

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.

**AJUSTE POR REFACTURACIÓN
PERIODO TARIFARIO 2013-2017
AÑO TARIFARIO No. 1**

octubre 2015

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	OBJETIVO ESPECÍFICO.....	4
3.	MARCO LEGAL	4
4.	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:.....	4
4.1	PLAN DE INVERSIÓN AÑO TARIFARIO No. 1:	4
4.2	VARIACIÓN DE DEMANDA Y CAPACIDAD:.....	6
5.	4.2.1 DEMANDA MÁXIMA ANUAL NO COINCIDENTE (DMANC):	6
6.	4.2.2 CAPACIDAD INSTALADA:.....	7
7.	SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	8
8.	AJUSTE POR REFACTURACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EN EL AÑO TARIFARIO No. 1	9

SUMARIO

El presente documento contiene el detalle de cálculos y criterios empleados para el cálculo del Ajuste por Refacturación del Año Tarifario No. 1 el cual inicia el 1° de julio de 2013 y termina el 30 de junio del 2014.

Este análisis 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 posteriores modificaciones.

Los factores de ajustes para el presente cálculo son los siguientes:

- 1) Ajuste por diferencia de ingreso, debido a variaciones de las fechas de entrada o salida de equipamientos.

En esta sección se describe el cálculo de ajuste por cambio de fecha de los proyectos comprometidos en el periodo tarifario evaluado y una breve explicación de los motivos para reprogramar las fechas de ejecución.

Se concluye que la variación del ingreso en este primer año tarifario es por un monto de B/.(784,262.90) miles.

DETALLE	(Miles de Balboas)	
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AJUSTADO		
Equipamiento SPT (Aprobado)	48,652,419	
Equipamiento SPT (Actualizado)	47,868,156	
Ajuste Anual tarifario (IMP)		(784,263)

- 2) Ajuste por variaciones de ingresos originados por diferencias de la demanda o la capacidad instalada prevista, frente a la demanda o capacidad instalada real.

La variación del ingreso previsto respecto al ingreso facturado real relacionado con las variaciones que tuvieron las variables demanda máxima y capacidad instalada en el Año 1 en proporción a los pagos realizados suma B/.(797,824.54) miles entre Consumidores y Productores

	(Miles de BIs.)
ESTAMPILLA POSTAL DEMANDA	1,558,728.48
ESTAMPILLA GENERACION	232,702.57
SEGUIMIENTO ELECTRICO GENERACION	(1,779,158.26)
SEGUIMIENTO ELECTRICO DEMANDA	(810,097.34)
TOTAL AJUSTE POR REFACTURACION	(797,824.54)

Se suma a esta diferencia la variación del ingreso en concepto de Servicio de operación integrada la suma de B/.(700,772.00).

SOI	FACTURADO	REAL	VARIACIÓN
ESTAMPILLA POSTAL	9,961,099.00	9,251,537.00	(709,563.00)
SEGUIMIENTO ELECTRICO	134,617.82	143,408.30	8,790.48
TOTAL	10,095,716.82	9,394,945.30	(700,772.52)

Tomando en cuenta, que la variación del ingreso previsto respecto al real, es afectado por las variables antes indicadas y considerando que la variación de ingreso por el cambio de fecha por (B/.784,262.90) miles, fue ajustada en la actualización del IMP que rige a partir del Año Tarifario No. 2 (1° de julio del 2014 al 30 de junio del 2015) el saldo pendiente por refacturar a los agentes del mercado es por la suma de B/.1,498,596.54 desglosado de la siguiente manera:

VARIACIÓN DEL INGRESO AÑO TARIFARIO No. 1
(1° de julio 2013 al 30 de junio 2014)

AJUSTE por variación de capacidad y demanda	(797,824.54)
Ajuste por Servicio de Operación Integrada	(700,772.00)
Total	(1,498,596.54)

AJUSTE POR REFACTURACIÓN

PERIODO TARIFARIO 2013-2017

AÑO TARIFARIO No. 1

1. INTRODUCCIÓN

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 190 del Reglamento de Transmisión, en el presente informe, se muestra en detalle el cálculos y los criterios empleados para determinar la variación del ingreso del Sistema Principal Transmisión (SPT) en el Año Tarifario No. 1, ante cambios de la fecha de entrada en operación del nuevo equipamiento, variación de la demanda máxima anual no coincidente (DMANC), variación de la capacidad instalada y la diferencia del ingreso por servicio de operación integrada (SOI) denominado en este informe Ajuste por Refacturación.

2. OBJETIVO ESPECÍFICO

Suministrar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) toda la información y el detalle de cálculos del ingreso real frente al ingreso previsto para garantizar la viabilidad técnica, económica y financiera del sistema de transmisión.

3. MARCO LEGAL

La Ley No. 6 Texto Único del 3 de febrero de 1997 que estipula la actualización del Pliego Tarifario de Transmisión, para lo cual la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) comunica los nuevos valores a la ASEP y publica en su página WEB.

El Régimen Tarifario de Transmisión que establece la metodología para las actualizaciones anuales, considerando:

- Los cambios con respecto a lo planificado en los ingresos o egresos efectivos de equipamiento.
- Las variaciones por diferencia entre la demanda o generación prevista y la demanda o generación real.

4. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:

Enmarcado en la metodología y los criterios de evaluación del Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión (RT) aprobado por la ASEP mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, para el período tarifario 01/julio/2013 – 30/junio/2017, se procede a calcular la diferencia de ingreso entre lo previsto y lo real del Sistema Principal de Transmisión.

4.1 PLAN DE INVERSIÓN AÑO TARIFARIO No. 1:

Para el Año Tarifario No.1 del periodo tarifario 2013-2017 se aprobó inversiones para el Sistema Principal de Transmisión por la suma de B/.22.586 millones, programadas entre el 1° de julio 2013 y el 30 de junio del 2014 como se indica en la siguiente tabla, sin

embargo; algunos proyectos no fueron ejecutados reprogramando su fecha de entrada al sistema:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
PERIODO TARIFARIO: AÑO No. 1 (1° de julio 2013 al 30 de junio 2014)
(MILES DE B.)

PROYECTOS	2013 (1° de julio 2013 al 31 de diciembre del 2013)				
	Total	Fecha Prevista	Fecha O.Comercial	Fecha Reprogramada	Observacion
	6,921				
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO					
REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	1,659	30 de marzo de 2013	30 de marzo de 2013		ETE-DCND-GOP-713-2013
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES					
REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	633	1 de diciembre de 2013		1 de marzo de 2015	ETE-DTR-GOM-PC-113-2014
EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	71	1 de diciembre de 2013		1 de marzo de 2015	ETE-DTR-GOM-PC-113-2014
PLAN DE REPOSICIÓN					
REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO					
SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	46	10 de diciembre de 2013		1 de abril de 2015	ETE-DTR-GOM-PC-114-2014
REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	935	1 de diciembre de 2013		1 de abril de 2015	ETE-DTR-GOM-PC-114-2014
PLAN DE PLANTA GENERAL					
EDIFICIO-ETESA					
EQUIPO DE INFORMATICA	2,993	1 de diciembre de 2013	26 de enero de 2014		Declaración Jurada TI
REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	584	1 de diciembre de 2013	1 de diciembre de 2013		Declaración Jurada TI

PROYECTOS	2014 (1° de enero 2014 al 30 de junio del 2014))				
	Total	Fecha Prevista	Fecha O.Comercial	Fecha Reprogramada	Observacion
	15,665				
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO					
LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV					
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	10,803	15 de enero de 2014	11 de abril de 2014		ETE-D84-GP-279-2014
CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	1,781	15 de enero de 2014	3 de febrero de 2014		ETE-D84-GP-279-2014
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	1,000	31 de mayo de 2014		Eliminado	Se elimina el proyecto "Aumento de cap..." y en el PESIN 2014 se aprueba en su reemplazo el proyecto Nueva línea Mata de Nance -Veladero 230 KV por B/32.464
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES					
REPOSICION DE RECTIFICADORES	160	1 de junio de 2014		1 de marzo de 2015	
PLAN DE REPOSICIÓN					
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	531	1 de junio de 2014	15 de enero de 2014		ETE-DPY-GP-255-2014
REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	157	1 de diciembre de 2014		1 de abril de 2015	
REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	60	1 de diciembre de 2014		1 de abril de 2015	
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	771	1 de junio de 2014		1 de junio de 2015	Licitación
SISTEMA DE CONEXIÓN					
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	157	1 de junio de 2014	25 de noviembre de 2013		ETE-DPY-GP-255-2014
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	123	1 de junio de 2014	3 de diciembre de 2013		ETE-DPY-GP-255-2014
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	123	1 de junio de 2014	20 de diciembre de 2013		ETE-DPY-GP-255-2014
PLAN DE PLANTA GENERAL					
Total de inversiones aprobada en tarifas Año tarifario No. 1	22,586				

Ejecutado	18,754	83%
Reprogramada	3,832	17%
Total	22,586	100%

EL IMP aprobado al inicio del Año Tarifario No. 1 se calculó con datos estimados, por esta razón el mismo es reajustado con base a datos del despacho real al final del año tarifario.

IMP APROBADO

INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	48,652	55,446	62,368	74,940
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568
CONEXIÓN	3,747	5,133	5,043	4,945
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	10,324	13,285	10,509	11,645
Centro Nacional de Despacho	6,850	6,970	6,069	6,894
Hidrometeorología	3,474	6,315	4,441	4,751

El proceso de actualización, se introduce en el modelo de "Ingreso Máximo Permitido" (IMP), las fechas efectivas de los proyectos, consignados en las Declaraciones Juradas firmadas por el Gerente General de ETESA.

Esta reprogramación de la fecha de ejecución incide en el IMP_{Aprobado} del Año 1 con una disminución de ingresos de B/.784,263.00.

IMP APROBADO				
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	48,852	55,446	62,368	74,940
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568
CONEXIÓN	3,747	5,133	5,043	4,945
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	10,324	13,285	10,509	11,645
Centro Nacional de Despacho	6,850	6,970	6,069	6,894
Hidrometeorología	3,474	6,315	4,441	4,751

IMP ACTUALIZADO				
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,868	53,378	62,197	74,836
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568
CONEXIÓN	2,976	3,272	4,696	5,003
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	9,545	13,359	10,814	11,820
Centro Nacional de Despacho	6,296	7,044	6,374	7,069
Hidrometeorología	3,249	6,315	4,441	4,751

Reducción del Ingreso 784

4.2 VARIACIÓN DE DEMANDA Y CAPACIDAD:

En esta sección se detalla el cálculo de la variación del ingreso por variaciones de la DMANC y la capacidad instalada real, respecto a los valores previstos utilizados en los cálculos tarifarios con base a la metodología de actualización tarifaria, como mecanismo establecido regulatoriamente y que permite realizar la revisión en forma integral.

5. 4.2.1 DEMANDA MÁXIMA ANUAL NO COINCIDENTE (DMANC):

El Cargo de cada Zona, para la demanda, es la suma del cargo por energía determinado con base al método de Seguimiento Eléctrico, más el cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal, más el Cargo Adicional que le corresponde a la demanda.

Seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la demanda máxima no coincidente, mediante un cargo por unidad de energía.

Estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la DMANC, mediante un cargo por unidad de potencia. Los cargos se calculan en forma preliminar al inicio del año tarifario con base a datos estimados y los mismos se reajustarán con base a datos del despacho ejecutado al final del año tarifario.

Con los nuevos cargos y los valores reales de capacidad instalada, DMANC y energía generadas (asignado a la demanda) se recalcula la facturación del Año No.1 para cada agente.

En el siguiente cuadro, se presenta el detalle por zona del ajuste por refacturación:

ESTAMPILLA POSTAL DEMANDA	
Zona	(Miles de Bls.)
1	(10,507.10)
3	87.62
4	57,569.88
5	210,691.91
6	162,143.06
7	1,088,222.40
8	360.51
9	(11,983.13)
10	62,143.33
Total	1,558,728.48

ESTAMPILLA POSTAL GENERACION	
Zona	(Miles de Bls.)
1	20,153.29
2	79,959.20
3	23,996.28
4	43,316.05
10	31,782.07
Total	232,702.57

6. 4.2.2 CAPACIDAD INSTALADA:

El Cargo de cada Zona, para la generación, es la suma del cargo por energía determinado en base al método de Seguimiento Eléctrico, más el cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Los generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 quedan excluidos del pago de los cargos del SPT y los agentes generadores de la Zona 8 quedan excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT.

La variación del ingreso por variaciones de la capacidad instalada prevista frente a la capacidad instalada real por zona se presenta en la siguiente tabla:

SEGUIMIENTO ELECTRICO DEMANDA		SEGUIMIENTO ELECTRICO GENERACION	
Zona	(Miles de Bls.)	Zona	(Miles de Bls.)
1	5,815.40	1	(483,363.46)
4	37,032.42	2	(408,415.21)
5	534,653.22	3	(440,739.22)
6	34,236.81	4	(46,752.78)
7	(1,421,395.61)	5	142,612.17
9	(33,689.95)	10	(438,622.51)
10	33,122.58		
Total	(810,097.34)	Total	(1,779,158.26)

La variación de ingreso en cuanto a la DMANC y capacidad instalada es de B/.797,824.24.

	AJUSTE POR REFACTURACION DE CARGOS CUSPT						
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Total
ESTAMPILLA POSTAL DEMANDA	264,135.56	301,220.09	271,054.79	219,540.75	219,005.82	283,771.47	1,558,728.48
ESTAMPILLA GENERACION	8,042.38	90,411.68	5,874.83	33,700.98	1,959.57	92,713.13	232,702.57
SEGUIMIENTO ELECTRICO GENERACION	(350,577.71)	(198,457.04)	(200,910.63)	(430,488.41)	(526,481.63)	(72,242.84)	(1,779,158.26)
SEGUIMIENTO ELECTRICO DEMANDA	(140,180.88)	(128,893.27)	(135,122.72)	(132,777.61)	(137,097.61)	(136,025.24)	(810,097.34)
TOTAL AJUSTE POR REFACTURACION	(218,580.66)	64,281.46	(59,103.73)	(310,024.29)	(442,613.85)	168,216.52	(797,824.54)

7. SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

El cargo por servicio de operación integrada se establece como un cargo para cada año del periodo tarifario y se aplica a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluido aquellos generadores beneficiados de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores.

La variación del ingreso SOI del Año Tarifario No. 1 es de B/.5.299 millones (sin considerar el 1er semestre del Año No. 1 B/.4.247 millones) considerando el análisis la variación de ingresos únicamente a partir del segundo semestre.

1er Semestre (1° de julio 2013al 31 de diciembre 2013)	4,247	
Centro Nacional de despacho		2,123.34
Hidrometeorología		2,123.34
2er Semestre (1° de enero 2015 al 30 de junio 2015)	5,299	
Centro Nacional de despacho		4,172.60
Hidrometeorología		1,125.91
TOTAL AÑO TARIFARIO No. 2	9,545.19	

El Cargo por Servicio de Operación Integrada se aplica a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluido aquellos generadores beneficiados por la Ley 45, y a la DMANC como se indica en las siguientes tablas:

INGRESO PERMITIDO POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		
(Miles de Balboas a precios del año 2012)		
AÑOS TARIFARIOS	Total	01-jul-13 30-jun-14
INGRESO PERMITIDO POR AÑO TARIFARIO	5,299	5,299
Centro Nacional de Despacho	4,173	4,173
Hidrometeorología	1,126	1,126
DISTRIBUCION DE INGRESOS 50% CADA GRUPO	5,215	5,299
Ingreso asignado a Generadores	2,649	2,649
Ingreso asignado a Consumidores	2,566	2,649
CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)		
Capacidad Instalada Total por año tarifario	2,537	2,537
Demanda Máxima No coincidente Total por año tarifario	1,488	1,488

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B/./kW/mes)			
FACTURADO	2013-2014		
	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1859	0.1233	0.0626
Agentes Consumidores	0.3252	0.2158	0.1094

Al facturar con cargos previstos al inicio del año tarifario los ingresos son considerados preliminares y sujetos a revisión en la actualización anual, en el caso de los ingresos SOI la variación del ingreso es la siguiente:

AGENTE	Variación del Ingreso Real Vs Facturado						Total de Variación real vs facturado
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	
Generadores	(32,902)	(48,059)	(15,999)	(42,251)	(41,301)	(48,496)	(229,008)
Distribuidores	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(471,765)
Total	(111,529)	(126,686)	(94,627)	(120,878)	(119,929)	(127,123)	(700,772)

8. AJUSTE POR REFACTURACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EN EL AÑO TARIFARIO No. 1

La variación de ingreso previsto Vs real del Año Tarifario No. 1 fue por la suma de (B/.1,498,596.54) Millones, considerando la variación de ingreso en servicio de operación integrada (SOI), como se detalla en el siguiente cuadro:

VARIACIÓN DEL INGRESO AÑO TARIFARIO No. 1 (1° de julio 2013 al 30 de junio 2014)

AJUSTE por variación de capacidad y demanda	(797,824.54)
Ajuste por Servicio de Operación Integrada	(700,772.00)
Total	(1,498,596.54)

Esta variación de ingreso se explica por:

- Cambio de Fecha del nuevo equipamiento:
La variación de ingreso por el cambio de fecha de entrada y salida del equipamiento producto del cambio de fecha prevista en el Año Tarifario No. 1 suma (B/.784,262.90) miles, ajustado en la actualización del IMP vigente a partir del Año Tarifario No. 2 (1° de julio del 2014 al 30 de junio del 2015).

DETALLE	(Miles de Balboas)	
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AJUSTADO		
Equipamiento SPT (Aprobado)	48,652,419	
Equipamiento SPT (Actualizado)	47,868,156	
Ajuste Anual tarifario (IMP)		(784,263)

La suma de B/.784,262.90 se ajustó el en IMP vigente que rige a partir del Año Tarifario No. 2 que inició el 1° de julio del 2014 hasta el 30 de junio del 2015.

- Demanda y Capacidad:
 - Variación de la demanda máxima anual no coincidente por B/.748,63.00 miles.
 - Variación de la capacidad instalada por (B/.1,546,456.00) millones.

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	Total
Seg-Elect Demanda	264,136	301,220	271,055	219,541	219,006	283,771	1,558,728
Estampilla -Demanda	(140,181)	(128,893)	(135,123)	(132,778)	(137,098)	(136,025)	(810,097)
	123,955	172,327	135,932	86,763	81,908	147,746	748,631
Estampilla - Generación	8,042	90,412	5,875	33,701	1,960	92,713	232,703
Seg-Elect Generación	(350,578)	(198,457)	(200,911)	(430,488)	(526,482)	(72,243)	(1,779,158)
	(342,535)	(108,045)	(195,036)	(396,787)	(524,522)	20,470	(1,546,456)
TOTAL	(218,581)	64,281	(59,104)	(310,024)	(442,614)	168,217	(797,825)

- Variación del ingreso de los Servicios de Operación Integrada fue de (B/.700,772.00 miles.

AGENTE	Variación del Ingreso Real Vs Facturado						Total de Variación real vs facturado
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	
Generadores	(32,902)	(48,059)	(15,999)	(42,251)	(41,301)	(48,496)	(229,008)
Distribuidores	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(78,627)	(471,765)
Total	(111,529)	(126,686)	(94,627)	(120,878)	(119,929)	(127,123)	(700,772)

ANEXOS

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
 AJUSTE POR REFACTURACION DE LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 AÑO TARIFARIO NO 1 (1ro de Julio 2013 al 30 de Junio del 2014)
 (En Miles de Balboas)

	AJUSTE POR REFACTURACION DE CARGOS CUSPT						
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Total
ESTAMPILLA POSTAL DEMANDA	284,135.56	301,220.09	271,054.79	219,540.75	219,005.82	283,771.47	1,558,728.48
ESTAMPILLA GENERACION	8,042.38	90,411.68	5,874.83	33,700.98	1,959.57	92,713.13	232,702.57
SEGUIMIENTO ELECTRICO GENERACION	(350,577.71)	(198,457.04)	(200,910.83)	(430,488.41)	(628,481.63)	(72,242.84)	(1,779,158.26)
SEGUIMIENTO ELECTRICO DEMANDA	(140,180.88)	(128,893.27)	(135,122.72)	(132,777.61)	(137,097.61)	(136,025.24)	(810,097.34)
TOTAL AJUSTE POR REFACTURACION	(218,580.68)	64,281.46	(59,103.73)	(310,024.29)	(442,613.85)	168,216.52	(797,824.54)

Outra	4,50	7273,45	7273,45	0,00
Outras	3,12	7273,45	7273,45	0,00
Matriz de Invest	2,38	5796,80	5796,80	0,00
ATIVIDADE OPERACIONAL DE TERMOV. S.A. (INVESTID. E)				0,00
Unidade 1	4,30	34848,32	34848,32	0,00
Compreens	10,00	22288,00	22288,00	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	3,50	8286,32	8286,32	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	6,12	14597,42	14597,42	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	4,59	12178,20	12178,20	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	5,35	12277,24	12277,24	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	4,30	9283,98	9283,98	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	10,00	24284,50	24284,50	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	10,00	24284,50	24284,50	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	2,40	5214,64	5214,64	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	80,00	38833,20	38833,20	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	82,00	241796,00	241796,00	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	8,12	14964,42	14964,42	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	3,29	7393,50	7393,50	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	5,00	23643,00	23643,00	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	51,05	118722,72	118722,72	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	69,48	168324,36	168324,36	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	0,10	111,10	111,10	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	16,00	317281,00	317281,00	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	30,00	307123,31	307123,31	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	0,18	664,10	664,10	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	30,00	3161,79	3161,79	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00
Unidade	4297,51	1228228,69	1228228,69	0,00
INVEST. OPERACIONAL S.A. (INVESTID.)				0,00

Año Tarifario: 3 2015 - 2016

IP SPT P (K.B.)	Longitud (km)	CPE	%ASIGP (G) =	37,532 (K.B.)	26,286,31
Totol:	53,616,43	2,500,7			
230 KV	45,855,45	2,138,7	%ASIGP (D) =	30%	16,085 (K.B.)
115 KV	7,760,98	362,0			10,201 (K.B.)

IP SPT D: 0,00 (230 KV)

Mes Tarifario:	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08	M09	M10	M11	M12
Periodo Est:	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Td (B3/6kV):	744	744	720	744	720	744	744	695	744	720	744	720
IP (8150) =	0,0849	0,0849	0,0822	0,0849	0,0822	0,0849	0,0849	0,0795	0,0849	0,0822	0,0849	0,0822

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Principales	Progreso	Fortuna	Cadena	Mari Naves	Ll. Sencas	Chorrera San	Panamá	Bayano	T. Colón	Changuala	
Referencia	Baños	Guaquepas	L. Escalón	Boquerón 3	El Higo	Am	Pezón	Cantón	L. Molas	Changuala	
Capacidad instalada de generación (CInst) y Demanda máxima no coincidente prevista anual (Pmax) en MW por Zona											
CInst (G)	210,9	537,8	155,5	243,6	21,3	146,0	229,6	206,0	789,4	253,5	3.847,4
Pmax (D)	20,1	0	0,1	95,3	198,7	116,6	947,8	0	189,2	26,9	1.894,7

Despacho de potencia promediado anual previsto (QANV)	Pg (G)	Pd (D)	Ed (G)	Ed (D)
	99,1	290,7	67,0	99,5
	18,2	0	0,1	56,7
Despacho de energía anual previsto por zona (GWh)				
	119,0	2.553,3	588,9	873,7
	160,0	0	0,4	497,7
				301,7
				489,7
				1.435,0
				5.931,2
				7,5
				361,7
				1.365,5
				1.150,9
				167,8
				3.692,4
				1.092,6

CXISOPS (B./MWb): Seg. Electrico x uso red

GEN	2,079	2,170	2,693	1,902	1,438	0,114	0,533	2,315	0,698	3,361
DEM	0	0	0	0,622	0,923	0,790	0,889	0	0,304	0

CXISOPE (B./LW): Est. Posal x capacidad ramante

DEM = 7,232

DEM = 5,438

CXCADIC (B./LW): Est. Posal x no pago zonas 6, 7 y 9

DEM = 0,000

CXISODS (B./MWb): Seg. Electrico x uso equipamiento asociado totalmente a la demanda

DEM = 7,600

CXISOPE (B./LW): Est. Posal x equipamiento asociado totalmente a la demanda

DEM = 0,000

TOTAL CXISOPS (B./MWb): Seg. Electrico	GEN	1,995	2,467	2,639	1,815	1,338	0	0	0,583	0	3,448
DEM	0	0	0	0,630	0,965	0,756	0,862	0	0,371	0	0
TOTAL CXISOPE (B./LW - auto): Est. Posal	DEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEM = 7,232	concepto zonas 6, 7 y 9 que es 0. Y zona 8 = 3,656										
DEM = 13,639	concepto para zonas 1, 2, 3 y 4 que es = 5,438										