatoria del IPSPT de los años restantes del periodo tarifario corresponden a 115,495 miles de balboas.

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[S_{n-4} \text{ IPSPT } i_{n-1}] \pm \text{IPSPT } n-1_{\text{prev } n-1} - \text{IPSPT } n-1_{\text{reales } n-1}}{S_{n-4} \text{ IPSPT } i_{n-1}} \\
 &= \frac{115,495 - 41,340.07 - 40,844.63}{115,495} \\
 &= \frac{115,495 - 495.440}{115,495}
 \end{aligned}$$

CAES = 0.995700

Este ajuste tiene un impacto de reducción de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión de -0.43%, respecto a los cargos aprobados para el año tarifario No. 3. (Anexo No. 24)

7. FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS SERVICIOS DEL CND.

De acuerdo al Art. 207 del Reglamento de Transmisión, el FP debe fundamentarse en una auditoría de los servicios entregados, por medio de la cual se evalúe el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias.

Dichas auditorías deben ser realizadas por la ASEP, una en el año inicial del período tarifario y otra en un período intermedio del período tarifario.

El factor de ponderación debe ser establecido con la siguiente fórmula:

$$FP = FC * PA$$

Donde:

El PA corresponde al puntaje asignado a cada proceso. El PA estará comprendido entre un máximo del 1 cuando los procesos resultan sin observaciones y un mínimo de 0,5 si resultan con defecto crítico.

El FC corresponde a un “factor de costos” que representa los recursos asignados al proceso respecto del total de los recursos disponibles del CND.

En los casos en que algún proceso reciba una calificación PA menor que uno, el CND tiene 18 meses para mejorar. Posteriormente, en la auditoría siguiente se verificará la corrección de los mismos. Si la deficiencia persiste, entonces se aplicará el PA_i que se obtenga de la auditoría al proceso afectado, del año evaluado, hasta finalizar el período tarifario vigente.

Se acepta un margen de tolerancia del 3% para la aplicación del FP total.

En esta actualización, el Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND en no es aplicado, debido a que, los resultados de la primera Auditoría realizada al CND, fueron informados por medio de la nota DSAN-0588-2011 del 15 de marzo del 2011, fecha a partir de la cual entra a regir el plazo establecido en Reglamento de Transmisión, para implementar las acciones correctivas prioritarias. (Anexo No. 29.5)

8. FACTOR DE AJUSTE POR GENERACIÓN OBLIGADA

Este ajuste corresponde a costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Reglamento de Transmisión, requeridos cuando

el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos.

A continuación se presentan las definiciones, criterios, procedimientos y metodologías empleadas para el cálculo de dicho factor.

- Generación obligada y otros costos del mercado mayorista. La generación obligada y otros costos adicionales del mercado mayorista, se presenta ante restricciones de diferente índole en el sistema, cuando un equipamiento de transmisión está indisponible, obligando al CND a incorporar otros generadores a la operación integrada, para mantener los requisitos técnicos de operación del sistema en forma confiable, segura y de calidad.
- Equipamiento de transmisión eficiente indisponible. El equipamiento de transmisión eficiente es el que cumple con el criterio N-1. Para efectos de la caracterización de dicho equipamiento, en el caso de que la instalación no cumpla con el criterio, la misma se considera como eficiente si fue autorizada por la ASEP, por medio de la aprobación del Plan de Expansión u otra notificación.
- Fórmula de ajuste:

En atención a las instrucciones de la ASEP, impartidas mediante la nota No. DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010, la fórmula propuesta para este ajuste se adaptó a la fórmula general de CAES, según el literal f) del Artículo 184 del Reglamento de Transmisión.

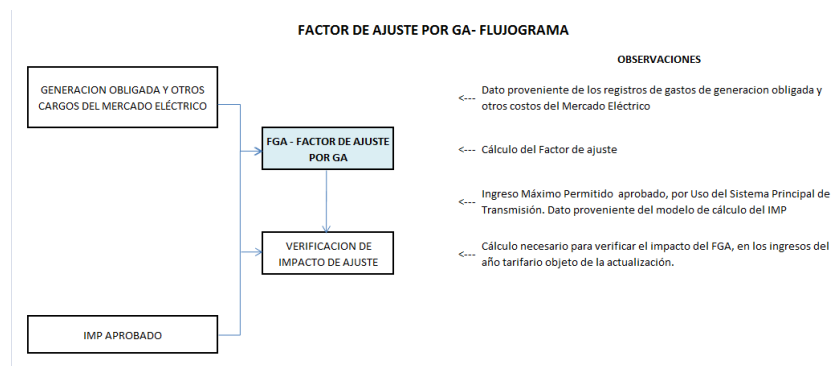
$$\text{CAES} = \frac{[S_{n-4} \text{ IPSPT}_{in-1} \pm G_{\text{Aprev } n-1} - G_{\text{A Real } n-1}]}{S_{n-4} \text{ IPSPT}_{i n-1}}$$

$S_{n-4} \text{ IPSPT}_{in-1}$ corresponde al ingreso previsto del periodo remanente contenido en el modelo de cargos por uso aprobado..

GA Previsto $n-1$ Valor de los gastos adicionales de generación obligada y otros cargos del mercado eléctrico (GA), previstos en los cálculos tarifarios aprobados, para el período evaluado (año calendario anterior al año tarifario objeto de la actualización).

GA Real $n-1$ Valor real de los gastos adicionales de generación obligada y otros cargos del mercado eléctrico (GA) incurrido en el período evaluado (año calendario anterior al año tarifario objeto de la actualización).

A continuación se presenta un flujograma del proceso de cálculos del factor y la verificación correspondiente.



Los datos de la **GENERACIÓN OBLIGADA** provienen de los registros de gastos de generación obligada y otros costos del Mercado Eléctrico de ETESA. Del total de registros en estos conceptos, se seleccionan los gastos que pueden clasificar para el ajuste, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento de Transmisión, es decir, que el gasto debe estar asociado a instalaciones eficientes o que, en caso de que no lo sean, hayan sido aprobadas por la ASEP y estaban indisponibles.

En consecuencia, del total de gastos informados se deben deducir los que no clasifican para este ajuste, por estar asociados a instalaciones o condiciones que no cumplen con los criterios establecidos.

El Ingreso Máximo Permitido por Uso del Sistema Principal de Transmisión (IMPSPT), corresponde a datos del modelo de cálculo del IMP, a precios constantes; los Cargos Aprobados y la demanda y capacidad prevista, provienen del Pliego Tarifario aprobado, cotejados con los datos del modelo de CUSPT.

Los cargos aprobados son actualizados con el factor de ajuste por GA, exclusivamente. Posteriormente se multiplican dichos cargos actualizados por la demanda prevista, para verificar el impacto del FGA, en los ingresos del año tarifario objeto de la actualización, corroborando así que se recupera los gastos incurridos o se devuelve el ingreso cobrado en exceso, en este concepto.

A continuación se presentan los valores de los parámetros correspondientes al presente ajuste:

GA Previsto $n-1$: Para el período evaluado, el gasto previsto es nulo, es decir que no se previó ningún valor en este concepto.

GA Real_{n-1}: El gasto que cumple con los criterios del factor de ajuste corresponde, de acuerdo a la revisión realizada por la ASEP es de: 14.6 Miles de Balboas.

IMPSPT_N: El monto de los Ingresos del Sistema Principal de Transmision, previstos para el resto de los años tarifarios corresponde a: 115,495 Miles de Balboas.

El Factor de ajuste por variación de gastos de Generación Obligada y otros cargos del Mercado Eléctrico resultó de 1.0001 (Anexo No. 25)

Cuadro No. 17
Factor de Ajuste por Generación Obligada y
otros cargos del Mercado Eléctrico
 PERIODO ANALIZADO Año 2010

DETALLE	AÑOS TARIFARIOS				
	JUL2009 / JUN2010	JUL2010 / JUN2011	JUL2011 / JUN2012	JUL2012 / JUN2013	
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO APROBADO	40,302	42,378	45,728	48,578	
	AÑOS CALENDARIO				
INGRESO ANUAL = (Promedios de años tarifarios)	2009	2010	2011	2012	2013
	20,150.9	41,340	44,053	47,153	24,289

A.1 INGRESOS CON DEMANDA Y CAPACIDAD PREVISTA Y CUSPT Sin actualizar- Con ajustes

GAprev n-1 0 En el IMP aprobado la GA fue nula.

GA Real n-1 14.62 GA incurrido en el año 2010

[S n 4 IPSPT in-1] = Sumatoria del previsto restante = 115,495

COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL = CAES

$$CAES = \frac{[S n 4 IPSPT in-1] \pm GAprev n-1 - GA Real n-1}{S n 4 IPSPT i n-1}$$

$$= \frac{115,495 \pm 0 - 14.6}{115,495}$$

$$= \frac{115,495 + 14.62}{115,495}$$

CAES = 1.0001

Es importante señalar que con la aplicación de esta fórmula, ETESA sólo logra recuperar un 0.031% de los gastos incurridos en este concepto, contrario al principio establecido en la Ley 6 de 1997, la cual señala que las tarifas deben permitir la recuperación de los gastos y costos de operación.

Cuadro No. 18
CÁLCULO DE GA RECUPERABLE POR ACTUALIZACIÓN

(Miles de Balboas)

GA- EVALUADA EN ESTE CÁLCULO	14,616.95
IMPSPT APROBADO PARA EL AÑO TARIFARIO SIGUIENTE	44,963
FACTOR DE AJUSTE	1.0001
IMPSPT AJUSTADO DEL AÑO SIGUIENTE	44,967
MONTO RECUPERABLE	4.50
PORCENTAJE DE GA RECUPERABLE	0.031%

9. 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 factores de ajuste que se aplican en la actualización de los cargos por servicio de transmisión correspondientes al año tarifario No. 3, que inicia el 1 de julio de 2010 y termina el 30 de junio de 2011.

Como se indicó anteriormente, los cargos base son los cargos aprobados los cuales son afectados por los siguientes factores de ajuste.

Cuadro No. 19
 COEFICIENTE DE AJUSTE ESTRUCTURAL
 POR TIPOS DE CAMBIOS

DETALLE	Año 3	Impacto Año 3
CAMBIOS DE FECHAS DE PROYECTOS	0.9957	-0.43%
CAMBIOS DE ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR	1.0376	3.76%
CAMBIOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD (*)	0.9896	-1.04%
GENERACIÓN OBLIGADA (*)	1.0001	0.01%
FACTOR DE PONDERACIÓN DE SERVICIOS DEL CND	1.0000	0.00%
IMPACTO TOTAL CARGOS CUSPT	1.0225	2.25%

9.1. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

En el cuadro No. 17, se presentan los CUSPT del Año Tarifario No.3, modificados mediante las Resoluciones AN. No. 3454 del 22 de abril de 2010 y AN No. 4524

del 23 de junio del 2011, expresados en Balboas / kW / año, a ser aplicados desde el 1/julio/2011 al 30/junio/2012.

Los CUSPT se actualizan con los primeros cuatro coeficientes de actualización, los cuales producen un aumento en los cargos aprobados en 2.25%, afectando las distintas zonas de la siguiente manera:

Cuadro No. 20
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AÑO TARIFARIO No. 3
(Balboas/KW/Año)

ZONA	Aprobado		Actualizado	
	Generación	Demanda	Generación	Demanda
1	14.63	0.00	14.96	0.00
2	35.26	3.17	36.05	3.24
3	30.02	3.42	30.70	3.50
4	23.68	0.00	24.21	0.00
5	12.03	4.13	12.30	4.22
6	0.00	6.45	0.00	6.60
7	0.00	13.83	0.00	14.14
8	0.08	2.41	0.08	2.46
9	2.20	6.20	2.25	6.34
10	33.04	19.82	33.78	20.27

9.2. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los cargos por servicio de operación integrada (SOI) multiplicados por 1.0376% por ciento, correspondiente al factor de variación del Índice de Precios al Consumidor, expresados en Balboas por kW, se presentan a continuación.

Cuadro No. 21
CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)
AÑO TARIFARIO No. 3
(Balboas/KW/Mes)

	APROBADOS		
AGENTES	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Geberadores	0.1553	0.0877	0.0676
Agentes Consumidores	0.2329	0.1315	0.1014
	ACTUALIZADOS		
AGENTES	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Geberadores	0.1611	0.0910	0.0701
Agentes Consumidores	0.2417	0.1364	0.1052

El efecto de la variación del (IPC) en los cargos de operación integrada (SOI), representa un incremento de 1.0376%, respecto a los (SOI) aprobados.

9.3. 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, produce un incremento de los cargos de 3.76%, con los siguientes resultados:

CUADRO No.22
 CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
 AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (*)
 AÑO TARIFARIO No. 3

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	45.88	27.25
CXS34.5 Interruptor y Medio	75.00	44.54
CXS115 Barra Sencilla	119.04	70.71
CXS115 Interruptor y Medio	172.35	102.37
CXS230 Interruptor y Medio	251.90	149.62
CXS230 Barras Sencillas	120.96	N/A
Transformadores	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	10.21	6.06
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	7.05	4.18
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	7.02	4.17
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.53	3.88
Líneas	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	17.23	10.23
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	25.90	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.95	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	28.75	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	27.08	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	36.73	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	31.50	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B./Salida	
1 IP - 230 KV	195.22	N/A
2 IP - 230 KV	364.96	N/A
1 IP - 115 KV	125.31	N/A
2 IP - 115 KV	234.10	N/A
1 IP - 34.5 KV	67.93	N/A
2 IP - 34.5 KV	109.13	N/A

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Actualización Estructural por Índice de Precios al Consumidor : 1.0376.

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de las subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR con un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

NA No aplica.