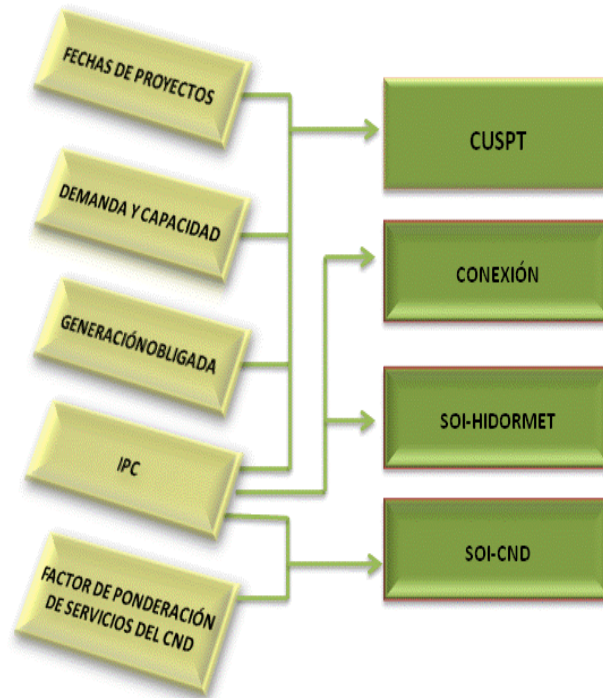


**ACTUALIZACIÓN ANUAL
PLIEGO TARIFARIO 2009-2013**
Corregido según Nota DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010.

AÑO 2

1/julio/2010 al 30/junio/2011



10 de junio de 2010

INDICE

1.	PREMISAS Y MARCO LEGAL.....	6
1.1.	TRÁMITE Y CALENDARIO.....	7
1.2.	METODOLOGÍA GENERAL DE ACTUALIZACIÓN.....	7
1.3.	HORIZONTE DE ANÁLISIS.....	9
1.4.	CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA.....	9
2.	FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR ...	10
3.	FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD	11
3.1.	CONCILIACIÓN POR DÉFICIT DE INGRESOS:.....	11
3.2.	CONCILIACIÓN POR LEY 45 DE 2004.....	13
3.3.	DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA	14
3.4.	CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA	15
3.5.	CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL CAES Dem&Cap	16
4.	FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS.....	17
4.1.	FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS	17
4.2.	CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL (CAES fechas)	21
5.	FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS SERVICIOS DEL CND.	23
6.	FACTOR DE AJUSTE POR GENERACIÓN OBLIGADA.....	24
7.	TARIFAS ACTUALIZADAS.....	27
7.1.	CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT).....	27
7.2.	CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI).....	28
7.3.	CARGOS POR CONEXIÓN	29

ANEXOS

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 2010 y termina el 30 de junio de 2011.

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, más instrucciones de la nota DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010.

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 (**CAES_i**) resultó ser de **0.9991**, debido al atraso de los proyectos de inversión. (Anexo 23)
- 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 CAES_i de **1.0037** (Anexo 20)
- Ajuste por variaciones de precios, medidas a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC), cuyo resultado fue de **1.0044**. (Anexo 11)
- 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 24)
- El Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND no es aplicado, debido a que la primera auditoría de este período está en proceso de entrevistas. El FP será aplicado después de la segunda auditoría del período.

A continuación se presentan los cargos actualizados con los factores arriba mencionados, aplicados a los valores del Año Tarifario No.2, del 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 2009, en lo que respecta a los Cargos por Uso (Anexo 1 y 3).

1. 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 0.73%**.

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

Cuadro No.1

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN AÑO TARIFARIO NO. 2 (BALBOAS/KW/Año)

ZONA	APROBADO		ACTUALIZADO	
	Generación	Demanda	Generación	Demanda
1	35.86	-37.84	36.12	-38.12
2	56.58	1.41	56.99	1.42
3	47.75	0.89	48.10	0.90
4	30.8	-20.06	31.02	-20.21
5	13.22	4.25	13.32	4.28
6	-2.7	7.42	-2.72	7.47
7	-4.21	17.04	-4.24	17.16
8	0.32	0.89	0.32	0.90
9	0.85	7.32	0.86	7.37
10	44.76	16.29	45.09	16.41

2. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

La actualización de los cargos SOI reflejan impactos por variaciones de precios presentando un incremento promedio de **0.44%**. La siguiente tabla contiene los cargos aprobados y actualizados expresados en Balboas por KW.

Cuadro No. 2

CARGOS MENSUALES POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) (B/.KW/Mes)

Agentes	Aprobado. Desde 1/jul/2009 Hasta 30/jun/2013 Res. AN No. 2912	Actualizado Año Tarifario No. 2	Variación
Generadores	0.1553	0.1560	0.44%
Consumidores	0.2329	0.2339	0.44%

3. POR CONEXIÓN

El Cuadro No. 3, presenta los Cargos por Conexión, los cuales se actualizan sólo por variaciones de precios (IPC) (Anexo 25), con los siguientes resultados:

Cuadro No.3

CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
FACTOR DE AJUSTE (CAES-IPC)
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AÑO No. 2

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	44.41	26.38
CXS34.5 Interruptor y Medio	72.60	43.12
CXS115 Barra Sencilla	115.23	68.45
CXS115 Interruptor y Medio	166.21	98.72
CXS230 Interruptor y Medio	281.35	144.83
CXS230 Barras Sencillas	117.09	N/A
Transformadores	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	9.88	5.87
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	6.82	4.05
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.80	4.04
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.32	3.76
Líneas	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	16.68	9.90
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	25.07	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.35	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	27.83	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	26.22	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	35.56	N/A
CXL230 KV Circuito Sencillo/torres Doble (1)	30.49	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	188.97	N/A
2 IP - 230 KV	353.28	N/A
1 IP - 115 KV	121.30	N/A
2 IP - 115 KV	226.61	N/A
1 IP - 34.5 KV	65.75	N/A
2 IP - 34.5 KV	105.64	N/A

(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.

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 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 primera versión de 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.

1. 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.

1.1. TRÁMITE Y CALENDARIO

La Ley No.6 ordena que los nuevos valores deben comunicarse 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.¹

En consecuencia, la actualización tarifaria, que debe aplicarse a partir del 1 de julio del año 2010, debió cumplir con el siguiente calendario:

Comunicación a la ASEP a más tardar el 13 de abril de 2010(*)
Publicación: última semana de abril de 2010

Sin embargo, debido a que la revisión extraordinaria del Pliego Tarifario solicitada por ETESA, fue aprobada por la ASEP mediante Resolución No. 3454 de 22 de abril de 2010 y las observaciones de dicha Autoridad, al Informe de Actualización fueron comunicadas mediante nota No. DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010, este calendario se ha desfasado.

1.2. 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:

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

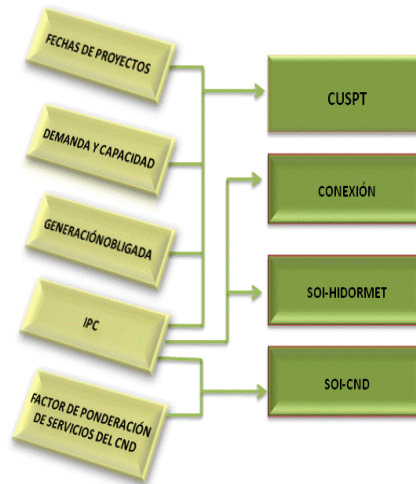
¹ **Artículo 99. Actualización de las tarifas.** Durante el período de vigencia de cada fórmula tarifaria, las empresas de distribución y las de transmisión podrán actualizar las tarifas base, aprobadas por el Ente Regulador para el período respectivo, utilizando el índice de precio de energía comprada 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).

- **Cargo_{actualizados}**: cargos que pagarán a ETESA, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión que rigen a partir del 1 / julio/2010 al 30/junio/2011.
- **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.



1.3. 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. 2
*Para variaciones de fechas de entrada y salida de equipamientos Año 2009.				
*Para variación de demanda y capacidad II semestre del 2009	enero-abril/2010	Última semana de abril	mayo y junio/2010	1 julio/2010-30/junio/2011

Para esta actualización los cargos del año tarifario No. 2, el cual inicia el 01/julio/2010 y termina el 30/junio/2011, el horizonte de datos correspondiente al año calendario anterior al inicio de vigencia de los cargos a ser actualizados es el año 2009.

Sin embargo, para el caso del ajuste por variaciones de demanda y capacidad prevista Vs facturada sólo se consideran los datos del segundo semestre del año 2009, debido a que el presente período tarifario inició el 1/julio/2009.

1.4. CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Los cargos sobre los cuales se aplican los factores antes mencionados, corresponden a los cargos aprobados para el Año Tarifario No. 2, mediante la Resolución No. AN - 2912 del 28 de agosto de 2009, como se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4

APROBADOS RESOLUCIÓN No. AN 2912 (28 de agosto 2009)

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,			
PARA LA GENERACIÓN		PARA LA DEMANDA	
ZONA	Año 2	ZONA	Año 2
	01/jul/10-30/jun/11 (Balboas/KW/año)		01/jul/10-30/jun/11 (Balboas/KW/año)
1	29.18	1	(30.79)
2	46.05	2	1.15
3	38.86	3	0.72
4	25.07	4	(16.33)
5	10.76	5	3.46
6	(2.20)	6	6.04
7	(3.42)	7	13.87
8	0.26	8	0.72
9	0.69	9	5.96
10	36.43	10	13.26

CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) (Balboas/KW/mes)			
AGENTES	TOTAL	CND	HI Dro
Agentes Generadores	0.1553	0.0877	0.0676
Agentes Consumidores	0.2329	0.1315	0.1014

CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN		
TIPO DE ACTIVO	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (2)
Salidas de Conexión		
	Miles B/ Salida	
CXS34 5 Barra Sencilla	44.22	26.26
CXS34 5 Interruptor y Medio	72.28	42.93
CXS115 Barra Sencilla	114.72	68.15
CXS115 Interruptor y Medio	195.48	99.29
CXS230 Interruptor y Medio	280.12	144.20
CXS230 Barras Sencillas	116.58	N/A
Transformadores		
	Miles B/ MVA	
CXTR Reductor 60/90/100 MVA	9.84	5.84
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	6.79	4.03
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.77	4.02
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.29	3.74
Lineas		
	Miles B/ Km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	16.61	9.86
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	24.96	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.27	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	27.71	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	26.10	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	35.40	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillos Doble (1)	30.38	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)		
	Miles B/ Salida	
1P- 230 KV	188.14	N/A
2P- 230 KV	351.73	N/A
1P- 115 KV	120.77	N/A
2P- 115 KV	225.61	N/A
1P- 34.5 KV	65.46	N/A
2P- 34.5 KV	105.18	N/A

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de la 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.
 N/A No aplica

2. FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

El factor de ajuste 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:

$$\text{Cargoi} = \underline{\underline{[(0.33 + 0.67 (IPC_i/IPC_0))]} \times \text{CAES}_i \times \text{Cargoi}}$$

Siguiendo la metodología del Régimen Tarifario de Transmisión, los valores de IPC a utilizar en el presente ajuste corresponden a: i) IPC₀ = junio de 2009 como fecha base de cálculo, fecha en la cual se elaboró el Pliego Tarifario original y, ii) IPC_i = diciembre de 2009 n-1, resaltados en el siguiente cuadro: (Anexo 10)

Cuadro No. 5

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR NACIONAL URBANO
Octubre 2002=100

Enero	121.1	
Febrero	121.5	
Marzo	122.3	
Abril	122.8	
Mayo	122.4	
Junio	123.0	Base de los cálculos IPC ₀
Julio	123.6	
Agosto	124.0	
Septiembre	123.3	
Octubre	123.6	
Noviembre	123.7	
Diciembre	123.8	Diciembre n-1 IPC _i

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

$$\begin{aligned}\text{Factor de Ajuste IPC} &= [(0.33 + 0.67 (123.8/123.0))] \\ &= 0.33 + (0.67*1.10065) \\ &= 0.33 + 0.6743577 \\ &= 1.0044\end{aligned}$$

El ajuste en concepto de variación de IPC representa un incremento de 0.44% en todos los cargos. (Anexo 11)

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 el Régimen Tarifario de Transmisión vigente:

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

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.

3.1. CONCILIACIÓN POR DÉFICIT DE INGRESOS:

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. (Anexo 5)

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 U\$ A COBRAR, MENOS U\$ APROBADO)					
A PRECIOS CONSTANTES	-2,049	-6,045	-10,315	-14,598	-33,007

Puesto que los cargos aprobados presentan este inconveniente, es importante señalar que 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}, este parámetro requiere conciliaciones o balances específicos. El primer ajuste consiste en construir una segunda serie de referencia (B):

El IPSP del año No. 1 se mantiene, considerando que los CUSPT del año No.1 aprobados, calculados con datos a valor presente, están en aplicación actualmente y no serán modificados. El IPSP del año No. 2 se corrige sumándole el valor actualizado del déficit de este año (B/.2,269,000) con el objetivo de recuperar el déficit. 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 presenta la serie 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". (Anexo 17)

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)

Tal como se muestra en la siguiente tabla, este mecanismo permite cumplir con el importe total (B/.143,979,000) del IMP, a valor presente, aprobado mediante la Resolución AN. No. 2820 Elec. de 28 de julio de 2009.

RECUPERACION TOTAL DEL DEFICIT DEL AÑO 1, EN EL AÑO TARIFARIO 2					Índice de actualización:	1.108
Con la actualización del déficit del primer año sumado al año tarifario 2, con CUSPT de años 2, 3 y 4 a valores aprobados.						
	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	TOTAL	
A PRECIOS CONSTANTES	38,253	44,647	45,728	48,578	177,206	
VALOR PRESENTE (VP)	36,309	38,278	35,412	33,980	143,979	Recuperación total a VP

3.2. 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, los cargos que le corresponden y los ingresos asociados a ellos.

Cuadro No.6

CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA DE GENERADORES HIDROELECTRICOS ENTRE 5-20 MW (*)

DETALLE	01/Julio/2009- 30/Junio/2010 (MW)	01/Julio/2010- 30/Junio/2011 (MW)	01/Julio/2011- 30/Junio/2012 (MW)	01/Julio/2012- 30/Junio/2013 (MW)
-Zona 3 (ALGARROBOS)	7.40	9.86	9.86	9.86
-Zona 3 (MENDRE)	9.88	19.75	19.75	19.75
-Zona 4 (CONCEPCION)	10.00	10.00	10.00	10.00
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	20.00	20.00
-Zona 2 (GUALACA)	-	12.60	-	-
-Zona 2 (LORENA)	-	-	-	16.90
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	12.60	12.60
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	17.25
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	3.33	10.00
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	3.33	10.00
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	15.65
TOTAL	27.28	52.21	78.87	142.01

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (Miles de Balboas) (Res. 3454 de 22/abr/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)	38.36	44.76	47.97	33.60

INGRESOS DE CARGOS POR USO (Miles de Balboas)

-Zona 3 (ALGARROBOS)	268	471	430	387
-Zona 3 (MENDRE)	358	943	861	775
-Zona 4 (CONCEPCION)	145	308	344	198
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	688	396
-Zona 2 (GUALACA)	-	713	-	-
-Zona 2 (LORENA)	-	-	-	693
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	549	495
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	341
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	114	198
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	114	198
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	526
TOTAL	772	2,435	3,100	4,206

(*)Estas plantas hidroeléctricas han sido considerados en el cálculo del Pliego Tarifario, sin embargo, son exoneradas de cargos 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 minihidroeléctricas 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 por cambio de demanda y capacidad

PERÍODO ANALIZADO: Segundo semestre del 2009

A. INGRESOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD PREVISTA Y CUSPT SIN ACTUALIZAR					
IPSPT <small>prev</small>					
DATOS DEL MODELO = AÑOS TARIFARIOS	julio/2009 junio/2010	julio/2010 junio 2011	julio 2011 junio 2012	julio 2012 junio 2013	julio 2013 junio 2014
Ingreso Anual (Años Tarifarios -Aprobados)	38,253	44,647	45,278	48,578	177,206
Menos:					
Exoneración (Ley 45)	772	1,982	2,401	2,828	
Sub-Total	37,481	42,665	42,877	45,750	

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.

3.3. DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA

La variación de la demanda prevista respecto a la demanda facturada, calculada como el promedio de la facturación mensual del segundo semestre del 2009 (Anexo 10, 11 y 12), se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro No.8

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA

Período Analizado: JUL -DIC-2009

DETALLE		DEMANDA PREVISTA (MW)	DEMANDA FACTURADA (MW)	VARIACIONES DE DEMANDA (MW)
EDEMET		603.14	603.14	-
S/E Llano Sánchez (1)	Z5	110.43	110.43	-
S/E Chorrera	Z6	95.07	95.07	-
S/E Panamá (1)	Z7	397.64	397.64	-
ELEkTRA		441.16	441.16	-
Colón (S/E BLM) (1)	Z9	106.84	106.84	-
Panamá (S/E Panamá) (1)	Z7	333.50	333.50	-
Cañitas Aserradero (S/E Bayano) (1)	Z8	0.82	0.82	-
EDECHI		99.52	99.52	-
S/E Progreso T1 y T2 34.5 (1)	Z1	16.20	16.20	-
S/E Charco azul 115-25 (Z/1)	Z1	8.40	8.40	-
S/E Caldera 115-19	Z3	6.89	6.89	-
S/E Mata del Nance 34.9 (1)	Z4	6.72	6.72	-
S/E Mata del Nance 34 (10+11+15) (1)	Z4	61.31	61.31	-
CPSA	Z9	8.25	8.25	-
Bocas Fruit		27.47	10.98	-16.49
PTP - Cañazas	Z10	15.60	3.47	(12.13)
Changuinola (Bofco)	Z10	11.87	7.52	(4.35)
TOTAL		1,179.54	1,163.05	-16.49
			% Respecto a lo Previsto	-1.40%

El análisis demuestra que la demanda facturada respecto a la prevista, es inferior en -1.4% explicada por las siguientes razones:

- Entrada en operación comercial, como Gran Cliente, de Bocas Fruit Company (BOFCO), con facturación a partir del 7 de septiembre de 2009, de acuerdo con la Libranza ETESA-704-2009 (adjunto), con una demanda de 11.87 MW.

Para la facturación de los Cargos por Servicios de Transmisión, del mes de septiembre de 2009, se realizó una proporcionalidad de días (24/30), de acuerdo con la fecha de entrada en operación.

- Entrada en operación comercial, como Gran Cliente, de Petroterminal de Panamá, S.A., con facturación a partir del 21 de noviembre de 2009, de acuerdo con la Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-598-2009 (Anexo 28), del 19 de noviembre de 2009, con una demanda de 15.60 MW.

Para la facturación de los Cargos por Servicios de Transmisión, del mes de noviembre de 2009, se realizó una proporcionalidad de días (10/30), de acuerdo con la fecha de entrada en operación.

3.4. CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA

Para el período comprendido, desde el 1 de julio/2009, al 31 de diciembre/2009, la variación de la capacidad facturada, respecto a la capacidad prevista, se detalla en el siguiente cuadro: (Anexo 13, 14 y 15)

Cuadro No.9

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A
 CAPACIDAD PREVISTA VS CAPACIDAD FACTURADA

Periodo analizado: JUL-DIC-2009

DETALLE	CAPACIDAD PREVISTA (MW) PLIEGO	CAPACIDAD FACTURADA (MW)	DIFERENCIA (MW)
FORTUNA	300.00	300.00	-
AES	260.00	260.00	-
-Zona 8 (Bayano 1)	87.00	87.00	-
-Zona 8 (Bayano 2)	87.00	87.00	-
-Zona 8 (Bayano 3)	86.00	86.00	-
S/E CALDERA	101.96	101.96	-
-Zona 3 (Estrella)	47.20	47.20	-
-Zona 3 (Los Valles)	54.76	54.76	-
ESTI	120.00	120.00	-
-Zona 2 (ESTI)			
EGESA S/E Panamá	40.00	40.00	-
-Zona 7 (TG- Pmá 1)	20.00	20.00	-
-Zona 7 (TG- Pmá 2)	20.00	20.00	-
EGE BLM, S.A.	280.00	280.00	-
-Zona 9 (BLM 2)	40.00	40.00	-
-Zona 9 (BLM 3)	40.00	40.00	-
-Zona 9 (BLM 4)	40.00	40.00	-
-Zona 9 (BLM 5)	160.00	160.00	-
COPESA	46.00	46.00	-
-Zona 7 (COPESA)			
PAN-AM	96.00	96.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 1)	16.00	16.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 2)	16.00	16.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 3)	16.00	16.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 4)	16.00	16.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 5)	16.00	16.00	-
-Zona 6 (Pan-Am 6)	16.00	16.00	-
-Zona 7 (PACORA-PEDREGAL POWER)	53.53	53.53	-
-Zona 7 (ACP MIRAFLORES)	96.00	96.00	-
-Zona 9 (ACP COLON)	15.00	15.00	-
-Zona 9 (EL GIRAL o Térmica del Caribe)	50.52	15.96	(34.56)
-Zona 9 (TERMICA CATIVA o IDB)	87.20	87.20	-
-Zona 9 (TERMO COLON)	150.00	0.00	(150.00)
TOTAL	1,695.21	1,510.65	-184.56
	% Respecto a lo Previsto		-10.89%

Como resultado tenemos una disminución en la capacidad facturada de **-10.89%** respecto a la prevista, explicada por:

- Facturación de la Central Termoeléctrica El Giral, con capacidad instalada inferior a la prevista.

En julio de 2009 sólo se facturaron las unidades G1,G2,G3 y G4, con una capacidad de 15.48MW a razón de 3.87MW c/u.

Durante los meses de agosto a diciembre del 2009 se facturaron 16.06MW considerando permanentemente la siguiente proporcionalidad:

(28 de 30 días)	(2 de 30) días	Total 30 días
15.48MW x (28/30)	15.48+8.71=24.19 x (2/30)	
14.48 +	1.61	=16.06

Las unidades G6 de 8.75MW, G7 de 8.82MW y G8 de 8.69MW, que entraron en operación comercial entre los meses de octubre y noviembre de 2009, no fueron facturadas en el año 2009, por consiguiente serán consideradas en la próxima actualización que cubre el año 2010, cuando se facturarán los ajustes correspondientes.

- La central hidroeléctrica Termo Colón, con una capacidad prevista de 150 MW, ubicada en la Zona 9 no entró al sistema en la fecha programada.

De acuerdo a las instrucciones de la ASEP, impartidas mediante la Nota DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010, se han excluido de estos cálculos, los ingresos correspondientes a la facturación de los ajustes por demanda máxima y capacidad instalada, del año No. 4 del período tarifario anterior.

3.5. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL CAES_{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 18,740.43 miles de balboas.
- El IPSPT real, calculado con la demanda y capacidad real facturada, ascienden a 18,190.53 miles de Balboas.
- La sumatoria del IPSPT, de los años restantes del período tarifario, obtenidos del Modelo de Cargos por Uso, corresponden a 147,502.45 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. 2 , se aplica la siguiente fórmula:

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

$$\begin{aligned}
 CAES &= \frac{[\sum_n^4 IPSPT_{in-1} \pm IPSPT_{n-1prev} - IPSPT_{n-1reales}]}{\sum_n^4 IPSPT_{in-1}} \\
 &= \frac{147,502.45 + 18,740.43 - 18,190.53}{147,502} \\
 &= \frac{147,502 + 550}{147,502} \\
 CAES &= 1.003728
 \end{aligned}$$

Como resultado tenemos que el efecto de la variación de la capacidad y la demanda del Año Tarifario No. 2, respecto a los aprobados impacta los cargos por uso en **-0.37%**. (Anexo 18)

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 año calendario 2009, tal como fueron considerados en el Ingreso Máximo Permitido, aprobado mediante la Resolución AN No. 2820 del 28 Julio del 2009 y, 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, durante el año 2009, con sus respectivas fechas previstas y reales de entrada en operación comercial y/o reprogramada se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 10

INVERSIONES COMPROMETIDAS EN TARIFAS
 AÑO TARIFARIO No. 2 (1/julio/2010 al 30/junio/2010)
 (Miles de Blaboa)

DETALLE	Monto	FECHA COMPROMETIDA	FECHA REAL Y/O REPROGRAMADA
INVERSIONES REALIZADAS EN EL 2009			
SISTEMA PRINCIPAL-CONEXIÓN-PLANTA GENERAL			
Sistema de Transmisión Bocas del Toro			
L/T 230 KV Fortuna - Changuinola - Frontera	15,553	Abr-09	Abr-09
S/E Changuinola 230 KV	6,099	Abr-09	Abr-09
Adición Interruptores S/E Cáceres	942	Mar-09	Mar-09
1. Protecciones			
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa I	399	Ene-09	Ene-09
2. Subestaciones			
Rep. Transf. Servicios auxiliares S/E Llano Sánchez	60	Nov-09	Jul-09
PLANTA GENERAL			
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores	121	Dic-09	Dic-09
Equipo de Informática	784.00		
Reemplazo flota vehicular	558	Dic-09	Dic-09
TOTAL	24,516		
INVERSIONES REPROGRAMADAS			
PLANTA GENERAL			
Automatización e integración de subestaciones	171	Dic-09	Ago-10
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa I	88	Ene-09	Jun-10
Edificio ETESA	3,800	Dic-09	Dic-10
Equipo de Informática	971	Dic-09	Dic-10
TOTAL	5,030		
	29,546		

Del total de inversiones programadas para el año calendario 2009, entraron en operación comercial:

- El Sistema de Transmisión de Bocas del Toro que comprende la L/T 230 KV Fortuna-Changuinola-Frontera y la S/E Changuinola 230 KV, con las fechas reportadas en la revisión del Pliego Tarifario 2009-2013.
- La adición de los interruptores en la S/E Cáceres, según la fecha reportada en la revisión del Pliego 2009-2013.
- El reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa 1: Este proyecto fue requerido por la ASEP, mediante la Resolución AN No. 036 Elec del 1/6/2006, año desde el cual se iniciaron estas reposiciones.

La fecha ponderada del inicio de operación comercial de las protecciones instaladas hasta el 31/12/2009 corresponde al 21/junio/2008 representando el 82% del total a invertir, sin embargo, se modelan a partir del 1/enero/2009, debido a que es la fecha más temprana que se puede consignar en el modelo de cálculo, tal como se registró en el IMP aprobado.

Para el año 2010 queda pendiente el 18% de la inversión que corresponde a B/.88.000 (Miles de balboas).

Detalle de protecciones reemplazadas:

- Instalación de las protecciones primarias en las líneas 115-1A, 115-2B, 115-2A y 115-1B. Dando un total de 8 relevadores (L90) puestos en servicio.
- Instalación de 4 relevadores SEL311L en las líneas 230-7 y 230-8, y uno en uso de pruebas de laboratorio de protecciones.
- Instalación de 4 tarjetas de comunicaciones de Fibra Óptica requeridas en las líneas 115-17 y 115-18, quedando 1 tarjeta para repuesto.
- Se llevó el cable OPGW a la S/E Cemento Panamá y se derivó el OPGW hacia la S/E Chilibre.
- Tomando la suma de todos los relevadores (L90 y SEL311L), se tienen 13 rele instalados en líneas, y tres pendientes de instalar (uno en uso de pruebas en laboratorio y dos quedan de repuestos).

A continuación se presenta la distribución de los costos:

Cuadro No. 11

Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales Etapa I

DETALLE	Cantidad	Costo Unitario (Balboas)	Costo (Miles de Balboas)
RELEVADORES		29,176	
Instalados	13		379
Pendientes	3		88
TARJETAS DE COMUNICACIÓN DE FIBRA ÓPTICA		3,927	
Instaladas	5		20
TOTAL			487

- Reposición de Transformadores de Servicios Auxiliares en la S/E Llano Sánchez: Este Proyecto se completó en su totalidad, en el mes de julio 2009, debido a requerimientos técnicos del sistema eléctrico.

LIBRANZAS		Instalados	INFORMACION SOLICITADA PARA LA ACTUALIZACION TARIF.	
			Detalle de equipo instalado	Detalle de equipo pendiente
ETESA-483-2009	12-Jul-09	1	SE INSTALÓ (1) TRANSF. DE SERV. AUX. EN S/E LLS	100% DEL PROYECTO EJECUTADO

- Adquisición de equipo de monitoreo en línea de transformadores: Este proyecto fue aprobado originalmente con alcance para ocho (8) transformadores. Dos (2) de los cuales fueron instalados en el 2006. Comprometido en tarifas para su ejecución quedaron los equipos de monitoreo de seis (6) transformadores. Durante el año 2009, se instalaron los equipos relacionados con los transformadores de la S/E Chorrera.

A continuación se presenta la ponderación de fechas de puesta en operación comercial.

Cuadro No. 12

**PROYECTO: EQUIPO DE MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES - S/E CHORRERA
 PONDERACION DE FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN - AÑO 2009**

IMPORTE COMPROMETIDO	121.00	Miles de B/.
EQUIPOS COMPROMETIDOS	4	unidades
COSTO PROMEDIO POR EQUIPO	30.25	Miles de B/. por unidad

DETALLE	CANTIDAD	IMPORTE	%	FECHA
Monitor del T1	1	30.25	0.25	24-Jul-09
Sensor de humedad del T1	1	30.25	0.25	24-Jul-09
Monitor del T2	1	30.25	0.25	31-Jul-09
Sensor de humedad del T2	1	30.25	0.25	07-Ago-09
TOTAL	4	121.00		29-Jul-09

- Reemplazo de la Flota Vehicular, en el 2009 se invirtió en equipo rodante o equipo de transporte la cantidad de 588 Miles de

balboas, utilizados en la operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión.

En el Anexo G-3, se presenta el detalle de la fecha ponderada de puesta en operación comercial: con fecha 29/07/2009.

- Equipo de Informática: en el 2009 se activaron equipos por un valor total de B/.783,664 (Miles de Balboas), cuya fecha promedio ponderada de inicio de operación corresponde al 14 de septiembre del 2009, postergándose B/.971,336 (Miles de Balboas) para ejecutar en el 2010.

INVERSIONES EN INFORMÁTICA	%	Monto	Fecha Ponderada
Equipo de informática -Aprobado-		1,755	14/09/2009
Ejecutado	45%	784	
Reprogramado	55%	971	

La fecha de inicio de operación comercial de las inversiones en informática, a utilizar en los cálculos tarifarios, se ha ponderado de acuerdo a la fecha y montos de cada uno de los equipos listados, tal como lo establece la regulación vigente. En el (Anexo 7), se presenta detalle de estas inversiones.

- Automatización e integración de subestaciones:
 - El atraso en este proyecto se debió a limitaciones de manejo presupuestario por cambios de nomenclatura en el objeto de gasto por indicaciones de la Contraloría General de la República de Panamá, lo cual provocó que se tuviera que hacer un traslado de partida del objeto de gasto 569 (Otras Instalaciones) a el objeto de gasto 380 (Equipo de Computación), dilatándose el proceso lo cual requirió la aprobación de la Secretaria de Tecnología.
 - Se tiene estimado que el suministro de los equipos requeridos se tendrán en junio del 2010 y que la instalación concluya en el mes de agosto del 2010.
- Edificio de ETESA: Este proyecto fue aprobado en el Plan de Expansión del año 2008. La programación del diseño se previo para el primer trimestre del 2009. Sin embargo, el acto competitivo, fue reprogramado para licitar en el 2010 limitándola únicamente al módulo de las oficinas de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, en una primera etapa. (Anexo 24)

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 7).

4.2. CÁLCULO DEL 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:

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

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). Las fechas reales del Cuadro No.10 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 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. 13, se presenta la comparación (en Miles de balboas) del IPSPT aprobado, frente al actualizado según las fechas reales de los proyectos previstos a iniciar operaciones comerciales durante el año 2009, obtenido del módulo de cálculo aprobado para la ASEP.

Cuadro No. 13

PRINCIPAL	APROBADO	ACTUALIZADO	DIFERENCIA
Operación y Mantenimiento	6,280.1	6,283.6	3.5
Administración	3,381.6	3,383.5	1.9
Depreciación	9,087.9	9,087.9	-
Rentabilidad sobre Activos	20,493.9	20,520.6	26.8
TOTAL	39,243.4	39,275.6	32.2

La diferencia de ingresos se explica por la variación del renglón de incorporaciones parciales, dado que para el caso de las instalaciones puestas en

operación comercial, durante el año evaluado, todos los conceptos de remuneración deben estar ponderados a los meses del año en que los activos operan.

En el renglón de depreciación no se presenta ninguna diferencia, debido a que el modelo suministrado por la ASEP, sólo modula la depreciación respecto a los activos incorporados al sistema principal al 31 de diciembre del año anterior. Esto significa que las tarifas no recuperan la depreciación ponderada de los meses de operación de los activos que operan parcialmente en un año.

A continuación se presenta (en Miles de balboas) la variación de la incorporación parcial del 2009, y los conceptos de remuneración parametrizados según la metodología del IMP. (Anexo 5)

Cuadro No. 14

INCORPORCIÓN PARCIAL		
Incorporación Parcial del IMP aprobado		17,520.67
Incorporación Parcial del IMP actualizado		17,770.48
Variación		249.80
Principal	Parámetros	IMP asociado
Operación y Mantenimiento	1.42%	3.5
Administración	0.76%	1.9
Depreciación	0.03%	7.5
Rentabilidad sobre Activos	0.1071%	26.8
Total		39.7

No Modelado

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

	Fecha de Inicio de Operación Comercial	
	Prevista	Real
Equipo de Informática	01/12/2009	14/09/2009
Rep. Transf. Servicios Auxiliares S/E Llano Sánchez	01/11/2010	12/07/2009
Reemplazo a Flota Vehicular	01/12/2009	29/07/2009
Adquisición de Equipo de Monitoreo	01/12/2009	29/07/2009

La fecha real de inicio de operaciones evidencia adelantos de los proyectos, debido a necesidades técnicas, operativas y/o administrativas de los equipos involucrados.

Es importante señalar que el impacto del atraso de inversiones por 4.9 millones de balboas es de sólo 0.09%, debido a que la mayoría de las inversiones postergadas tenían como fecha de inicio de operaciones el mes de diciembre del 2009.

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 IPSPTn-1previsto, del IMP aprobado fue de 20,150.89 (Miles de balboas).

- El IPSPT_{n-1}real, calculado con las fechas reales, ascienden a 20,013.95 (Miles de balboas).
- La sumatoria del IPSPT de los años restantes del periodo tarifario corresponden a 156,835 (miles de balboas).

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[\sum_{i=1}^n \text{IPSPT}_{i-1}] \pm \text{PSPT}_{n-1\text{prev } n-1} - \text{IPSPT}_{n-1\text{reales } n-1}}{\sum_{i=1}^n \text{IPSPT}_{i-1}} \\
 &= \frac{156,835 - 20,150.89 - 20,013.95}{156,835} \\
 &= \frac{156,835 - 136,9450}{156,835}
 \end{aligned}$$

$$\text{CAES} = \mathbf{0.999100}$$

Este ajuste tiene un impacto de reducción de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión de -0.09%, respecto a los cargos aprobados para el año tarifario No. 2.

5. 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:

$$\mathbf{FP = FC * PA}$$

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 PAi 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 primera actualización, el Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND no es aplicado, debido a que la primera auditoría de este período está en proceso de entrevistas. El FP deberá ser aplicado en la siguiente actualización, después que se reciban los resultados de la segunda auditoría.

6. 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 (Anexo 26)

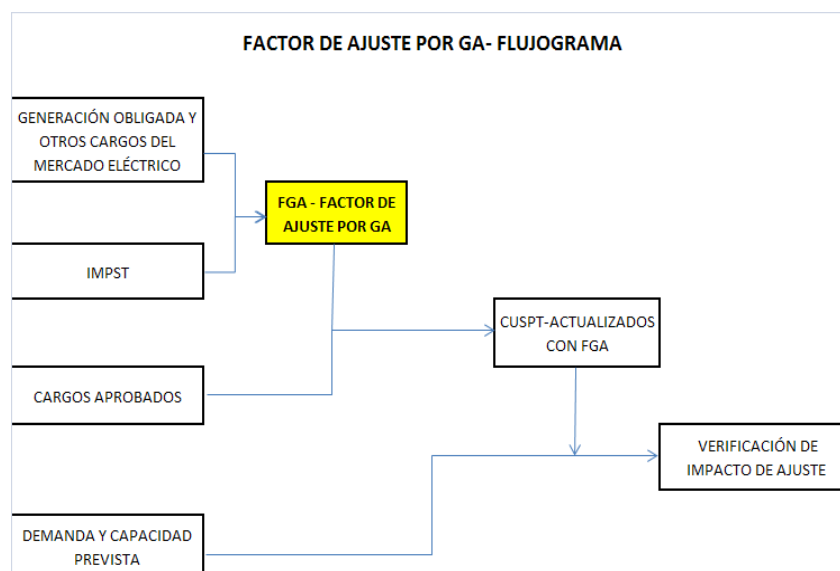
CAES =	$\frac{[S_{n-1} \text{ IPSPT in} \pm G_{Aprev n-1} - G_{A Real n-1}]}{S_{n-1} \text{ IPSPT i n-1}}$
--------	---

Sn 4 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,

proviene 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 a: 19.0 miles de Balboas.

IMPSPT _N: El monto de los Ingresos del Sistema Principal de Transmisión, previstos para el resto de los años tarifarios corresponde a: 147,502 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 22)

Cuadro No. 15
**Factor de Ajuste por Generación Obligada y
 otros cargos del Mercado Eléctrico**

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[S_{n-4} \text{ IPSPT in} \pm \text{GA}_{\text{prev } n-1} - \text{GA}_{\text{Real } n-1}]}{S_{n-4} \text{ IPSPT i } n-1} \\
 &= \frac{147,502 + 0 - 19.0}{147,502} \\
 &= \frac{147,502 + 19}{147,502} \\
 \text{CAES} &= 1.0001
 \end{aligned}$$

Es importante señalar que con la aplicación de esta fórmula, ETESA sólo logra recuperar un 23% 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.

7. 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. 2, que inicia el 1 de julio de 2010 y termina el 30 de junio de 2011 (Anexo 23).

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

Cuadro No. 16
**COEFICIENTES DE AJUSTE ESTRUCTURAL
 POR TIPOS DE CAMBIOS**

DETALLE	Año 2	Impacto Año 2
CAMBIOS DE FECHAS DE PROYECTOS	0.9991	-0.09%
CAMBIOS DE ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR	1.0044	0.44%
CAMBIOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD (*)	1.0037	0.37%
GENERACIÓN OBLIGADA (*)	1.0001	0.01%
FACTOR DE PONDERACIÓN DE SERVICIOS DEL CND	1.0000	
IMPACTO TOTAL CARGOS CUSPT	1.0073	0.73%

(*) Factor corregido según nota DSAN 1157 de 27/mayo/2010.
 Cuarto periodo tarifario: 01/jul/2009 - 30/jun/2013.

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

En el cuadro No. 17, se presentan los CUSPT aprobados mediante Resolución AN. No. 3454 del 22 de abril de 2010 y actualizados, para el año tarifario No. 2, expresados en Balboas / kW / año, a ser aplicados desde el 1/julio/2010 al 30/junio/2011. (Anexo 23)

Cuadro No. 17
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL
 DE TRANSMISIÓN AÑO TARIFARIO NO. 2
 (BALBOAS/KW/Año)**

ZONA	APROBADO		ACTUALIZADO	
	Generación	Demanda	Generación	Demanda
1	35.86	-37.84	36.12	-38.12
2	56.58	1.41	56.99	1.42
3	47.75	0.89	48.10	0.90
4	30.8	-20.06	31.02	-20.21
5	13.22	4.25	13.32	4.28
6	-2.7	7.42	-2.72	7.47
7	-4.21	17.04	-4.24	17.16
8	0.32	0.89	0.32	0.90
9	0.85	7.32	0.86	7.37
10	44.76	16.29	45.09	16.41

Los CUSPT se actualizan con los primeros cuatro coeficientes de actualización, los cuales producen un factor global de 1.0073, aumentando los cargos aprobados en **0.73%**.

7.2. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los cargos por servicio de operación integrada (SOI) multiplicados por 1.0044 correspondiente al factor de variación del Índice de Precios al Consumidor, expresados en Balboas por kW, se presentan a continuación: (Anexo 23)

Cuadro No. 18

CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) (Balboas/KW/mes)			
AGENTES	APROBADOS		
	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1553	0.0877	0.0676
Agentes Consumidores	0.2329	0.1315	0.1014
ACTUALIZADOS			
Agentes Generadores	0.1560	0.0881	0.0679
Agentes Consumidores	0.2339	0.1321	0.1018

El efecto de la variación del (IPC) en los cargos de operación integrada (SOI), representa un incremento de 0.44% (promedio total), respecto a los (SOI) aprobados.

7.3 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 1.0044, con los siguientes resultados: (Anexo 23)

Cuadro No. 19
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
FACTOR DE AJUSTE (CAES-IPC)
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AÑO No. 2

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	44.41	26.38
CXS34.5 Interruptor y Medio	72.60	43.12
CXS115 Barra Sencilla	115.23	68.45
CXS115 Interruptor y Medio	166.21	98.72
CXS230 Interruptor y Medio	281.35	144.83
CXS230 Barras Sencillas	117.09	N/A
Transformadores	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	9.88	5.87
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	6.82	4.05
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.80	4.04
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.32	3.76
Líneas	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	16.68	9.90
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	25.07	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.35	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	27.83	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	26.22	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	35.56	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	30.49	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	188.97	N/A
2 IP - 230 KV	353.28	N/A
1 IP - 115 KV	121.30	N/A
2 IP - 115 KV	226.61	N/A
1 IP - 34.5 KV	65.75	N/A
2 IP - 34.5 KV	105.64	N/A

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