

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A
ACTUALIZACIÓN TARIFARIA
AÑO TARIFARIO No. 2
(1ro de julio 2014 al 30 de junio 2015)

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	9
2.	MARCO LEGAL:.....	9
3.	METODOLOGÍA.....	9
4.	INVERSIONES APROBADAS – AÑO TARIFARIO No.2 - (1ro de julio 2014 al 30 de junio 2015).....	10
4.1	Inversiones Sistema Principal de Transmisión (SPT)	11
4.2	Inversiones Centro Nacional de Despacho (CND)	13
4.3	Hidrometeorología.....	14
4.4	Planta General	15
5.	Generación Obligada (GA)	15
6.	Gestión de Compra de Potencia y Energía.....	15
7.	Ingreso Máximo Permitido (IMP) Previsto y Ajustado	16

SUMARIO

En cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de Transmisión en sus artículos 187, 190, 191, 213 y 214, se presenta a la consideración de la Autoridad Nacional de los Públicos los resultados preliminares del cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) Real del Año Tarifario No. 2.

Corresponde a ETESA realizar los ajustes al plan de inversiones aprobado en tarifas y a través, de la actualización de las fechas reales y previstas de entrada en operación comercial del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión, Comunicación, Planta General y Plan Estratégico, con los siguientes resultados:.

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO
Periodo: 1ro de julio 2013 al 30 de junio 2017
(Valores en Miles de Balboas)

APROBADO	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)					
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	

ACTUALIZADO AÑO 2	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)					
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,868	48,241	53,930	70,715	
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568	
CONEXIÓN	2,976	3,272	4,696	5,003	
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	9,545	8,317	11,902	12,252	
Centro Nacional de Despacho	6,296	5,111	6,752	7,062	
Hidrometeorología	3,249	3,206	5,151	5,190	

Según los cálculos el Ingreso Máximo Permitido Real de Año 2, es de B/.48.241 millones, que representa el 90% del ingreso previsto y una reducción del 10% por la suma de B/.5.137 millones.

Esta reducción de ingreso es producto de la reprogramación de las siguientes inversiones:

DESCRIPCIÓN	Inversión	Fecha Prevista	Fecha Reprogramada	Días Atraso
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				
LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				
LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	15,701	31 de diciembre de 2014	1 de febrero de 2016	397
ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2,970	31 de diciembre de 2014	30 de septiembre de 2015	273
ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	1,933	31 de diciembre de 2014	30 de septiembre de 2015	273
ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	10,599	11 de abril de 2014	1 de febrero de 2016	661
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	1,604	1 de abril de 2015	1 de mayo de 2016	396
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	1,725	1 de junio de 2015	1 de diciembre de 2015	183
PLAN ESTRATEGICO				
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	8,554	3 de marzo de 2015	1 de diciembre de 2015	273
S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	18,376	31 de enero de 2015	1 de octubre de 2015	243

La baja ejecución del plan de inversiones del CND y de Hidrometeorología, impactan el ingreso previsto de los Servicios de Operación Integrada en B/.5.042 millones el 38% menos de lo previsto.

Esta disminución se ve impactada principalmente por la reprogramación del proyecto de radares meteorológicos de B/.2.5 millones y la baja cantidad de personal que complementa el plan de fortalecimiento considerados en el cálculo del IMP.

Una vez ajustada las fechas reales de entrada en operación de los proyectos y las nuevas fechas prevista, la variación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) es de B/.10.179 millones de menos respecto a lo previsto.

	Aprobado	Actualizado	Variación Ingreso
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2014-2015		
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	53,378	48,241	(5,137)
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	13,359	8,317	(5,042)
Centro Nacional de Despacho	7,044	5,111	(1,933)
Hidrometeorología	6,315	3,206	(3,109)
TOTAL AÑO 2			(10,179)

ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

AÑO TARIFARIO No. 2

(01/julio/2014 – 30/junio/2015)

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presenta a la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la Actualización del Ingreso Máximo Permitido (IMP) del Año Tarifario No. 2 (1ro de julio 2014 al 30 de junio 2015) de acuerdo a lo que establecen las normas y procedimientos que rigen la actividad de servicio de transmisión de energía eléctrica.

Este proceso de actualización es el resultado de los supuestos contenidos en el cálculo del IMP al inicio del Periodo Tarifario (1° de julio 2013 al 30 de junio 2017). Concluido el año tarifario No. 2 (1° de julio 2014 al 30 de junio 2015) corresponde a ETESA realizar los ajustes al plan de inversiones aprobado en tarifas.

2. MARCO LEGAL:

El análisis se enmarca en el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones y la Ley No. 6 Texto Único.

3. METODOLOGÍA

El IMP se actualiza de acuerdo a lo que establece la metodología de cálculo del ingreso máximo permitido aprobada en la Resolución AN No. 6986-Elec 7 de enero 2014 y sus modificaciones y en cumplimiento a lo que establece el Reglamento de Transmisión, en las Sección IX.3.2 (Artículo 190, 191) y en el Capítulo XI.2 (Artículo 213, 214).

4. INVERSIONES APROBADAS – AÑO TARIFARIO No.2 - (1ro de julio 2014 al 30 de junio 2015)

Para el Año Tarifario No. 2 se aprobó en tarifas inversiones por un monto de B/.93.715 millones. De los cuales B/.81.841 millones corresponden al Sistema Principal de Transmisión, y el resto a conexión, plan de reposición y Planta General (Anexo No. 1)

**PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./)**

DESCRIPCIÓN	2014 Total	Fecha inc	2015 Total	Fecha inc
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				
LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				
LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG -PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	15,701	31 de diciembre de 2014		
ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2,970	31 de diciembre de 2014		
ADICION S/E PANAMA II 115 KV	1,933	31 de diciembre de 2014		
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 115 KV				
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	10,803	11 de abril de 2014		
CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ 230 KV				
CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	1,781	3 de febrero de 2014		
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV				
SUB EL HIGO (LAS GUAS) 2do CTO.			4,992	31 de marzo de 2015
TORRES DE EMERGENCIA	264	1 de diciembre de 2014		
ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	10,599	31 de agosto de 2014		
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				
REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS			633	1 de marzo de 2015
EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE			71	1 de marzo de 2015
EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	159	1 de diciembre de 2014		
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			121	1 de marzo de 2015
REPOCISION DE BANCOS DE BATERIAS	191	1 de diciembre de 2014		
REPOCISION DE RECTIFICADORES			319	1 de junio de 2015
REPOCISION DE CROSCONECTORES	162	1 de diciembre de 2014		
REPOCISION DE CENTRAL TELEFONICA	41	1 de diciembre de 2014		
REPOCISION DE TORRES				1 de diciembre de 2015
PLAN DE REPOSICIÓN				
REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				
REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE			49	1 de abril de 2015
SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES			46	1 de abril de 2015
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	531	15 de enero de 2014		
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR				16 de noviembre de 2015
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV			1,604	1 de abril de 2015
REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA			157	1 de abril de 2015
REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL			60	1 de abril de 2015
REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV			1,725	1 de junio de 2015
SUB TOTAL	45,134		9,776	
PLAN ESTRATEGICO				
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON II 230/34.5 KV			8,554	30 de octubre de 2015
S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV			18,376	30 de julio de 2015
SUB TOTAL	45,134		36,706	
TOTAL AÑO 2			81,841	

Más las inversiones de conexión y Planta General:

SISTEMA DE CONEXIÓN				
S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV			7,797	31 de marzo de 2015
ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA				1 de octubre de 2015
ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA				1 de diciembre de 2015
REPOSICIÓN				
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV				16 de noviembre de 2015
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV				1 de diciembre de 2015
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV				1 de diciembre de 2015
REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	89	1 de diciembre de 2014		1 de diciembre de 2015
REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV				1 de diciembre de 2015
REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	821	1 de diciembre de 2014		1 de diciembre de 2015
PLAN DE PLANTA GENERAL				
EDIFICIO-ETESA				1 de diciembre de 2015
EQUIPO DE INFORMATICA	2,598	1 de diciembre de 2014		1 de diciembre de 2015
REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	569	1 de diciembre de 2014		1 de diciembre de 2015
TOTAL -INVERSION AÑO No.2	49,212		44,503	93,715

Este plan de inversiones es ejecutado por ETESA por unidad de negocio como se detalla seguidamente:

4.1 Inversiones Sistema Principal de Transmisión (SPT)

Del total de las inversiones aprobadas en tarifas para el Año Tarifario No. 2, corresponden al SPT, Comunicación, Plan de Reposición y estratégicas el monto de B/.81.841 millones, este monto de inversión se ejecuta, a través de la Gerencia de Operación y Mantenimiento y la Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC). (Anexo No. 1)

- Gerencia de Operación y Mantenimiento (GOM): El 6% el total de inversiones (B/.4.529 millones) son desarrollados por la Gerencia de Operación y Mantenimiento correspondiente a los siguientes proyectos:

VARIACIÓN DE FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL DEL EQUIPAMIENTO (SPT)
 (Miles de B/.)

IMP APROBADO EN TARIFAS 269,898	Inversión Año Tarifario No. 2	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL	
		PREVISTA	REPROGRAMADA
TORRES DE EMERGENCIA	264	1 de diciembre de 2014	1 de junio de 2016
REPOCISIÓN DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	633	1 de marzo de 2015	1 de mayo de 2015
EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	71	1 de marzo de 2015	11 de agosto de 2014
EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	159	1 de diciembre de 2014	1 de junio de 2016
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	121	1 de marzo de 2015	1 de diciembre de 2015
REPOSICIÓN DE BANCOS DE BATERIAS	191	1 de diciembre de 2014	1 de agosto de 2015
REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES	319	1 de junio de 2015	1 de junio de 2016
REPOSICIÓN DE CROSCONECTORES	162	1 de diciembre de 2014	15 de diciembre de 2014
REPOSICIÓN DE CENTRAL TELEFONICA	41	1 de diciembre de 2014	7 de agosto de 2014
REPOCISIÓN DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	49	1 de abril de 2015	1 de julio de 2016
SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS POR RELES	46	1 de abril de 2015	1 de junio de 2015
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	531	15 de enero de 2014	15 de enero de 2014
REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCIÓN SECUNDARIA	157	1 de abril de 2015	30 de diciembre de 2015
REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	60	1 de abril de 2015	30 de septiembre de 2015
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	1,725	1 de junio de 2015	1 de diciembre de 2015
TOTAL DE INVERSIÓN AÑO TARIFARIO No. 2	4,528		

Del total de estas inversiones se reprogramaron inversiones por un monto de B/.2.885 millones, que corresponden a los siguientes proyectos:

Total de Inversiones Año Tarifario No. 2 Reprogramadas (GIAC)			
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	121	1 de marzo de 2015	1 de diciembre de 2015
REPOSICIÓN DE BANCOS DE BATERIAS	191	1 de diciembre de 2014	1 de agosto de 2015
REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES	319	1 de junio de 2015	1 de junio de 2016
REPOCISIÓN DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	49	1 de abril de 2015	1 de julio de 2016
TORRES DE EMERGENCIA	264	1 de diciembre de 2014	1 de junio de 2016
REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCIÓN SECUNDARIA	157	1 de abril de 2015	30 de diciembre de 2015
REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	60	1 de abril de 2015	30 de septiembre de 2015
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	1,725	1 de junio de 2015	1 de diciembre de 2015
TOTAL	2,885	64%	

Por requerimiento del SPT se ejecutaron inversiones adicionales a las aprobadas en tarifas por monto de B/.1,326,033.00 los cuales se justifican en el (Anexo 2 – Nota No. 2) para ser consideradas en la presente actualización previa autorización de la ASEP.

PROYECTOS NUEVOS	2016	2017
Rehabilitación y Mejoras a S/E Panamá	377,500	122,500
Plantas de emergencia de S/E Santa Rita y Mata de Nance	462,000	
Centro de Gestión de Mantenimiento	179,300	120,700
Acometida Eléctrica para servicios Auxiliares en S/E Mata de Nance	60,000	
TOTAL	1,080,816	245,217

- Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC): El 94% de las inversiones del Año Tarifario No. 2 se asignaron a la GIAC (B/.77.313 millones) (Anexo No. 3)

VARIACIÓN DE FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL DEL EQUIPAMIENTO (SPT)
(Miles de B/.)

Inversión	Inversiones Año Tarifario No.2	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL	
		PREVISTA	REPROGRAMADA
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	10,803	11 de abril de 2014	11 de abril de 2014
CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	1,781	3 de febrero de 2014	3 de febrero de 2014
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	8,554	30 de agosto de 2015	1 de diciembre de 2015
S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	18,376	30 de agosto de 2015	1 de octubre de 2015
LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	15,701	31 de diciembre de 2014	1 de febrero de 2016
ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2,970	31 de diciembre de 2014	30 de septiembre de 2015
ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	1,933	31 de diciembre de 2014	30 de septiembre de 2015
ADICION TRANSFORMADOR T4 (T5) S/E PANAMA 350 MVA	10,599	31 de agosto de 2014	1 de febrero de 2016
SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	4,992	31 de marzo de 2015	30 de enero de 2015
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	1,604	1 de abril de 2015	28 de diciembre de 2015
TOTAL DE INVERSION AÑO TARIFARIO No. 2	77,313		

Del total de inversiones aprobadas se ejecutó B/.19.2 millones que corresponden a los siguientes proyectos:

INVERSIONES EJECUTADAS AÑO TARIFARIO No. 2
(Valores en Miles de Balboas)

REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	633
SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	4,992
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	10,803
CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	1,781
EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	71
EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	159
REPOSICION DE CROSCONECTORES	162
REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	41
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	531
SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	46
Total de inversiones ejecutadas Año No. 2	19,218

4.2 Inversiones Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el CND se aprobó en tarifas para el Año No. 2 ingresos por B/.7.044 millones. Se realizó actualizaciones en la cantidad de personal para el segundo semestre del 2014 y primer semestre del 2015 (2do Semestre 2014--->de 70 a 62 y 1er Semestres 2015 --> de 75 a 64) (Anexo No. 4)

Las inversiones se ajustaron a las nuevas fechas suministradas por el CND impactando el ingreso en B/.5.111 millones, lo que significa una reducción de ingresos de B/.1.933 millones. (Anexo No. 4)

SOI Aprobado AÑO 2

INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2014-2015
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	13,359
Centro Nacional de Despacho	7,044
Hidrometeorología	6,315

SOI Actualizado AÑO 2

INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2014-2015
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	8,317
Centro Nacional de Despacho	5,111
Hidrometeorología	3,206

Impacto en el IMP **(1,933)**

4.3 Hidrometeorología

Las inversiones aprobadas no ejecutadas en el Año 2 han sido reprogramadas a los años 3 y 4, en especial el proyecto de radares meteorológicos reprogramando los desembolsos de acuerdo al cronograma de solicitud del equipamiento (Anexo No. 5).

La gestión en el cumplimiento del plan de inversiones y funcionamiento han sido ajustado mostrando un baja ejecución de B/.3.109 millones, atribuido principalmente a la reprogramación del proyecto de radares meteorológicos de B/.2.500 millones.

CONCEPTO	2014-S2	2015-S1
INVERSIONES	(87,500)	(2,658,000)
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,429,792	(363,947)
TOTAL	(87,500)	(3,021,947)
		(3,109,447)

4.4 Planta General

- Las inversiones de Planta General, se conforman de las inversiones asignadas a la Gerencia de Tecnología de la Información y a la Gerencia de Servicios Generales. (Anexo No. 6).
- Gerencia de Tecnología de la Información

El monto de inversión aprobado para el Año No. 2 fue de B/.569 miles de lo cual se ejecutaron inversiones por el monto de B/.514,264.64 reprogramando para diciembre del 2015 B/.54,735.36 el 10% de lo aprobado.

- Gerencia de Servicios Generales

Para el Año Tarifario No. 2 se aprobó inversiones por un monto de B/.2.598 millones de las cuales se ejecutaron B/.1.793 millones el 69% de lo aprobado, reprogramando para diciembre del 2015 B/.805 miles el 31%.

5. Generación Obligada (GA)

Tomando en cuenta lo establecido en la Metodología de cálculo del IMP, Capítulo III inciso 1.6, los costos en concepto de Generación Obligada adicionado al IMP por un valor anual proyectado de B/.405,115.60 y que debe ser reajustada en función de los costos reales, para el Año Tarifario No. 2 de acuerdo al análisis realizado por la Unidad Administrativa (Gestión Comercial) no se presentó generación obligada que cumpla con el criterio N-1 Moderado. (Anexo No. 7)

6. Gestión de Compra de Potencia y Energía

ETESA en su rol de Gestor de Compras de Energía y/o Potencia, para el periodo tarifario comprendido del 1ro de julio/2014 al 30 de junio/2015 (Año Tarifario No. 2) ha tenido egresos en concepto de realización de Actos de Concurrencia (LPI ETESA-03-14 y LPI ETESA 04-14) y Reuniones Aclaratorias (LPI 01-15) por la suma de B/.56,100.30. (Anexo No.7)

7. Ingreso Máximo Permitido (IMP) Previsto y Ajustado

El impacto en el ingreso máximo permitido producto de la variación de fecha de entrada en operación comercial del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión, Comunicación, Planta General y el Plan Estratégico presenta el siguiente resultado. (Anexo No.8).

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO					
Periodo: 1ro de julio 2013 al 30 de junio 2017					
(Valores en Miles de Balboas)					
APROBADO					
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
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	
ACTUALIZADO AÑO 2					
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,868	48,241	53,930	70,715	
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568	
CONEXIÓN	2,976	3,272	4,696	5,003	
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	9,545	8,317	11,902	12,252	
Centro Nacional de Despacho	6,296	5,111	6,752	7,062	
Hidrometeorología	3,249	3,206	5,151	5,190	
VARIACIÓN DE INGRESO					
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	-	(5,137)	(8,267)	(4,122)	-
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	-	-
CONEXIÓN	-	-	-	-	-
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	-	(5,042)	1,088	432	-
Centro Nacional de Despacho	-	(1,933)	378	(7)	-
Hidrometeorología	-	(3,109)	710	439	-
Reducción del ingresos respecto al previsto Año No. 2		(10,180)			

El impacto en el flujo de ingresos del sistema principal es una reducción de B/5.137 millones menos respecto al ingreso previsto.

La variación de ingreso por servicio de operación integrada es de B/5.042,251 millones menos respecto al ingreso previsto, resultante de la ejecución del plan de inversiones del Centro Nacional de Despacho y de la Gerencia de Hidrometeorología la baja cantidad de personal que complementa el plan de fortalecimiento considerados en el cálculo del ingreso máximo permitido.

Una vez ajustada las fechas reales de entrada en operación de los proyectos y las nuevas fechas prevista, el impacto en el IMP es de B/10.180 millones de menos respecto a lo previsto.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.

**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA
AÑO TARIFARIO No. 2
PERIODO TARIFARIO 2013-2017**

2016

INDICE

INTRODUCCIÓN	6
1. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN.....	6
1.1 CARGOS POR CONEXIÓN.....	7
1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)	8
1.3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	10

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
ACTUALIZACIÓN TARIFARIA
AÑO TARIFARIO No. 2
01/julio/2014 – 30/junio/2015

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento al Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones, y a las Resoluciones emitidas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) AN No, 6989-Elec de 7 de enero de 2014, AN No. 7046-Elec de 23 de enero 2014 y la AN No.7143-Elec de 28 de febrero de 2014, aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos en estas resoluciones **ETESA** presenta en este documento la actualización de los cargos correspondientes al Año Tarifario No. 2.

Debido al atraso presentado en el cálculo del ajuste de los cargos preliminares del Año 2, de los meses de Julio a noviembre de 2014 se aplicarán los cargos preliminares del Pliego Tarifario para dicho año y a partir de diciembre de 2014 se aplicarán los cargos ajustados según se presentan en este documento.

Al finalizar el Año tarifario 2 se recalcularán dichos cargos de acuerdo al procedimiento establecido en el Reglamento de Transmisión, con el fin de realizar los ajustes finales a las facturaciones de cada agente.

1. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN

Los servicios de transmisión bajo responsabilidad de **ETESA** son los siguientes:

- a. Conexión.
- b. Uso del Sistema Principal de Transmisión.
- c. Operación integrada

Estos Cargos se aplicarán a todos los usuarios del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, entendiéndose como tal a los usuarios directos e indirectos del Sistema Interconectado Nacional de transmisión y son actualizados conforme lo establece el Régimen Tarifario en la Sección IX.3.2 del Capítulo IX.3.4 y los cargos por el Servicio de Operación Integrada de acuerdo al Capítulo XI.2.

Las metodologías de cálculo para los cargos por los servicios de transmisión se encuentran adjuntas al Pliego Tarifario aprobado.

1.1 CARGOS POR CONEXIÓN

Los cargos por conexión reflejan los costos de los activos necesarios para cumplir con el nivel de confiabilidad requerido en las normas, para conectar cada cliente al Sistema Principal de Transmisión, cuando éstos no son propiedad del usuario.

En el Cuadro No. 1 se presenta la actualización de los cargos por conexión, a través del Índice de Precios al Consumidor (Anexo B) para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario, que corresponden a los activos de conexión existentes y los "que se incorporen", en el Año Tarifario No. 2. Además se incluyen cargos por conexión para instalaciones cuyo desarrollo está condicionado al esquema topológico de instalaciones existentes.

Cuadro No.1
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

TIPO DE ACTIVO	2014-2015	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)
Salidas de Conexión	Miles B/.Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	127.93	63.45
CXS34.5 Interruptor y Medio	148.61	73.71
CXS115 Barra Sencilla	76.09	37.74
CXS115 Interruptor y Medio	185.94	92.22
CXS115 Interruptor y Medio con 1P	N/A	N/A
CXS230 Barras sencilla	N/A	N/A
CXS230 Interruptor y Medio	324.79	161.08
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	358.89	177.99
Transformadores	Miles B/.MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	5.83	2.89
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	11.03	5.47
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	8.70	4.31
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.30	3.12
Líneas	Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	23.42	11.61
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	N/A	-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	N/A	-
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	N/A	-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	N/A	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	N/A	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble	-	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B/.Salida	
1 IP - 230 KV	228.605	N/A
2 IP - 230 KV	396.874	N/A
1 IP - 115 KV	159.855	N/A
2 IP - 115 KV	275.465	N/A
1 IP - 34.5 KV	58.472	N/A
2 IP - 34.5 KV	93.945	N/A

1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

Los CUSPT reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del Sistema Principal de Transmisión, con el nivel de confiabilidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el periodo tarifario.

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas, en el Reglamento de Transmisión, mediante la Resolución N°. JD-5216, del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones. En el Anexo A se presentan los valores de Capacidad Instalada Prevista y los de Demanda Máxima no Coincidente.

En el Cuadro N° 2, se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión determinados mediante el Método del Seguimiento Eléctrico, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente, ajustados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC =1.0072).

En el Cuadro N° 3, se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión determinados mediante el Método de Estampilla Postal, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente, ajustado con el (IPC=1.0072).

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) en B./MWh (Cuadro No. 2) se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real despachada y a la energía real comprada por la distribuidora

**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
PARA LA GENERACIÓN**
(B./ MWh)

Zona	Año 2
	1/07/2014 - 30/06/2015
1	3.016
2	3.332
3	2.671
4	2.668
5	1.175
6	0.000
7	0.000
8	0.030
9	0.000
10	3.980

(B./ 53,378)

1.0072

**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
PARA LA DEMANDA**
(B./ MWh)

Zona	Año 2
	1/07/2014 - 30/06/2015
1	0.000
2	0.000
3	0.000
4	0.342
5	0.961
6	1.138
7	1.167
8	0.000
9	0.056
10	0.209

ESTAMPILLA POSTAL

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

PARA LA GENERACIÓN
(B./ KW - año)

Zonas	Año 2
	1/07/2014 - 30/06/2015
1, 2, 3, 4, 5 y 10	6.501
6, 7 y 9	0.000
8	3.250

PARA LA DEMANDA
(B./ KW - año)

Zonas	Año 2
	1/07/2014 - 30/06/2015
1, 2, 3 y 4 (sin CADIC)	4.640
5, 6, 7, 8, 9 y 10 (incluido CADIC)	12.027

Para los cargos CUSPT presentados se adjunta el modelo de cálculo correspondiente.

1.3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los servicios de operación integrada incluyen los costos asociados al Centro Nacional de Despacho (CND) y de Hidrometeorología y se recuperan por partes iguales entre los agentes productores y los agentes consumidores vinculados física y eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El cargo por el servicio de operación integrada se aplicará a la capacidad instalada, en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente prevista, en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

Durante el periodo de pruebas de nuevas instalaciones, deben pagar el SOI a ETESA aplicándose los correspondientes cargos según el artículo 211 del Reglamento de Transmisión.

En el Cuadro N° 4 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No. 4
CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA
(Balboas por KW / mes)

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B/.kW/mes)			
	2014-2015		
	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1935	0.1015	0.0920
Agentes Consumidores	0.3450	0.1810	0.1640

Para los cargos SOI presentados se adjunta el modelo de cálculo correspondiente, actualizando estos cargos a través del Índice de Precios al Consumidor.

ANEXOS

ANEXO A

Capacidad Instalada y Demanda Máxima no Coincidente Prevista Ajustada Año 2

Capacidad Instalada (MW)				Demanda Máxima No Coincidente (MW)		
Zona	Nodo	Pinst (G)	Mes de Ingreso	Zona	Nodo	Pma (D)
1				1		
Baitún	6014	85.90	0	EDECHI		
Bajo de Mina	6014	56.80	0	Progreso T1 y T2	6014	17.48
La Potra	6014	30.00	8	Charco Azul	6014	0.80
Salsipuedes	6014	27.90	10	...		
...						
2				2		
Fortuna	6096	300.00	0	...		0.00
Esti	6179	120.00	0			
Gualaca	6179	25.34	0	3		0.09
Lorena	6179	33.80	0	EDECHI		
Prudencia	6179	58.66	0	Caldera 115-19	6087	0.09
...				...		
3				4		
La Estrella	6088	47.20	0	EDECHI		94.73
Los Valles	6092	54.76	0	Mata Nance 34-9	6013	10.20
Mendre	6087	19.75	0	Mata Nance 34-10/11/15	6013	84.53
Cochea	6087	15.70	0	...		
Mendre II	6087	8.20	0			
Los Algarobos	6087	9.86	0	5		179.98
...				EDEMET		
4				5		
Concepción	6380	10.00	0	Llano Sánchez y El Higo	6009	177.74
Macano	6380	3.50	0	GRANDES CLIENTES		
Paso Ancho	6013	6.12	0	Super 99	6009	1.18
Los Planetas	6013	4.95	0	Hotel Bijao	6009	0.82
Pedregalito	6380	20.00	0	Varela (Fábrica de Pesé)	6009	0.24
Pedregalito II	6380	14.00	0	...		
RP-490	6380	14.00	0			
Macho de Monte	6013	2.50	0	6		119.66
Dolega	6013	3.12	0	EDEMET		
Las Perlas Norte	6380	10.00	0	Panamá Oeste	6005	116.26
Las Perlas Sur	6380	10.00	0	GRANDES CLIENTES		
San Lorenzo	6013	8.12	0	Super 99	6005	1.30
Monte Llano	6440	49.95	0	Cemento Interocéánico	6005	2.10
Bugaba I	6013	3.29	0	...		
El Alto	6440	67.29	2			
Barro Blanco	6860	28.48	9	7		998.42
...				ENS.4		
5				6		
El Fraile	6009	5.35	0	Panamá	6002/6004	500.22
La Yeguada	6009	6.60	0	EDEMET		
Chutré	6009	4.50	0	Panamá	6002	454.74
Sarigua	6010	0	0	GRANDES CLIENTES		
Nuevo Chagres	6460	0	0	CEMEX	6024	26.78
Marañón	6460	0	12	Mega Depot	6002	0.67
...				Ricamar	6002	0.98
6				7		
Panamá	6005	96.00	0	Contraloría	6002	1.10
Capira	6005	5.50	0	Super 99	6002	7.54
Antón	6240	4.30	0	General Mills	6002	0.94
Energyst	6006	60.00	7	AVIPAC	6002	0.15
...				Embajada de Estados Unidos	6002	1.39
7				8		
TG EGESA	6002	40.00	0	CSS (CHAAM)	6002	3.65
Pacora	6171	53.53	0	Varela (Cia. Panameña de Lico)	6004	0.26
Miraflores	6123	135.63	0	...		
Aggreko	6601	80.00	0			
Aggreko (Adición)	6601	24.00	7	8		1.60
SoEnergy	6004	60.00	0	ENS.4		
SoEnergy (Adición)	6004	20.00	7	Cañitas-Aserradero	6100	1.60
...				...		
8				9		
Bayano	6100	260.00	0	ENS.4		171.96
...				Colón	6059/6074	162.23
9				10		
BLM Ciclo Combinado	6059	160.00	0	GRANDES CLIENTES		
BLM Carbón	6060	120.00	0	Argos Panamá, S.A.	6170	8.79
Cativá	6270	87.20	0	Super 99	6059	0.94
Termo-Colón Ciclo Combinado	6290	150.00	0	...		
El Giral	6170	50.35	0			
Estrella de Mar I (Barcaza)	6059	72.00	9	10		40.40
...				EDECHI		
10				10		
Changuinola	6263	222.17	0	PTP-Cañazas	6340	26.30
Bonyic	6261	31.30	9	GRANDES CLIENTES		
...				OER	6262	14.10
				...		

ANEXO B

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

**FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
 ACTUALIZACIÓN TARIFARIA: AÑO No. 2
 PERIODO (1° DE JULIO A DICIEMBRE 2013)**

Fecha base de Cálculo:	junio-13		
IPC ₀ = Índice de precios al Consumidor a la fecha base de cálculo	148.3		junio-13

Fecha de aplicación de ajuste	julio-14		
IPC _i = Índice de Precios al Consumidor a Diciembre n -1	149.9		diciembre-13

Factor de ajuste			
$\frac{IPC_i}{IPC_0}$	=	$\frac{149.9}{148.3}$	= 1.010788941
1.01079	X	0.67	= 0.677228591
0.6772286	+	0.33	= 1.0072

$$Cargoi = [(0.33 + 0.67 (IPC_i/IPC_0))] * Cargoi_0$$

Donde:

Cargoi₀: es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año i.

Cargoi: es el cargo tarifario para el año i actualizado al año i.

IPC₀: es Índice de Precios al Consumidor a la **fecha base de cálculo**, publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_i: es Índice de Precios al Consumidor a **Diciembre del año i-1**, publicado por la Contraloría General de la República.

ANEXO C DATOS FIJOS –IMP previsto Año 2-

Año Tarifario: 2		2014 - 2015										
		IP SPT P (kB/)		Longitud (km)		CUP						
Total:	53,378.33	100.00%	2,352.08	100.00%	(kB/km)	%ASIGP (G) =	70%	37,365	(kB/)	26,275.05	49.22%	
230 kV	45,651.81	85.52%	2,086.08	88.69%	21.88	%ASIGP (D) =	30%	16,013	(kB/)	27,103.28	50.78%	
115 kV	7,726.51	14.48%	266.00	11.31%	29.05							
IP SPT D:	0.0	100.00%	0.00	100.00%	0.00	(230 kV)						
Mes Tarifario:	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08	M09	M10	M11	M12
	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15
Periodo Est.:	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Intern.	Seco	Seco	Seco	Seco	Intern.	Lluv.
8760	744	744	720	744	720	744	744	672	744	720	744	720
Te (Hs/Mes):	744	744	720	744	720	744	744	672	744	720	744	720
Te / 4344 =	0.0849	0.0849	0.0822	0.0849	0.0822	0.0849	0.0849	0.0767	0.0849	0.0822	0.0849	0.0822
1.000												
Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total	
Principales Referencias	Progreso Baitún	Fortuna Guasquitas	Caldera L. Estrella	Avila Nance	Ll. Sánchez El Higo	Chorrera Pan-Am	Panamá Pacora	Bayano Cañitas	T. Colón L. Minas	Changinola Cañazas		
Capacidad instalada de generación (Cinst) y Demanda máxima no coincidente prevista anual (Pma) en MW por Zona												
Cinst (G)	200.6	537.8	155.5	253.3	16.5	165.8	413.2	260.0	639.6	253.5	2,897.62	
Pma (D)	18.3	0	0.1	94.7	180.0	119.7	998.4	1.6	172.0	40.4	1,625.12	
Despacho de potencia promedio anual previsto (MW)												
Pg (G)	93.0	161.4	101.6	117.5	34.5	63.7	128.6	3.9	233.4	161.2	1,098.72	
Pd (D)	12.0	0	0.0	57.0	138.6	82.6	692.4	0	89.9	26.0	1,098.72	
Despacho de energía anual previsto por zona (GWh)												
Eg (G)	814.3	1,413.9	890.4	1,028.9	302.5	558.2	1,126.4	34.0	2,044.2	1,412.0	9,624.83	
Ed (D)	105.5	0	0.2	499.6	1,214.3	724.0	6,065.1	0	787.9	228.2	9,624.83	
											0.955	
CXUSOPS (B./MWh): Seg. Electrico x uso red												
GEN	2.859	3.159	2.532	2.530	1.114	0.192	0.187	0.056	1.697	3.773		
DEM	0	0	0	0.324	0.911	1.079	1.106	0	0.053	0.198		
CXUSOPE (B./kW): Est. Postal x capacidad remanente												
GEN =	6.454											
DEM =	4.607											
CXCADIC (B./kW): Est. Postal x no pago zonas 6, 7 y 9												
GEN =	0.000											
DEM =	7.334											
CXUSODS (B./MWh): Seg. Electrico x uso equipamiento asociado totalmente a la demanda												
DEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
CXUSODE (B./kW): Est. Postal x equipamiento asociado totalmente a la demanda												
DEM =	0.000											
TOTAL CXUSOPS (B./MWh): Seg. Electrico												
GEN	2.995	3.308	2.652	2.649	1.167	0	0	0.029	0	3.952		
DEM	0	0	0	0.340	0.954	1.130	1.158	0	0.055	0.208		
TOTAL CXUSOPE (B./kW - año): Est. Postal												
GEN =	6.454	excepto zonas 6, 7 y 9 que es 0; y zona 8 = 3.227									mensual (B./kW-mes):	
DEM =	11.941	excepto para zonas 1, 2, 3 y 4 que es = 4.607									0.538 0.269	
											0.995 0.384	
Recaudación prevista por cargos (kB/)											53,378.33	53,378.33
CXUSOPS: Seg. Electrico x uso red												100.00%
ZONA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	25,363.88	47.52%
GEN	2,314.4	4,204.9	2,298.2	2,461.1	329.3	0	0	11.0	0	5,218.2	16,837.21	66.38%
DEM	0	0	0	164.8	1,100.1	739.2	6,442.7	0	36.1	43.8	8,526.66	33.62%
CXUSOPE: Est. Postal x capacidad remanente												
GEN	1,038.3	3,471.2	1,003.5	1,482.3	106.2	0	0	839.1	0	1,497.2	9,437.83	33.69%
DEM	84.2	0	0.4	436.4	2,149.2	1,428.9	11,922.5	19.1	2,053.5	482.4	18,576.61	66.31%
CXUSOD: cargos x equipamiento asociado totalmente a la demanda												
Seg. Elec.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Est. Post.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CADIC: monto anual zonas 6, 7 y 9 equivalente al cargo adicional =	#####										20.8%	
TOTAL (kB/)											53,378.33	100.00%
GEN	3,352.7	7,676.1	3,301.7	3,943.5	435.5	0	0	850.1	0	6,715.4	26,275.05	49.22%
DEM	84.2	0	0.4	601.2	3,249.3	2,168.1	18,365.1	19.1	2,089.6	526.2	27,103.28	50.78%
	6.3%	14.4%	6.2%	7.4%	0.8%	0.0%	0.0%	1.6%	0.0%	12.6%		
	0.2%	0.0%	0.0%	1.1%	6.1%	4.1%	34.4%	0.0%	3.9%	1.0%		

Página 1

ANEXO D CARGOS CUSPT- Actualizados-

				IPC	1.0072							
RESULTADO DEL CUSPT SIN IPC (modelo)					CARGOS AJUSTADOS CUSPT AÑO 2 CON IPC							
ESTAMPILLA		SEGUIMIENTO ELECTRICO				ESTAMPILLA		SEGUIMIENTO ELECTRICO				
Zona	Generación	Demanda	Generación	Demanda	Zona	Generación	Demanda	Generación	Demanda	Zona	Generación	Demanda
1	6.4545	4.6070	2.9946	0.0000	1	6.5010	4.6402	3.0162	0.0000			
2	6.4545	4.6070	3.3085	0.0000	2	6.5010	4.6402	3.3323	0.0000			
3	6.4545	4.6070	2.6522	0.0000	3	6.5010	4.6402	2.6713	0.0000			
4	6.4545	4.6070	2.6494	0.3396	4	6.5010	4.6402	2.6685	0.3420			
5	6.4545	11.9414	1.1668	0.9545	5	6.5010	12.0274	1.1752	0.9614			
6	0.0000	11.9414	0.0000	1.1298	6	0.0000	12.0274	0.0000	1.1379			
7	0.0000	11.9414	0.0000	1.1583	7	0.0000	12.0274	0.0000	1.1666			
8	3.2272	11.9414	0.0293	0.0000	8	3.2504	12.0274	0.0295	0.0000			
9	0.0000	11.9414	0.0000	0.0552	9	0.0000	12.0274	0.0000	0.0556			
10	6.4545	11.9414	3.9517	0.2078	10	6.5010	12.0274	3.9802	0.2093			

ANEXO E IMP ACTUALIZADO AÑO TARIFARIO No. 2

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS
(Miles de Balboas de Diciembre de 2012)

PARAMETROS	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OMT	%		2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
ADMT	%		0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
Tasa depreciación nuevas inversiones	%	3.00%					
RRT	%	7.50%					
ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)							
ACTSPTf (Activo bruto Sistema Principal) + PG	B/ MILES	364,992	368,871	389,829	428,530	509,584	676,239
ACTSPTL (Activo bruto SP asignado a la Demanda. Solo parte de ETESA)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTCTf (Activo bruto Conexión)	B/ MILES	21,486	21,486	21,486	37,734	37,734	37,734
ACTH (Activo bruto Hidro. Remanente)	B/ MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	-	-
ACTNSPTf (Activo Sistema Principal) + PG	B/ MILES	208,150	200,777	210,168	237,078	304,874	456,039
ACTNSPTL (Activo Sistema Principal asignado Demanda)	B/ MILES	8,698	7,843	7,879	22,563	21,312	20,660
ACTNTCf (Activo Conexión)	B/ MILES	269	199	129	59	-	-
ACTNH (Activo Hidro. Remanente)	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)							
ACTSPTf (Activo Sistema Principal)	B/ MILES	672,845	676,724	697,492	763,313	844,367	1,011,622
ACTSPTL (Activo Sistema Principal asignado a la demanda)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTCTf (Activo Conexión)	B/ MILES	55,584	55,584	55,584	71,832	71,832	71,832
ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE							
ACTSPTf (Activo Sistema Principal) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	553	3,708	2,845	4,821	56,012
ACTSPTL (Activo Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	1,014	7,206	10,655	28,000	78,088
ACTSPTL (Activo Sistema Principal) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTSPTL (Activo Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTCTf (Activo Conexión)	B/ MILES	-	-	-	2,599	-	-
ACTCTf (Activo Conexión)	B/ MILES	-	-	-	5,300	-	-

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2012	2013		2014		2015		2016		2017	
			Sem 1	Sem 2								
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL			23,416	23,997	23,871	24,146	24,487	25,797	27,819	31,079	35,624	42,653
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		6,841	6,850	6,844	7,016	7,133	7,296	7,846	8,328	9,707	10,156
Administración	B/ MILES		2,628	2,632	2,668	2,696	2,741	2,803	3,015	3,200	3,730	3,902
Depreciación	B/ MILES		6,542	5,666	5,795	5,392	6,075	6,315	6,723	7,437	9,475	10,138
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		8,266	8,302	8,224	8,504	8,511	9,143	9,745	11,624	16,471	18,216
Generación Obligada	B/ MILES		39	39	203	-	203	203	203	203	203	203
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/ MILES		-	518	38	28	28	38	288	288	38	38
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA			-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,968
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	2,997	2,997
Administración	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	1,113	1,113
Depreciación	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	4,282	4,282
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	11,276	11,276
CONEXIÓN			1,503	1,503	1,473	1,473	1,399	2,169	2,526	2,526	2,477	2,477
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		564	564	564	564	617	672	729	729	729	
Administración	B/ MILES		217	217	217	217	237	258	280	280	280	
Depreciación	B/ MILES		382	382	382	382	460	541	626	626	626	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		340	340	310	310	485	698	891	891	842	
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA			3,855	4,190	5,355	4,391	3,977	5,356	6,559	6,467	5,785	5,629
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES		2,203	2,620	3,676	2,764	2,403	3,505	3,247	3,600	3,462	3,992
Hidrometeorología	B/ MILES		1,652	1,570	1,679	1,627	1,575	1,851	3,312	2,867	2,323	1,637
TOTAL	B/ MILES		26,774	29,690	30,699	30,610	30,264	33,323	36,904	40,073	47,885	50,758

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
(Miles de Balboas de Dic-2012)

RESUMEN	2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL (Año Calendario)					
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,413	48,017	50,285	58,898	62,278
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	-	30,136
CONEXIÓN	3,006	2,946	3,968	5,052	4,954
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	8,045	9,746	9,333	13,026	11,414
Centro Nacional de Despacho	4,923	6,439	5,907	8,947	7,463
Hidrometeorología	3,222	3,306	3,426	6,179	3,960
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,808	48,633.09	53,616	70,703	70,703
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	-	19,568
CONEXIÓN	2,976	3,272	4,696	5,003	5,003
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	9,545	8,368	11,915	12,252	-
Centro Nacional de Despacho	6,298	5,168	6,752	7,062	-
Hidrometeorología	3,249	3,202	5,163	5,190	-
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	0.96200	0.89157	0.82829	0.76579	-
Valor Presente Neto del IMP (al 1 de julio de 2013)	VPN(2)				
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	187,855	46,049	43,300	44,303	54,144
230 kV	160,663	39,384	37,083	37,890	46,306
115 kV	27,192	6,666	6,217	6,413	7,837
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	-	14,985
230 kV	14,985	-	-	-	-
CONEXIÓN	13,491	2,863	2,917	3,880	3,831
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	35,871	9,182	7,401	9,845	9,383
Centro Nacional de Despacho	21,650	6,057	4,606	5,578	5,408
Hidrometeorología	14,221	3,126	2,855	4,266	3,974
TOTAL	252,202	68,094	53,737	68,028	82,343