



**PLIEGO TARIFARIO E INFORME METODOLÓGICO
POR SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN
SUMINISTRADOS POR LA SUBESTACIÓN
BAHÍA LAS MINAS
PERIODO: 01/jul/2013 – 30/jun/2017**

****** Revisión No. 1 ******

PANAMA, 25 DE MAYO DE 2015

Contenido

Página

INTRODUCCIÓN.....	3
1. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS.....	3
2. MARCO LEGAL.....	5
3. METODOLOGIA.....	6
3.1. Generalidades.....	6
3.2. Formulación matemática.....	7
3.3. Parámetros establecidos por el Regulador	9
3.4. Clasificación de las Instalaciones.....	10
3.5. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	12
3.6. Base de Capital	13
4. CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.....	14
5. CÁLCULO DE PROPORCIONALIDAD.....	18
6. AJUSTE POR VIGENCIA EXTENDIDA.....	21
7. RESUMEN DE IMP.	22
ANEXOS.....	23

INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene la revisión el Pliego Tarifario, el marco legal, la metodología, los criterios y los cálculos tarifarios utilizados para determinar los Cargos por Uso de Redes, asociados a los servicios de transmisión, suministrados por medio de la Subestación Bahía Las Minas, propiedad de **CELSIA**. Dichas instalaciones son requeridas para conectar, con el Sistema de Transmisión de **ETESA**, circuitos de distribución de **ENSA** y las plantas de generación de **CATIVÁ** y **ESTRELLA DE MAR I**.

Este Pliego Tarifario se establece en cumplimiento de la regulación del Sector Eléctrico de Panamá y corresponde a la revisión No 1, del Pliego Tarifario, del periodo que inició el 1 de julio de 2013, culmina el 30 de junio de 2017, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante resolución No. 8190-Elec, de 22 de diciembre de 2014.

Esta revisión modifica los cargos aprobados originalmente, debido los siguientes aspectos:

1. Reducción del listado de equipamientos dedicados a la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A. (**ENSA**).
2. Conexión de la planta de generación **ESTRELLA DE MAR I**.
3. Reducción de cantidades de equipamientos de Uso Compartido.
4. Reducción de cantidades de equipamientos dedicados a **CATIVÁ**
5. Actualización del precio unitario de los terrenos, en los cálculos del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

1. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS.

A continuación se presenta el detalle de cargos anuales y mensuales, para el período tarifario del 01/jul/2013 al 30/jun/2017, según clientes atendidos.

Cuadro No. 1.
**CARGOS ANUALES Y MENSUALES, POR TIPO DE ACTIVOS, SEGÚN
 CLIENTE
 (Balboas)**

DETALLE	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL PERIODO TARIFARIO
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	
CARGOS PARA ENSA					
POR ACTIVOS DEDICADOS	126,438.65	122,052.15	117,665.65	113,279.15	479,435.59
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	263,586.64	263,177.77	237,624.06	239,293.48	1,003,681.94
Ajuste por vigencia extendida	(111,883.98)	N/a	N/a	N/a	(111,883.98)
CARGO ANUAL	278,141.31	385,229.92	355,289.71	352,572.62	1,371,233.55
CARGOS MENSUAL (1)	46,356.88	(a)	29,607.48	29,381.05	N/a
CARGOS PARA CATIVÁ					
POR ACTIVOS DEDICADOS	70,355.97	67,929.46	65,502.95	63,076.45	266,864.83
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	124,739.11	112,957.40	98,575.69	92,819.71	429,091.91
Ajuste por vigencia extendida	(66,745.38)	N/a	N/a	N/a	(66,745.38)
CARGO ANUAL	128,349.70	180,886.87	164,078.64	155,896.16	629,211.36
CARGOS MENSUAL (1)	21,391.62	(a)	13,673.22	12,991.35	N/a
CARGOS PARA EGESA					
POR ACTIVOS DEDICADOS	N/a	81.98	308.49	308.49	698.96
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	N/a	22,733.58	81,579.88	76,816.31	181,129.77
Ajuste por vigencia extendida	N/a	N/a	N/a	N/a	N/a
CARGO ANUAL	N/a	22,815.56	81,888.37	77,124.80	181,828.73
CARGOS MENSUAL (1)	N/a	(a)	6,824.03	6,427.07	N/a

(1) Para el primer año, el cargo anual se divide entre 6 meses, para el resto de los años se divide entre 12 meses.

(a) Ver detalle separado, debido a que cambia en abril por conexión de AES.

N/a No aplica.

MENSUALIDADES PROPORCIONALES, ANTES DE CONEXIÓN EGESA

DETALLE	(MESES)	ENSA	CATIVÁ	BLM
Meses completos (1)	8	22,667.47	9,729.01	30,798.44
Mes parcial		17,836.70	7,655.61	28,745.21

MENSUALIDADES PROPORCIONALES, DESPUÉS DE CONEXIÓN EGESA

DETALLE	(MESES)	ENSA	CATIVÁ	BLM	EGESA
Meses completos (1)	3	20,124.13	8,637.39	27,798.51	7,148.19
Mes parcial		3,628.94	1,557.56	5,012.85	1,289.02

(1) Meses completos de 30.5 días.

Dado que los cargos así calculados vienen dados en valores del año de referencia del estudio tarifario, el mismo se actualizará anualmente, según la variación del Índice de Precios al Consumidor.¹

¹ ASEP, Reglamento de Transmisión, Art.191.

2. MARCO LEGAL

El pliego tarifario presentado en este documento se elabora con base en el siguiente marco legal:

- a) Ley 6 de 1997, Texto Único, mediante la cual se establece la legislación aplicable al sector eléctrico nacional de servicio público.
- b) Reglamento de Transmisión (RT), el cual desarrolla la normativa aplicable al sistema de transmisión y su régimen tarifario.

El RT utilizado como base en el desarrollo del presente pliego corresponde al aprobado por la ASEP, mediante resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, modificado mediante las siguientes resoluciones JD-5351, JD-5352 y JD-5353 de 14 de junio de 2005, AN No. 1802-Elec, de 16 de junio de 2008, AN No. 2504-Elec, de 18 de marzo de 2009, AN No. 2720-Elec, de 3 de julio de 2009; AN No. 4156-Elec de 5 de enero de 2011; AN No. 4398-Elec de 18 de abril de 2011; AN No. 4524-Elec de 23 de junio de 2011; AN No. 5847-Elec de 31 de diciembre de 2012, AN No. 6637-Elec de 27 de septiembre de 2013 y AN No. 6957-Elec de 26 de diciembre de 2013.

El TÍTULO X del RT establece el “PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES”

De acuerdo a la regulación², *“Cuando un generador, distribuidor o Gran Cliente acceda a las instalaciones de un agente del mercado que forman parte de la Red de Transmisión, se le asignará al agente del mercado un ingreso máximo permitido basado en los equipamientos afectados y con la misma metodología que se aplica a la Empresa de Transmisión Eléctrica..”*. Una vez aprobados los cargos, éstos serán facturados directamente por los propietarios de las instalaciones a sus usuarios, de acuerdo a las normativas del TÍTULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA, contenidas en el Reglamento de Transmisión³

- c) Los datos pertinentes contenidos en las siguientes resoluciones:

- ANNo.6896-Elec, de 7 de enero de 2014 y AN No.7046-Elec, 23 de enero de 2014, por medio de las cuales se establece la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y se aprueba el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de

² ASEP, Reglamento de Transmisión, Art. 200.

³ ASEP, Reglamento de Transmisión, Arts. 225-236.

Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el período tarifario del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, con aplicación a partir del primero (1°) de enero de 2014.

- Resolución AN No.6240-Elec, de 27 de junio de 2013, cuya parte resolutive extiende la vigencia del Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, aprobado para el período tarifario del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, para continuar aplicándose hasta el treinta (30) de noviembre de 2013, inclusive; establece la metodología de ajuste y la retroactividad de aplicación del pliego del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017.
 - Resolución AN No.7069-Elec, de 31 de enero de 2014, en cuanto a la modificación de la vigencia extendida, hasta el 31 de diciembre de 2013, del Pliego Tarifario aprobado del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.
- d) La resolución No. 8190-Elec de 22 de diciembre de 2014, mediante la cual fue aprobado el Pliego Tarifario de Transmisión por uso de la Subestación Bahía Las Minas, para el período tarifario del 1 de julio de 2013, al 30 de junio de 2017.
- e) La instrucción regulatoria emitida mediante nota DSAN-0685-15 del 10 de marzo de 2015, por medio de la cual se acogen las discrepancias respecto a la propiedad y al retiro de equipos de uso dedicado a la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A. (ENSA).

3. METODOLOGIA

La metodología utilizada en los presentes cálculos se ciñe a la normativa establecida en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión, contenida en el Reglamento de Transmisión vigente a la fecha de los cálculos.

3.1. Generalidades.

La metodología, en términos generales, indica que primero se identifican y clasifican los equipamientos, según el uso exclusivo o compartido; luego, tomando en consideración los parámetros de gastos de administración, operación y mantenimiento eficiente o comparadores, la depreciación, la rentabilidad permitida, los costos de Inversión según registros y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los equipamientos típicos, se calcula el Ingreso Máximo permitido, los cargos tarifarios y las proporcionalidades de uso pertinentes.

El Art. 186 del Reglamento de Transmisión (RT), establece que *“Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión”*.

Dichos cargos deben reflejar los costos que se le asignan a cada usuario, por el uso de las instalaciones de propiedad privada y que formen parte de la red de transmisión. Igualmente, dichos cargos son los únicos precios que pueden cobrar los agentes del mercado eléctrico panameño propietarios de instalaciones de transmisión, a otros usuarios que necesiten, soliciten y cumplan con las normativas para conectarse a dichas instalaciones⁴.

De acuerdo al Reglamento de Transmisión, los elementos necesarios para los cálculos del ingreso permitido y de los cargos por servicios públicos de transmisión eléctrica son los siguientes:

- Base de capital bruta y neta, al inicio del periodo.
- Tasa de depreciación de activos.
- Parámetros establecidos por el Regulador:
 - Tasa de Retorno a aplicar para la actividad de transmisión.
 - Comparadores para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento.
- Valor Nuevo de Reemplazo de los activos totales (valor al cual se aplican los comparadores), según la clasificación de activos a considerar en las tarifas.
- Capacidad instalada y/o demanda máxima prevista.

3.2. Formulación matemática.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP), para cubrir los cargos por uso de redes, se establece en el SECCIÓN X.2 del Reglamento de Transmisión, la cual indica lo siguiente:

“ii) El Ingreso Máximo Permitido (IMP) será estimado considerando:

ii.1) El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) utilizado en el cálculo tarifario para el mismo tipo de equipamiento.

ii.2) La relación entre la capacidad requerida y la nominal del equipamiento. La capacidad requerida es la capacidad técnica y

⁴ El detalle de los usuarios y las proporcionalidades previstas se presentan el acápite 5 de este documento.

económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional.

ii.3) Idénticos parámetros eficientes de operación y mantenimiento, administración y mantenimiento, depreciación y rentabilidad que se utilizan para ETESA”.

Simplificando las fórmulas, para cada año calendario (i) el Ingreso Máximo Permitido se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IMPi = ADMi + OMTi + (Ai * DEP\%) + (ANi * RRT)$$

Donde:

IMPi: es el valor del ingreso máximo permitido para cubrir los costos de los servicios transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMi: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración del servicio de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario, el cual se obtiene de:

$$ADMi = Aefi * ADMT\%M^*$$

ADMT%M*: porcentaje de parámetros eficiente o comparador de gastos de Administración aprobado para ETESA, para el periodo tarifario, objeto de los cálculos.

OMTi: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del servicio de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario. El valor de **OMT** se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTi = Aefi * OMT\%M^*$$

OMT%M*: porcentaje de parámetros eficiente o comparador de gastos de Operación y Mantenimiento aprobado para ETESA, para el periodo tarifario, objeto de los cálculos.

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo, aprobada para ETESA, para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada, aprobada para la Empresa de Transmisión, para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

Aefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para los servicios de transmisión suministrados.

***Ai:** es el valor bruto de los activos fijos del sistema de transmisión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para los servicios de transmisión suministrados.*

***ANi:** es el valor neto de los activos fijos del sistema de transmisión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para los servicios de transmisión suministrados.*

Los activos de sistema de transmisión a considerar en cada año calendario (i) corresponden a los existentes, utilizados para suministrar los servicios de transmisión. En este caso, no incluye incorporaciones, dado que no se tienen previstas nuevas inversiones.

Esta metodología se aplicará, tanto a los activos dedicados, como a los activos de uso compartido.

3.3. Parámetros establecidos por el Regulador

La tasa de rentabilidad, los comparadores y las tasas de depreciación y de descuento, vigentes para el periodo 2013-2017 y utilizadas en los presentes cálculos corresponden a las aprobadas por la ASEP, mediante la Resolución No. AN No.6986-Elec de 7 de enero de 2014, modificada por la Resolución AN No. 7046-Elec de 23 de enero de 2014.

Cuadro No. 2.

PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR EL REGULADOR

PARÁMETRO - TASAS	DENOMINACIÓN	VALOR
Rentabilidad	RRT%	7.90%
Remuneración de gastos de operación y mantenimiento	OMT% M*	2.03%
Remuneración de gastos de administración	ADMT%M*	0.78%
Depreciación	DEP%	3.08%

- Tasa de descuento: a partir de la tasa de rentabilidad aprobada para el periodo 2013-2017, los factores de descuento utilizados en los cálculos del presente pliego tarifario, para cada año tarifario, consignados con cinco dígitos, son los siguientes.

Cuadro No. 3.

FACTORES DE DESCUENTO

AÑOS TARIFARIOS			
AÑO 1 Jul13/Jun14	AÑO 2 Jul14/Jun15	AÑO 3 Jul15/Jun16	AÑO 4 Jul16/Jun17
0.96200	0.89157	0.82629	0.76579

3.4. Clasificación de las Instalaciones.

De acuerdo al procedimiento a seguir para determinar los cargos por uso de redes, propiedad de otros agentes, el literal a) del Artículo 202 del Reglamento señala que “Para efectos de identificar los equipamientos afectados éstos se determinarán de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan los equipos.”

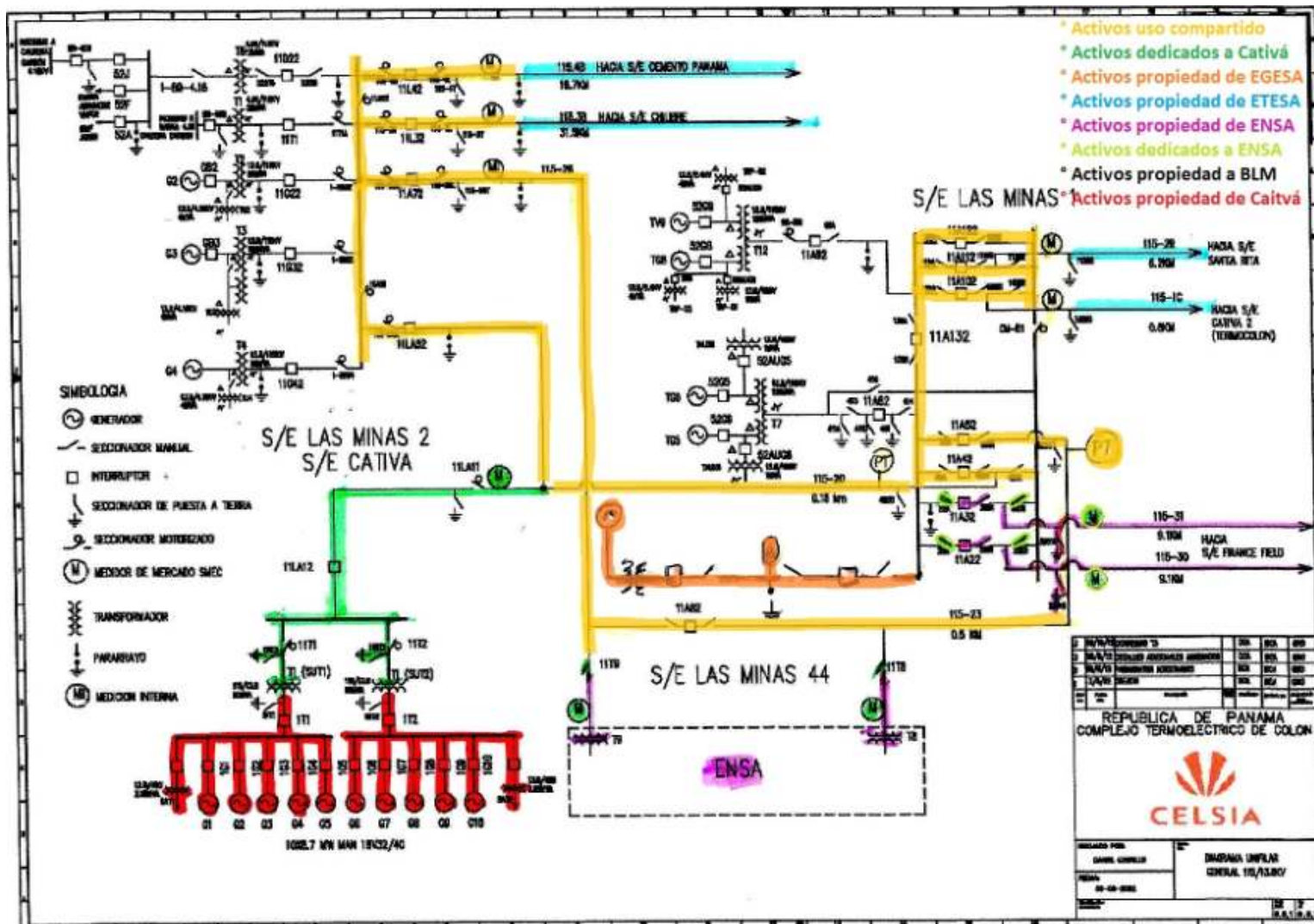
Para el caso que nos ocupa, los equipamientos están conformados por líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de los agentes, con el Sistema de Transmisión propiedad de ETESA, siendo algunos de uso exclusivo y otros de uso compartido.

Para efectos de la necesaria tipificación tarifaria, las instalaciones de la S/E Bahía Las Minas, de uso exclusivo se han denominado instalaciones “Dedicadas a...” **CATIVÁ, ENSA o EGESA**, cuando dichas instalaciones son requeridas exclusivamente para la conexión de dichos agentes, con el sistema de transmisión.

Por su parte, las instalaciones de la S/E Bahía Las Minas de “Uso Compartido” corresponden al resto de las instalaciones requeridas para las maniobras de transmisión, operación y mantenimiento del conjunto de usuarios que utilizan dichas instalaciones.

En el siguiente diagrama unifilar se identifican las instalaciones de la Subestación Bahía Las Minas, según tipificación antes descrita, así como también instalaciones propiedad de otros agentes.

La clasificación de activos, según lo indicado anteriormente, se representa en el diagrama con un color diferente para cada usuario.



3.5. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El VNR se estimó con base en los costos unitarios aprobados por la ASEP, mediante Resolución AN No.6894-Elec de 10/dic/2013, para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión- Revisión 2013 (Anexo 1). A continuación se presenta un resumen de los costos unitarios utilizados y sus respectivas fuentes de datos.

Cuadro No. 4.

COSTOS UNITARIOS PARA CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (Balboas)

DESCRIPCION DE EQUIPO	PRECIO UNIARIO
Línea de transmisión de 115 KV de un solo circuito. Conductor 636 ACSR.	191,780
Pararrayo oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	4,000
Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	13,000
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	9,000
Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	11,000
Interruptor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	72,450
Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2 (1)	149,183

(1) Se mantiene el valor utilizado en el Pliego Tarifario anterior, aprobado mediante la Resolución AN No, 3012-Elec 14 oct 2009 (Anexo 2), debido a que este equipamiento no se presenta entre los costos actualizados y aprobados para el Plan de Expansión.

Para determinar el valor de los terrenos se ha utilizado el precio promedio de venta, obtenido de avalúo elaborado en el año 2012: B/.35.00/m². (Anexo No 6).

Adicionalmente, se consideran los costos regulados eficientes, establecidos en el Artículo 184 del Reglamento de Transmisión. A dichos efectos, se consideran eficientes los siguientes costos:

- Diseño - 3 % del costo base del equipamiento.
- Ingeniería - 4 % del costo base del equipamiento.
- Administración - 4 % del costo base del equipamiento.
- Inspección - 5 % del costo base del equipamiento

A continuación se presenta un resumen del VNR, según la clasificación de los activos, requeridas para los cálculos tarifarios.

Cuadro No. 5.

**VALOR NUEVO DE REEMPLAZO
(Balboas, a precios de 2012)**

DETALLE	COMPARTIDO	ENSA	CATIVA	EGESA	TOTAL
		CORREGIDO			
TOTAL	11,757,806	1,879,978	1,054,661	8,155	14,700,599
Terrenos	396,852	59,535	47,635	8,155	512,177
Equipos	11,360,954	1,820,443	1,007,026		14,188,422

En el Anexo 3 se presenta el detalle datos y cálculo del VNR, con base en los costos unitarios detallados anteriormente y las cantidades de equipos estándares de subestaciones y la longitud de las líneas de transmisión que conforman los activos de la Subestación Bahía Las Minas.

3.6. Base de Capital

En atención a instrucciones de la ASEP (Anexo 5.5), la Base de Capital considera los datos y la depreciación remunerada en el Pliego Anterior. Se parte del “Valor Original Bruto” y del “Valor Neto” consignado en los cálculos tarifarios para el inicio del periodo anterior, luego se le agregan las adiciones de inversiones y se le restan las depreciaciones remuneradas en el Pliego anterior.

Cuadro No. 6.

**EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
DE LA S/E BAHÍA LAS MINAS**

DETALLE	Valor Original Bruto	Depreciación Acumulada	Valor Neto
Valor al 31/dic/2008 (1)	13,823,161.84	10,628,968.02	3,194,193.82
Depreciación del Pliego Tarifario anterior (2)			
2009		355,255.26	
2010		355,255.26	
2011		355,255.26	
2012		355,255.26	
Adiciones (3)			
2010	222,172.00		
2011	5,350.00		
BASE DE CAPITAL al 31/dic/2012	14,050,683.84	12,049,989.06	2,000,694.78

(1) Valor Original Bruto y Valor Neto inicial del Pliego anterior (Anexo 4.1). La Depreciación Acumulada se obtiene por el cálculo de la diferencia de los valores Bruto y Neto.

(2) Depreciaciones según datos del Pliego Tarifario anterior (Anexo 4.2).

(3) Adiciones de activos reales, según registros de Contabilidad de Celsia.

No se prevén inversiones, ni retiros en el horizonte de los cálculos tarifarios.

La segregación de los activos a Costo Original Bruto y Costo Neto, para cada tipo de usuarios se obtiene a partir de la estructura porcentual del VNR, según la tipificación requerida para los cálculos tarifarios que se muestra a continuación.

Cuadro No. 7.
ESTRUCTURA PORCENTUAL DE VNR DE EQUIPOS

DETALLE	COMPARTIDO	ENSA	CATIVA	EGESA	TOTAL
		CORREGIDO			
Porcentajes de VNR equipos (sin terrenos)	80.07%	12.83%	7.10%	0.00%	100.00%

Los valores de Activos Brutos y Netos, para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP), clasificado por usuarios, obtenidos mediante la aplicación de la estructura porcentual que resulta del Valor Nuevo de Reposición (VNR), son detallados en la siguiente tabla.

Cuadro No. 8.
VALOR ORIGINAL, SEGÚN TIPOS DE ACTIVOS, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012
(Balboas, a precios corrientes del año de la inversión)

DETALLE	COMPARTIDO	ENSA	CATIVA	TOTAL
Valor Bruto	11,250,664	1,802,770	997,250	14,050,684
Valor Neto	1,601,996	256,699	142,000	2,000,695

4. CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.

A continuación se presenta el detalle de los cálculos del Ingreso Máximo Permitido, para recuperar los servicios de transmisión suministrados por medio de la S/E Bahía Las Minas, considerando los parámetros de eficiencia, la tasa de depreciación y de rentabilidad aprobados por el Regulador, para ETESA, la Base de Capital, y los VNR, según la tipificación de activos antes descrita:

- Activos dedicados a ENSA.
- Activos dedicados a CATIVÁ.
- Activos dedicados a EGESA.
- Activos de uso compartido.

Cuadro No. 9.
DETALLE DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
PARA ACTIVOS DEDICADOS A ENSA
(Balboas)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Contable	1,802,770	1,802,770	1,802,770	1,802,770	1,802,770	1,802,770
Valor Neto Contable	256,699	201,173	145,648	90,123	34,597	-
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	1,879,978	1,879,978	1,879,978	1,879,978	1,879,978	1,879,978
INGRESO PERMITIDO	PARÁMETROS	128,632	124,245	119,859	115,472	111,086
Operación y Mantenimiento	2.03%	38,164	38,164	38,164	38,164	38,164
Administración	0.78%	14,664	14,664	14,664	14,664	14,664
Depreciación	3.08%	55,525	55,525	55,525	55,525	55,525
Rentabilidad sobre Activos	7.90%	20,279	15,893	11,506	7,120	2,733

CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
(Balboas de Dic 2012)

Años calendario		2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL		128,632	124,245	119,859	115,472	111,086
INGRESO SEMESTRAL		64,316	62,123	59,929	57,736	55,543
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
INGRESO ANUAL	479,436		126,439	122,052	117,666	113,279
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN			0.96200	0.89157	0.82629	0.76579
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)	414,426		121,634	108,818	97,226	86,748

Cuadro No. 10.
DETALLE DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
PARA ACTIVOS DEDICADOS A CATIVÁ
(Balboas)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Contable	997,250	997,250	997,250	997,250	997,250	997,250
Valor Neto Contable	142,000	111,284	80,569	49,854	19,138	-
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	1,054,661	1,054,661	1,054,661	1,054,661	1,054,661	1,054,661
INGRESO PERMITIDO	PARÁMETROS	71,569	69,143	66,716	64,290	61,863
Operación y Mantenimiento	2.03%	21,410	21,410	21,410	21,410	21,410
Administración	0.78%	8,226	8,226	8,226	8,226	8,226
Depreciación	3.08%	30,715	30,715	30,715	30,715	30,715
Rentabilidad sobre Activos	7.90%	11,218	8,791	6,365	3,938	1,512

CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
(Balboas de Dic 2012)

Años calendario		2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL		71,569	69,143	66,716	64,290	61,863
INGRESO SEMESTRAL		35,785	34,571	33,358	32,145	30,932
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
INGRESO ANUAL	266,865		70,356	67,929	65,503	63,076
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN			0.96200	0.89157	0.82629	0.76579
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)	230,674		67,683	60,564	54,124	48,303

Cuadro No. 11.

**DETALLE DE CÁLCULOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
PARA ACTIVOS DEDICADOS A EGESA
(Balboas)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Contable	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004
Valor Neto Contable	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	8,155	8,155	8,155	8,155	8,155	8,155
INGRESO PERMITIDO	PARÁMETROS	-	308	308	308	308
Operación y Mantenimiento	2.03%		166	166	166	166
Administración	0.78%		64	64	64	64
Depreciación (No aplica a terrenos)	3.08%					
Rentabilidad sobre Activos	7.90%		79	79	79	79

**CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
(Balboas de Dic 2012)**

Años calendario		2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL		-	308	308	308	308
INGRESO SEMESTRAL		-	154	154	154	154
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Factor de ajuste por fecha de conexión de EGESA				27%		
INGRESO ANUAL	699		-	81.98	308.49	308.49
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN			0.96200	0.89157	0.82629	0.76579
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)	564		-	73	255	236

Cuadro No. 12.
DETALLE DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
PARA ACTIVOS DE USO COMPARTIDO
(Balboas)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Contable	11,250,664	11,250,664	11,250,664	11,250,664	11,250,664	11,250,664
Valor Neto Contable	1,601,996	1,255,476	908,955	562,435	215,915	-
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	11,757,806	11,757,806	11,757,806	11,757,806	11,757,806	11,757,806
INGRESO PERMITIDO	PARÁMETROS	803,473	776,097	748,722	721,347	693,972
Operación y Mantenimiento	2.03%	238,683	238,683	238,683	238,683	238,683
Administración	0.78%	91,711	91,711	91,711	91,711	91,711
Depreciación	3.08%	346,520	346,520	346,520	346,520	346,520
Rentabilidad sobre Activos	7.90%	126,558	99,183	71,807	44,432	17,057

CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
(Balboas de Dic 2012)

Años calendario		2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL		803,473	776,097	748,722	721,347	693,972
INGRESO SEMESTRAL		401,736	388,049	374,361	360,674	346,986
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
INGRESO ANUAL	2,994,889		789,785	762,410	735,035	707,660
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN			0.96200	0.89157	0.82629	0.76579
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)	2,588,786		759,774	679,740	607,352	541,920

5. CÁLCULO DE PROPORCIONALIDAD.

De acuerdo a la normativa⁵, “cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario “u” abonará una proporción (PROPu) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (i).

Independientemente de si la potencia es inyectada o extraída del equipamiento o equipamientos, la proporción de cada usuario será determinada como:

⁵ Reglamento de Transmisión, Art. 202.

$$PROP_{ui} = PC_{ui} / (SG_{ui} + SD_{ui})$$

Donde:

$PROP_{ui}$ = es la proporción del usuario "u" para el año tarifario "i".

PC_{ui} = demanda máxima anual no coincidente del usuario "u" en el año tarifario "i", o capacidad instalada del generador "g" en el año tarifario "i".

SG_{ui} = Sumatoria de las capacidades instaladas de cada uno de los usuarios generadores en el año tarifario "i".

SD_{ui} = Sumatoria de las demandas máximas anuales no coincidentes de cada uno de los usuarios consumidores en el año tarifario "i".

A continuación se presentan las capacidades instaladas, las demandas máximas previstas de los usuarios y las proporcionalidades.

Cuadro No. 13.
PROPORCIONALIDADES, SEGÚN DEMANDA MÁXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA
PREVISTA, SEGÚN USUARIO (MW)

DETALLE	AÑO1 2013-2014	AÑO2 Hasta 25-mar-15	2014-2015 A partir de 26-mar-15	AÑO3 2015-2016	AÑO4 2016-2017
Demanda máxima ENSA	183.84	202.70	202.70	209.72	224.29
Capacidad instalada CATIVÁ	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00
Capacidad instalada BLM	280.00	280.00	280.00	280.00	280.00
Capacidad instalada EGESA			72.00	72.00	72.00
TOTAL	550.84	569.70	641.70	648.72	663.29
PROPORCIONALIDAD					
Uso asignado ENSA	33%	36%	32%	32%	34%
Uso asignado CATIVÁ	16%	15%	14%	13%	13%
Uso asignado BLM	51%	49%	44%	43%	42%
Uso asignado EGESA	0%	0%	11%	11%	11%

Cuadro No. 14.
(MW)

DEMANDA MÁXIMA DETALLADA DE ENSA				
DETALLE	2014	2015	2016	2017
TOTAL	183.84	202.70	209.79	224.29
115-30	52.08	60.72	63.41	70.17
115-31	52.08	60.72	63.41	70.17
LM44T8	9.25	9.86	10.57	10.79
LM44T9	6.17	6.57	7.00	7.19
115-3B	40.20	40.77	41.34	41.91
CEMEX	24.06	24.06	24.06	24.06

Las respectivas notas relacionadas con la solicitud y remisión de estos datos se presentan en el Anexo 5.1-5.4.

La demanda máxima considerada en los presentes cálculos se enmarca en lo indicado por el Artículo 4, del Reglamento de Transmisión, el cual indica que *“Los Distribuidores representan a todos los clientes finales conectados a su red, con independencia de su participación en el Mercado Mayorista, en lo que respecta a sus derechos y obligaciones del Servicio de Transmisión. Los Cargos de Transmisión de los Distribuidores serán determinados con la demanda total retirada por el distribuidor en los puntos de interconexión, incluida la de los Grandes Clientes conectados a su red de distribución, estableciéndose en las normas de distribución la metodología que deberán emplear los distribuidores para la transferencia de esos cargos a los Grandes Clientes. En consecuencia respecto a los Cargos por el Servicio de Transmisión estos usuarios no son discriminados respecto de los correspondientes al distribuidor.”*

Para la aplicación de las proporcionalidades, el Año Tarifario No.2 se prorratea, según los días antes de la conexión de la planta de generación ESTRELLA MAR 1, (EGESA) y después, con la conexión de dicha planta.

Cuadro No. 15.
**FACTORES DE AJUSTE DEL AÑO TARIFARIO No. 2
POR FECHA DE CONEXIÓN A EGESA**

DETALLE	DESDE	HASTA	DÍAS	PORCENTAJE
Antes de la conexión de EGESA	01-jul-14	25-mar-15	268	73%
A partir de la conexión de EGESA	26-mar-15	30-jun-15	97	27%
TOTAL			365	100%

A continuación se presenta la segregación del IMP de Activos de Uso Compartido, según usuarios, aplicando los porcentajes de proporcionalidad detallados anteriormente.

Cuadro No. 16.
**APLICACIÓN DE LA PROPORCIONALIDAD
AL CARGO ANUAL POR USO COMPARTIDO**
(Balboas)

USUARIOS	AÑO 1	AÑO 2			2014-2015	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL
	2013-2014	TOTAL	Hasta 25-mar-15	A partir de 26-mar-15	2015-2016	2016-2017		
Proporcionalidad del año 2, por conexión EGESA			73%	27%				
ENSA	263,586.64	263,177.77	199,176.43	64,001.34	237,624.06	239,293.48	1,003,681.94	
CATIVÁ	124,739.11	112,957.40	85,487.66	27,469.74	98,575.69	92,819.71	429,091.91	
BLM	401,459.20	363,541.07	275,132.71	88,408.36	317,255.09	298,730.10	1,380,985.45	
EGESA		22,733.58	-	22,733.58	81,579.88	76,816.31	181,129.77	
TOTAL	789,784.94	762,409.83	559,797.54	202,613.29	735,034.71	707,659.60	2,994,889.08	
IMP-Activos de Uso Compartido	789,784.94	762,409.83			735,034.71	707,659.60	2,994,889.08	

6. AJUSTE POR VIGENCIA EXTENDIDA

De acuerdo al Resuelto SEGUNDO de la Resolución AN No.6240-Elec, de 27 de junio de 2013, "...una vez se apruebe el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, para el período tarifario del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, éste será aplicado en forma retroactiva a la fecha de su vigencia".

El Resuelto TERCERO de la misma Resolución ORDENA "...que la diferencia que resulte entre la aplicación de la tarifa que registró del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017 y la facturada a los agentes hasta el 30 de noviembre de 2013, sea incluida en la factura del mes de enero de 2014".

Adicionalmente, mediante la Resolución AN No.7069-Elec, de 31 de enero de 2014, la aplicación del Pliego Tarifario, aprobado del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2013.

A continuación se presenta la facturación de julio a diciembre de 2013.

Cuadro No. 17.
IMPORTES FACTURADOS, SEGÚN CLIENTE
JULIO – DICIEMBRE DE 2013 (Balboas)

DETALLE	ENSA	CATIVÁ (ALTERNEGY)	TOTAL
TOTAL	111,883.98	66,745.38	178,629.36
Julio	18,647.33	11,124.23	29,771.56
Agosto	18,647.33	11,124.23	29,771.56
Septiembre	18,647.33	11,124.23	29,771.56
Octubre	18,647.33	11,124.23	29,771.56
Noviembre	18,647.33	11,124.23	29,771.56
Diciembre	18,647.33	11,124.23	29,771.56

En cumplimiento de lo normado el monto total facturado durante este semestre se deduce del cargo del primer año tarifario, para la presentación en el presente pliego tarifario.

7. RESUMEN DE IMP.

A continuación se presenta el Ingreso Máximo Permitido (IMP) Total, por los servicios de transmisión suministrados por la Subestación Bahía Las Minas, detallados según la clasificación de activos.

Cuadro No. 18.
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO TOTAL
POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN – BAHÍA LAS MINAS
SEGÚN AÑO TARIFARIO 1/JUL/2013 – 30/JUN/2017
(Balboas)

FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	TOTAL
TOTAL	986,579.56	952,473.42	918,511.80	884,323.68	3,741,888.46
IMP - ACTIVOS DE USO COMPARTIDO	789,784.94	762,409.83	735,034.71	707,659.60	2,994,889.08
IMP - ACTIVOS DEDICADOS A ENSA	126,438.65	122,052.15	117,665.65	113,279.15	479,435.59
IMP - ACTIVOS DEDICADOS A CATIVÁ	70,355.97	67,929.46	65,502.95	63,076.45	266,864.83
IMP - ACTIVOS DEDICADOS A EGESA	-	81.98	308.49	308.49	698.96
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	0.96200	0.89157	0.82629	0.76579	
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)	949,090.49	849,194.02	758,957.33	677,208.54	3,234,450.37

ANEXOS

- Anexo 1: Costos Unitarios para Subestaciones y Líneas de transmisión de 115 kV, Estudios Básicos - Tomo I- ANEXO I-6-, aprobados para el Plan de Expansión 2013, página 17 y 11, respectivamente.
- Anexo 2: Costos Unitarios aprobados para el Pliego Tarifario anterior.
- Anexo 3: Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Bahía Las Minas, según clasificación de activos.
- Anexo 4: Datos del Pliego Anterior (Valor Original Bruto y Valor Neto Inicial y Depreciaciones remuneradas).
- Anexo 5: Notas y correos electrónicos relacionados con la demanda máxima de ENSA y el proceso de revisión del Pliego Tarifario Propuesto.
- Anexo 6 Avalúo de terrenos del 2012.

ANEXO 1. COSTOS UNITARIOS PARA SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115 Kv APROBADOS PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN 2013.

ADICION LINEA 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro BL	Total Suministro BL
1	Autotransformador 115/230 KV	-	17,400	17,400
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	16,000	16,000
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	11,000	11,000
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,000	8,000
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	17,500	17,500
6	Transformadores 115/230 KV 3000/3000 MVA	-	3,000,000	3,000,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/115 KV y 3000/3000 MVA	-	3,000,000	3,000,000
8	Reactor de Inducción de Potencia para Transformadores	-	114,000	114,000
9	Reactor Inductor de 20 MVAR, 230 KV	-	1,400,000	1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	-	115,000	115,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	148,732	148,732
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	21,000	21,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	17,000	17,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	14,000
16	Pararrayos 192 KV	-	6,000	6,000
17	Pararrayos 96 KV	3	4,000	12,000
18	CT 230 KV	-	17,000	17,000
19	CT 115 KV	6	13,000	78,000
20	PT 230 KV	-	17,000	17,000
21	PT 115 KV	3	13,000	39,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 KV	-	35,870	35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 KV y 360 MVA	-	3,500,000	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 KV y 70 MVA	-	2,700,000	2,700,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 KV y 60 MVA	-	2,150,000	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4.16 KV y 24 MVA	-	810,000	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 KV	-	180,000	180,000
28	Banco de Capacitores 230 KV 30 MVAR	-	608,000	608,000
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	155,000	155,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,055	74,055
31	Interruptores 34.5 KV	-	35,000	35,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,000	8,000
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,000	11,000
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,500	9,500
35	Reactor Inductor de 20 MVAR, 34.5 KV	-	480,000	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,600	1,600
37	PT 34.5KV	-	7,000	7,000
38	CT 34.5 KV	-	6,920	6,920
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				238,450
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				238,450
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	11,922
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	28,614
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	119,225
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	166,915
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	35,767
44	Cables, conductores, ductos, etc	lote	25.00	59,613
SUB TOTAL SUMINISTRO				660,506
45	Montaje	lote	15.00	39,076
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	165,126
TOTAL COSTO BASE				924,708
47	Contingencias		5.00	46,235
48	Diseño		3.00	27,741
49	Ingeniería		4.00	36,988
50	Administración		4.00	36,988
51	Inspección		3.00	27,741
52	LOC		6.00	55,483
53	EIA		0.19	1,757
54	Terrenos	m2	0.0	
COSTO TOTAL				1,157,642

17

Estudios Básicos, Tomo 1, ANEXO 1-6, Costos Unitarios para S/E. Pág. 17

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.81	0.00	3.81	3.81
2. Conductores y accesorios	1.00		22.65	0.00	22.65	22.65
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.23	0.00	7.23	7.23
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.60	0.00	3.60	3.60
5. Torres y accesorios	1.00		52.01	0.00	52.01	52.01
Sub-Total Materiales				0.00	89.30	89.30
6. Fundaciones	1.00	0.26		23.24		23.24
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.85		0.85
8. Montaje	1.00	0.23		20.67		20.67
Total Costo Base				44.76	89.30	134.06
9. Contingencias	0.10			4.48	8.93	13.41
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.72		10.72
11. EIA Br/ * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.02		4.02
13. Inspección	0.03			4.02		4.02
14. Indemnización Br/ * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.04		8.04
COSTO TOTAL				93.55	98.23	191.78

ANEXO 2: COSTOS UNITARIOS APROBADOS PARA EL PLIEGO TARIFARIO ANTERIOR.

(Res No .3012, de 2009

ACTIVOS DE CONEXIÓN

Activos Conexión BLM	Subestación Ciclo Combinado	B/J	Subestación BLM 1	B/J
1 Interruptores de Potencia 115 kV	1 unidad(es)	126,827	2 unidad(es)	253,655
1a Interruptores de Potencia 115 kV				
2 Seccionadores Manuales 115 kV	1 unidad(es)	14,452	15 unidad(es)	216,786
3 Seccionadores Motonizados 115 kV	1 unidad(es)	16,726	0 unidad(es)	-
4 Transformadores capacitivos 115 kV	3 unidad(es)	26,710	17 unidad(es)	151,358
5 Estructuras Galvanizadas	4.55%	10,555	84.48%	212,482
6 Barras Primarias, Aisladores y Conectores	4.55%	3,846	84.48%	79,271
7 Cableado de Control y Protección	20.00%	22,664	80.00%	120,416
8 Malla de Tierra	14.71%	8,455	79.13%	52,868
9 Equipos de Protección	20.00%	29,194	66.67%	158,156
10 Sistema de Medición SMEC	0.00%	-	2 unidad(es)	298,366
11 Iluminación y otros equipos menores	4.55%	2,111	84.48%	46,988
12 Obras Civiles	4.55%	25,065	84.48%	424,352
13 Montaje	4.55%	12,031	84.48%	256,102
14 Ingeniería	4.55%	6,080	84.48%	125,572
Terrenos \$8/m2	4.55%	528	84.48%	71,479
Intereses durante Construcción (8%)	4.55%	8,115	84.48%	150,277

$$298,366.00 / 2 = 149,183.00$$

Se mantiene el uso del costo unitario del SMEC debido a que no se encuentra en los costos unitarios actualizados aprobados para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

ANEXO 3.1 VNR DE ACTIVOS DE USO COMPARTIDO

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
COSTOS DE SUBESTACIÓN						
BLM CC	102A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	102B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	102B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	102B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	112A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	112B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	112B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	112B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	11A102	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM CC	11A112	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM CC	11A122	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM CC	11A132	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	11A72	Interrupor de potencia ACA, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	11LA52	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	115-26B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	115-26L	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	11AB1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	115-26T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	PT/115-4 115-3	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	6	13,000	78,000
BLM 2	PAR	Pararrayo oxidado metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	6	4,000	24,000
BLM 44	11A82	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 44	82A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 44	82B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 44	PAR	Pararrayo oxidado metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	6	4,000	24,000
BLM 1	11A42	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 1	11A52	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	11L32	Interrupor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	115-3B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	115-3L	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL con seccionador de puesta a tierra	cu	1	11,000	11,000
BLM CC	122A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	122B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM2	115-3T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	14,452
BLM CC	132A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	132B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	42A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM T6	PT 115-20	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	6	13,000	78,000
BLM T6	PAR	Pararrayo oxidado metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	6	4,000	24,000
BLM 1	42B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000

/...

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
BLM 1	42B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	42B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	52A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	52B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	52B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM CC	CM-B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 1	PAR	Pararrayo oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	6	4,000	24,000
BLM CC	PAR	Pararrayo oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	9	4,000	36,000
BLM 1	PT /115-1 115-2	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	6	13,000	78,000
BLM CC	PT 115-26	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	3	13,000	39,000
BLM 1	PT DE SINCRONISMO (L/T 115-20)	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	1	13,000	13,000
BLM 2	11L42	Interruptor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
BLM 2	115-4B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	115-4L	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	115-4T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	11AB2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 2	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2	cu	3	149,183	447,549
BLM 1	PT DE SINCRONISMO (L/T 115-23)	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	1	13,000	13,000
BLM 2	115-20B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,000	11,000
BLM 1	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2	cu	2	149,183	298,366
BLM 1	PT 115-23	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	3	13,000	39,000
Subtotal 1						2,348,317
		Sistema malla a tierra	lote	5%		117,416
		Servicios Auxiliares	lote	12%		281,798
		Herrajes estructuras y soportes	lote	50%		1,174,159
		Equipo de protección y control	lote	70%		1,643,822
		Equipo de comunicaciones	lote	15%		352,248
		Cables, conductores, ductos	lote	25%		587,079
Subtotal 2						6,504,839
Subtotal 3						8,131,049
		Obras Civiles Generales	lote	25%		1,626,210
		Contingencias		5%		406,552
		Diseño		3%		243,931
		Ingeniería y Montaje		15%		1,219,657
		Administración		4%		325,242
		Inspección		5%		406,552
		Intereses durante construcción (IDC)		6%		487,863
		EIA		0.19%		15,449
		Terrenos	m2	35.00	11,339	396,852
Sub Total Subestación						11,633,149
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
BLM 2	L/T - 115-26	Línea de transmisión de 115 KV, que une la S/E BLM 1 y la S/E BLM 44 al Transformador T9, 0.25 km, contiene una sola torre de transmisión de un solo circuito. Conductor 636 ACSR.	cu	0.25	191,780	47,945
BLM 1	L/T - 115-20	Línea de transmisión de 115 KV, que une la S/E BLM 1 y la S/E BLM 2, al TAP de Cativá, 0.15 km, contiene dos torres de transmisión de un solo circuito. Conductor 636 ACSR.	cu	0.15	191,780	28,767
BLM 1	L/T - 115-23	Línea de transmisión de 115 KV, que une la S/E BLM 1 y la S/E BLM 44 al Transformador T8, 0.25 km, contiene una sola torre de transmisión de un solo circuito. Conductor 636 ACSR.	cu	0.25	191,780	47,945
Sub Total Líneas de transmisión						124,657
TOTAL ACTIVOS DE USO COMPARTIDO						11,757,806

ANEXO3.2 VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
BLM 1	32A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	22A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 44	11T8	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 44	11T9	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM1	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2	cu	2	149,183	298,366
BLM 44	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.3	cu	2	78,377	156,754
BLM 1	32B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
BLM 1	22B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
Subtotal 1						509,120
		Sistema malla a tierra	lote	5%		25,456
		Servicios Auxiliares	lote	12%		61,094
		Herrajes estructuras y soportes	lote	40%		203,648
		Equipo de protección y control	lote	30%		152,736
		Equipo de comunicaciones	lote	15%		76,368
		Cables, conductores, ductos	lote	5%		25,456
Subtotal 2						1,053,878
Subtotal 3						1,317,348
		Obras Civiles Generales	lote	25%		263,470
		Contingencias		5%		65,867
		Diseño		3%		39,520
		Ingeniería y Montaje		15%		197,602
		Administración		4%		52,694
		Inspección		5%		65,867
		Intereses durante construcción (IDC)		6%		79,041
		EIA		0.19%		2,503
		Terrenos	M2	1701	35	59,535
Total						1,879,978

Nota: Tabla total modificada con retiros de activos, según discrepancias emitidas por ENSA y correcciones de Operaciones/CELSIA.

ANEXO3.3 VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A CATIVÁ

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
CATIVÁ	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2	cu	1	149,183	149,183
CATIVÁ	11LA11	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL con seccionador de puesta a tierra	cu	1	11,000	11,000
CATIVÁ	11LA12	Interruptor de potencia SF6, 121 KV, 1200 A, 40 KA, 60 Hz, 550 KVBIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corriente incorporados en los bujes	cu	1	72,450	72,450
CATIVÁ	11T1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL con seccionador de puesta a tierra	cu	1	11,000	11,000
CATIVÁ	11T2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL con seccionador de puesta a tierra	cu	1	11,000	11,000
CATIVÁ	11NT1	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
CATIVÁ	11NT2	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
CATIVÁ	11NLA11	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	9,000	9,000
Subtotal 1						281,633
		Sistema malla a tierra	lote	5%		14,082
		Servicios Auxiliares	lote	12%		33,796
		Herrajes estructuras y soportes	lote	40%		112,653
		Equipo de protección y control	lote	30%		84,490
		Equipo de comunicaciones	lote	15%		42,245
		Cables, conductores, ductos	lote	5%		14,082
Subtotal 2						582,980
Subtotal 3						728,725
		Obras Civiles Generales	lote	25%		145,745
		Contingencias		5%		36,436
		Diseño		3%		21,862
		Ingeniería y Montaje		15%		109,309
		Administración		4%		29,149
		Inspección		5%		36,436
		Intereses durante construcción (IDC)		6%		43,724
		EIA		0.19%		1,385
		Terrenos	M2	1361	35.00	47,635
Total						1,054,661

ANEXO3.4 VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A EGESA

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Total
	1	Terrenos	M2	233	35.00	8,155
Total						8,155

Estos terrenos no estaban considerados en el pliego tarifario anterior.

El área ocupada para la instalación de los equipos de conexión de EGESA corresponde a parte del espacio de una planta de generación deshabilitada.

ANEXO4.1 VALOR ORIGINAL BRUTO Y VALOR NETO DEL INICIO DEL PERIODO ANTERIOR.

Tabla 3: Uso: Cálculo de Valor del Activo Fijo y Cargo		
Valor de Reemplazo de Activos de Conexión (ACTCTef)	\$	5,190,103.38
Rentabilidad Permitida (RRT)		10.71%
Depreciación (DEP%)		2.57%
$IPSPT_i = ADMTSP_i + OMTSP_i + ACTSI$ $ADMTSP_i = ACTSPTef_i * ADMT\%$ $OMTSP_i = ACTSPTef_i * OMT\%$		
Año		
Desde		
Hasta		30/Jun/2009
Elektra en S/E BLM		84.62
ETESA en S/E 1y2		158.52
Total en SE 1y2		243.14
3 ₁ %, %uso hacia ELEKTRA		34.80%
3 ₂ %, %uso hacia ETESA		65.20%
Valor Original	\$	13,823,161.84
Valor Original Neto Despreciado	\$	3,194,193.62
	ADMT%i	
Valor de los ingresos permitidos x.c. de adm.	ADMTSPi = ACTSPTefi * ADMT%i	

Anexo Resolución de la ASEP AN No. 3012 de 14 de octubre de 2009, página 6.

ANEXO4.2 DEPRECIACIÓN REMUNERA EN EL PERIODO ANTERIOR.

Por USO

Tabla 3: Uso: Cálculo de Valor del Activo Fijo y Cargo

Valor de Reemplazo de Activos de Conexión (ACTCTel) \$ 5.100.103,38 (48,81%)
 Rentabilidad Permida (RRT) 10,71%
 Depreciación (DEP%) 2,57%

$IPSPt = ADMSP + OMTSP + ACTSPt/DEP + ACTNSP/RRT$
 $ADMSP = ACTSPt * ADM\%$
 $OMTSP = ACTSPt * OMT\%$

Descripción	Unidad	2009	2010	2011	2012
Valor Original	\$	13.823.161,84	13.823.161,84	13.823.161,84	13.823.161,84
Valor Original menos Depreciado	\$	2.838.938,98	2.483.883,30	2.128.428,05	1.773.172,79
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	38.448,74	39.648,74	39.444,74	39.444,74
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	73.699,47	73.699,47	73.699,47	73.699,47
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	168.968,67	168.968,67	168.968,67	168.968,67
Activos Menos de Conexión	\$	142.518,77	124.509,47	106.100,16	82.690,16
Rehabilitación sobre los ACTNCT	\$	421.749,91	463.848,31	386.131,02	368.321,73
TOTAL INGRESO PERMITIDO POR USO	\$	147.716,95	142.252,81	136.274,82	130.053,61
Depreciación BLM	\$	274.632,68	261.687,50	249.656,48	238.278,12
Depreciación ELÉCTRA	\$	209.671,34	198.852,58	195.276,14	181.794,94
Depreciación ICS	\$	86.861,52	82.934,91	80.220,26	76.483,18

Anexo Resolución de la ASEP AN No. 3012 de 14 de octubre de 2009, página 12.

Por Conexión

Tabla 4: Conexión: Cálculo de Valor del Activo Fijo y Cargo

Valor de Reemplazo de Activos de Conexión (ACTCTel) \$ 5.898.052,00 (53,13%)
 Rentabilidad Permida (RRT) 10,71%
 Depreciación (DEP%) 2,57%

$IPCT = ADMCT + OMTCT + ACTCT/DEP + ACTNCT/RRT$
 $ADMCT = ACTCT * ADM\%$
 $OMTCT = ACTCT * OMT\%$

Descripción	Unidad	2009	2010	2011	2012
Valor Original	\$	13.823.161,84	13.823.161,84	13.823.161,84	13.823.161,84
Valor Original menos Depreciado	\$	2.838.938,98	2.483.883,30	2.128.428,05	1.773.172,79
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	44.825,20	44.825,20	44.825,20	44.825,20
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	83.752,34	83.752,34	83.752,34	83.752,34
Valor de los ingresos permitidos a la OSM	\$	7.352.866,60	7.352.866,60	7.352.866,60	7.352.866,60
Activos Menos de Conexión	\$	1.510.068,54	1.321.129,87	1.132.181,20	943.192,53
Rehabilitación sobre los ACTNCT	\$	161.731,55	141.493,01	121.254,46	101.015,92
TOTAL INGRESO PERMITIDO POR CONEXION	\$	479.277,76	459.039,21	430.830,67	418.962,12
Depreciación BLM	\$	294.325,30	277.592,00	265.697,64	247.842,31
Depreciación ELÉCTRA	\$	93.512,52	95.194,14	94.610,19	83.714,29
Depreciación ICS	\$	91.451,04	80.252,10	81.592,04	77.007,53

Anexo Resolución de la ASEP AN No. 3012 de 14 de octubre de 2009, página 15.

ANEXO 5.1 NOTA DE SOLICITUD DE DATOS EMITIDA POR BLM.

GDF SUEZ Energía Centroamérica



BLM-GC-036-2014

REF: Pronóstico de Demanda de ENSA para los años 2014-2017

29 de abril de 2014

Ingeniero
Jaime Lammie
Director de Mercado Eléctrico
ENSA
Ciudad

Estimado Ingeniero Lammie:

Bahía Las Minas Corp. está en proceso de elaboración del Informe de Pliego de Cargos relativo a los cargos por uso de las redes en las instalaciones de su propiedad para el periodo 1 julio de 2013 al 30 de junio de 2017, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AN-No.7075-Elec del 31 de enero de 2014.

Para la confección de estos cargos requerimos que ENSA nos suministre la proyección de la demanda para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 relativo a los puntos de interconexión de ENSA con las Subestaciones propiedad de Bahía las Minas Corp. (S/E BLM #1, #2 y S/E BLM44).

Atentamente,

René Rivera
Director Comercial a.L.

C.A.R.

ANEXO 5.2 NOTA DE REMISIÓN DE DATOS EN VIADA POR ENSA.



Grupo **epm**
Oficina 340-4622
Fax: 340-4783

OME-166-14
15 de mayo de 2014

Ingeniero
René Rivera
Director Comercial a.i.
GDF Suez
Ciudad

Estimado Ingeniero:

Acusamos de recibo su nota BLM-GC-036-2014 entregada en nuestras oficinas el 30 de abril de 2014, donde nos solicita se le suministre la proyección de la demanda para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 relativo a los puntos de interconexión de ENSA con las Subestaciones propiedad de su empresa (S/E BLM #1, #2 y S/E BLM 44).

A continuación adjuntamos cuadro con dicha información:

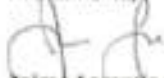
Proyección anual de la demanda (MW) relativo a puntos de interconexión entre ENSA y Bahía Las Minas Corp.

año	115-30	115-31	LM44T8	LM44T9	115-3B*
2014	52.08	52.08	9.25	6.17	40.20
2015	60.72	60.72	9.86	6.57	40.77
2016	63.41	63.41	10.50	7.00	41.34
2017	70.17	70.17	10.79	7.19	41.91

*No incluye demanda de CEMEX

Sin más por el momento.

Atentamente,


Jaime Lamnse
Director de Mercado Eléctrico

RECIBIDO 14 MAY 2014

SECTOR	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
1																											
2																											
3																											
4																											
5																											
6																											
7																											
8																											
9																											
10																											
11																											
12																											
13																											
14																											
15																											
16																											
17																											
18																											
19																											
20																											
21																											
22																											
23																											
24																											
25																											
26																											
27																											
28																											
29																											
30																											

RECIBIDO 14 MAY 2014

RECIBIDO 15-5-14

ANEXO 5.3 CORREO ELECTRÓNICO DE BLM, SOLICITANDO INCLUSIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DE CEMEX.

De: Quiroz, Edgardo [mailto:Edgardo.Quiroz@gdfsuezca.com]
Enviado el: lunes, 19 de mayo de 2014 9:32
Para: Lammie, Jaime; Robles, Moises
Asunto: RV: respuesta a nota BLM-GC-036-2014

<https://mail.google.com/mail/?ui=2&ik=61d174c0364ee=pl&q=Edgardo.Quiroz%40gdfsuezca.com&qs=truel&search=query&msg=1451a53aca1d8e2b6a1m1> ... 2/5

25/5/2014

Gmail - RV: respuesta a nota BLM-GC-036-2014

Buenos días Ing. Lammie /Moises de la proyección de demandas que nos remitieron. Requerimos, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se incluya en la proyección la demanda de CEMEX. Adjunto lo indicado por el Reglamento de Transmisión :

Artículo 4 Los Distribuidores representan a todos los clientes finales conectados a su red, con independencia de su participación en el Mercado Mayorista, en lo que respecta a sus derechos y obligaciones del Servicio de Transmisión. Los Cargos de Transmisión de los Distribuidores serán determinados con la demanda total retirada por el distribuidor en los puntos de interconexión, incluida la de los Grandes Clientes conectados a su red de distribución, estableciéndose en las normas de distribución la metodología que deberán emplear los distribuidores para la transferencia de esos cargos a los Grandes Clientes. En consecuencia respecto a los Cargos por el Servicio de Transmisión estos usuarios no son discriminados respecto de los correspondientes al distribuidor.

Quedo pendiente de sus comentarios.

Saludos,

Edgardo A. Quiroz R.

Oficial de Comercialización

Dirección Comercial

GDF SUEZ Energía Centroamérica, S.A.

ANEXO 5.4 CORREO ELECTRÓNICO DE ENSA, REMITIDO CON LA DEMANDA MÁXIMA, INCLUYENDO AL GRAN CLIENTE: CEMEX

De: Robles, Moises [mailto:Mrobles@ensa.com.pa]
Enviado el: martes, 20 de mayo de 2014 11:41
Para: Quiroz, Edgardo
CC: Cabrera, Samuel

<https://mail.google.com/mail/?ui=2&ik=61a17fa4d386&res=ot&as=Edgardo.Quiroz46qofu@ensa.com.pa&as=7ue6&search=query&msg=1481a63aca10e2b&sim=...> 1/6

28/5/2014

Gmail - RV: respuesta a nota BLM-GC-036-2014

Asunto: RE: respuesta a nota BLM-GC-036-2014

Buen día Edgardo:

Adjunto la información solicitada.

Proyección anual de la demanda (MW) relativo a puntos de interconexión entre ENSA y Bahía Las Minas Corp.

año	115-30	115-31	LM44T8	LM44T9	115-3B	CEMEX
2014	52.08	52.08	9.25	6.17	40.20	24.08
2015	60.72	60.72	9.86	6.57	40.77	24.08
2016	63.41	63.41	10.50	7.00	41.34	24.08
2017	70.17	70.17	10.79	7.19	41.91	24.08

Saludos.

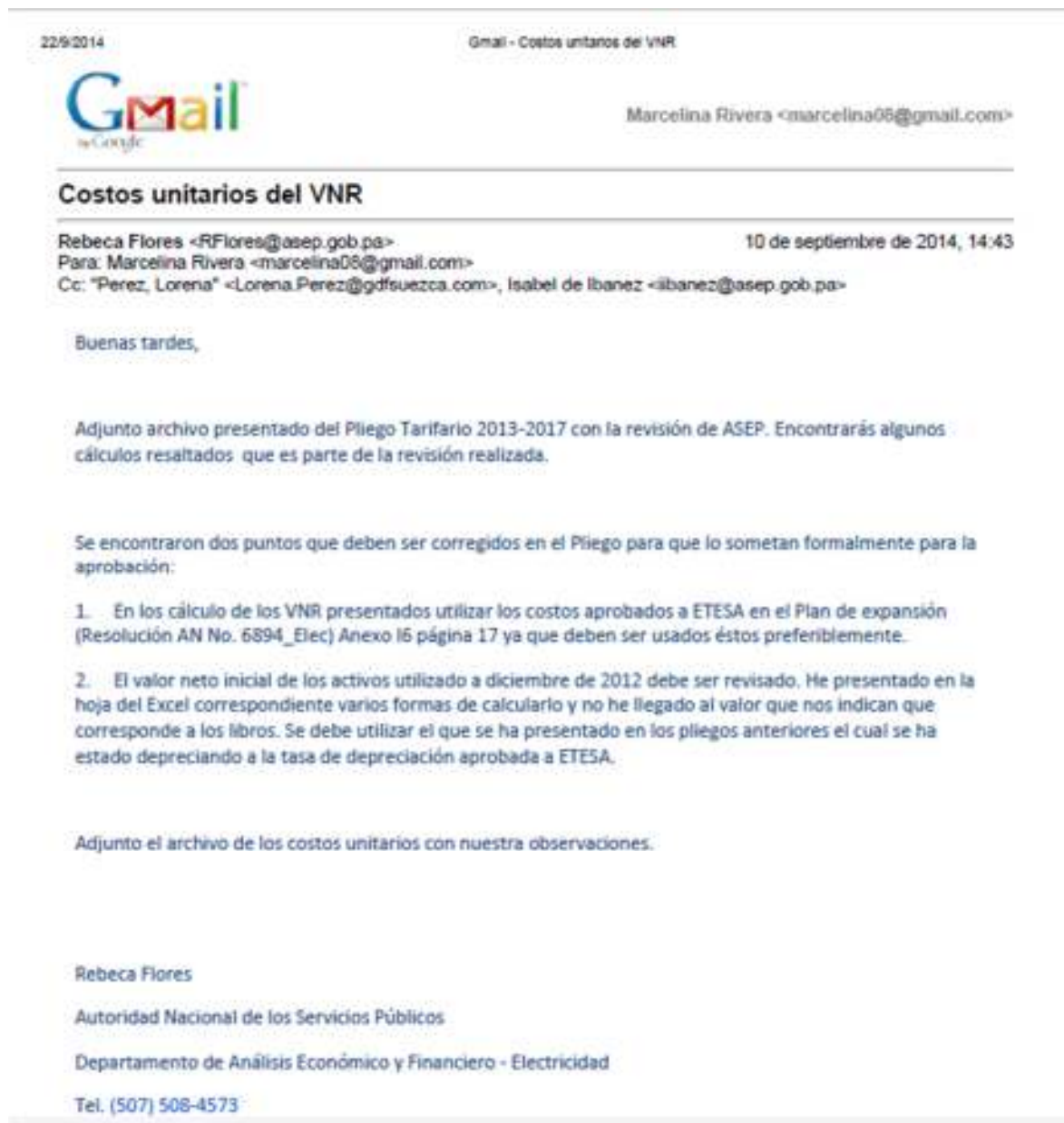


Compartiendo la energía

Moises Robles,
Coordinador de Tarifas
Dirección de Mercado Eléctrico
Tel: (507) 340-4653 www.ensa.com.pa
Corte del Este, Edificio Business Park, Piso 3

ANEXO 5.5 CORREO ELECTRÓNICO DE ASEP.

Con instrucciones sobre costos unitarios para VNR y Valor Neto de Activos a utilizar para los cálculos de la Base de Capital



ANEXO 5.6 NOTA DE ENSA No. DME-042-15, de 4 de febrero de 2015.

ENSA

Grupo-epm®

Tel 340-4622

REGISTRO DE CORRESPONDENCIA			
ACTIVO	A	1	2
11A22	✓	✓	✓
22B1			
21B1G	✓	✓	✓
11A32			
32B1	✓	✓	✓
31B1G			

FECHA: 6-2-15

DME-042-15
4 de febrero de 2015

Licenciado
Roberto Meana M.
Administrador General
Autoridad Nacional de Los Servicios Públicos
Ciudad

Licenciado Meana:

En atención a la de Nota BLM-DC-003-2015 recibida el 21 de enero de 2015, de la cual adjuntamos copia, donde CELSIA nos adjunta factura correspondiente a ajustes del año 2014 basados en el Pliego Tarifario de Transmisión por uso de la Subestación Bahía Las Minas para el periodo 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, el cual fue aprobado por ASEP, hemos procedido a revisar el cálculo de los cargos para este nuevo Pliego, dado que se da un incremento significativo respecto al Pliego anterior y a que el Pliego nuevo no fue comunicado a ENSA antes de su aprobación. Como resultado de la revisión se encontraron discrepancias respecto a la propiedad de los equipos y a la inclusión de equipos que no están en operación, a continuación las observaciones:

1. En el Anexo 3.2. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA, pagina 26 de 34, se incluyeron equipos que son propiedad de ENSA:

SE	ITEM	Descripción	Observación
BLM1	11A22	Interruptor de potencia SF6, 121 kV, 1200A	PROPIEDAD DE ENSA.
BLM1	22B1	Seccionador tripolar apertura vertical	PROPIEDAD DE ENSA. 11A23, operada por ENSA
BLM1	21B1G	Seccionador tripolar para puesta a tierra	PROPIEDAD DE ENSA. Cuchilla operada por ENSA
BLM1	11A32	Interruptor de potencia SF6, 121 kV, 1200A	PROPIEDAD DE ENSA.
BLM1	32B1	Seccionador tripolar apertura vertical	PROPIEDAD DE ENSA. 11A33, operada por ENSA
BLM1	31B1G	Seccionador tripolar para puesta a tierra	PROPIEDAD DE ENSA. Cuchilla operada por ENSA

Adjuntamos Diagrama unifilar con los límites de propiedad de cada empresa, utilizados en el Pliego julio 2009-Junio 2013, donde se marca dentro del recuadro

de S/E BLM #1 la propiedad de ELEKTRA y Diagrama unifilar de conexión de ENSA en BLM.

2. En el Anexo 3.2. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA, página 26 de 34, se incluyeron equipos que no están en operación:

SE	ITEM	Descripción	Observación
BLM44	PT	Transformador potencial Capacitivo 69000:115/69V	Los 6 PT's fueron deshabilitados luego del evento del 14-11-14

3. En el Anexo 3.1 VNR DE ACTIVOS DE USO COMPARTIDO, página 24 de 34, se incluyen equipos que no son utilizados por ENSA.

SE	ITEM	Descripción	Observación
BLM 44	PT 115-23	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69V con doble bobina secundaria independiente	En BLM44, no se cuenta con PT 115-23.
BLM2	PAR	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV76 MCOV	No se identifican para que líneas son estos pararrayos (indican 9 pararrayos), No se cuenta con pararrayos en la entrada de las líneas 115-26.
BLM1	PAR	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV76 MCOV	No se identifican para que líneas son estos pararrayos (indican 9 pararrayos), No se cuenta con pararrayos en la entrada de las líneas 115-23.

Los Activos listados en el punto 1 son propiedad de ENSA, y los activos del listado 2 y 3 no están en uso por lo que deben ser excluidos del cálculo de los cargos aplicables a ENSA.

Nuestra solicitud de que se excluyan los activos listados en los puntos 1, 2, 3 se basa en lo estipulado en el Reglamento de transmisión, referente a que el derecho a percibir remuneración es sobre los equipamientos propiedad del AGENTE que da el servicio y el uso que se le da a esos equipos tal como se establece en :

CAPITULO VIII.3: RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. EQUIPAMIENTO DE LOS USUARIOS. Artículo 176: Cuando un distribuidor esté conectado a un generador, a un cogenerador, a un autogenerador o Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el propietario de la red tendrá asignado un ingreso y se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a lo establecido

en el presente Reglamento. Este cargo al distribuidor será independiente y adicional del que le corresponda si es usuario del sistema de transmisión.

CAPITULO X.2: CARGO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES. Artículo 202 El procedimiento a seguir es el siguiente:

- a) Para efectos de identificar los equipamientos afectados éstos se determinarán de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan los equipos. Cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario "u" abonará una proporción (PROPu) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (I).

Igualmente recomendamos, para mayor claridad utilizar en los listados la nomenclatura de los equipos marcada en la Sub Estación.

Por lo anterior solicitamos la revisión del Pliego de Cargos, así como el ajuste de las facturaciones efectuadas con los cargos establecidos en el Pliego Tarifario de Transmisión por uso de la Subestación Bahía Las Minas para el periodo 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017.

Atentamente,


Jaime Lammie
Director de Mercado Eléctrico

C.: -Ing. **Mauricio Yepes Isaza**-Director Comercial-CELSIA
-Ing. **René Rivera**-Director Asuntos Regulatorios-CELSIA

ANEXO 5.7 NOTA DE CELSIA No. BLM-GG-003-15, de 12 de febrero de 2015.



BLM-GG-003-15

Referencia: Respuesta a nota DME-042-15

12 de febrero de 2015

ENSA 13/FEB/2015 9:40AM

Ingeniero
Jaime Lammie
Director de Mercado Eléctrico
ENSA

Estimado ingeniero Lammie:

Referente a los puntos planteados en su nota, queremos señalar lo siguiente:

1. En el Anexo 3.2 VNR de Activos dedicados a ENSA. Queremos aclarar que en el diagrama unifilar presentado en el pliego tarifario Julio 2009 – Junio 2013 no necesariamente se encuentran incluidos todos los activos propiedad de Bahía Las Minas, que son dedicados a ENSA. Fue esta la razón de la verificación para la actualización del pliego tarifario actual, Julio 2013 – Junio 2017. Para este Anexo 3.2, página 26 de 34 los equipos señalados en su nota son propiedad de ENSA y serán corregidos en el pliego tarifario.
2. En el Anexo 3.2 VNR de Activos dedicados a ENSA. Queremos aclarar que en la fecha que el pliego tarifario fue remitido a la ASEP, los equipos señalados (Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69V) estaban en operación. Es correcta la información que los mismos fueron deshabilitados luego del evento del 14-11-14. Por lo anterior, serán retirados del pliego tarifario actual.
3. En el Anexo 3.1 VNR de Activos de Uso Compartido. Queremos aclarar que para las tres Subestaciones, BLM 44, BLM2 y BLM1, el principio de uso compartido aplica porque estos equipos protegen tanto las instalaciones de ENSA como las instalaciones de BLM Corp. Es el caso de los pararrayos que están a la salida de las líneas 115-26 (BLM2) y 115-23 (BLM1) y el PT en la salida de la línea 115-23 (BLM1).

Los mismos están identificados así:

Para BLM1, tres (03) pararrayos en la salida de la línea 115-23 más tres (03) pararrayos de la barra de operación. Total seis (06).

Bahía Las Minas Corp.
Mazarino, Edificio Torres de las Américas,
Calle Punta Dorado y Punta Colorado, Urb. Punta Pacifica,
República de Panamá
tel. (507) 218 9900 - fax (507) 218 9915
www.celsia.com

Para BLM2, tres (03) pararrayos en la salida de la línea 115-26 más tres (03) pararrayos de la barra de operación. Total seis (06).

Para BLM1, uno (01) Transformador de potencial (PT) para sincronismo para cerrar el anillo entre las SEBLM1 y SEBLM2.

Atentamente,



Marcelo Alvarez Rios
Country Manager Panama y Costa Rica
Celsia Centroamérica, S.A.

c.p. Ing. Ivan Barria, Gerente General - ETESA
Licdo. Roberto Meana, Administrador General - ASEP
Ing. Mauricio Yepes Isaza, Director Comercial - Celsia
Ing. René Rivera, Director Asuntos Regulatorios - Celsia



ANEXO 5.8 NOTA DE ENSA No. DSAN-0685-15, de 10 de marzo de 2015.



Panamá, 10 de marzo de 2015
Nota No. DSAN-0685-15
 No. de referencia: 099716

Ingeniero
MAURICIO YEPES ISAZA
 Director Comercial
 CELSIA
 Ciudad

Ingeniero Yepes:

Corremos traslado de la Nota No. DME-042-15 de 4 de febrero de 2015 dirigida a la ASEP, mediante la cual la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. (ENSA) comunica que encontraron discrepancias respecto a la propiedad de los equipos y a la inclusión de otros que no están en operación, considerados en el Pliego Tarifario de Transmisión por uso de la Subestación Bahía Las Minas para el periodo tarifario del I de julio de 2013 al 30 de junio de 2017 que fue aprobado mediante la Resolución AN No. 8190-Elec de 22 de diciembre de 2014.

Al respecto, le solicitamos la revisión del listado de los equipos que ha señalado ENSA que deben ser excluidos del cálculo de los cargos. En el caso que corresponda corregir el listado y montos de los activos del pliego tarifario aprobado, Bahía Las Minas Corp. (CELSIA) deberá presentar un nuevo pliego tarifario para la aprobación de la ASEP.

Atentamente,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
 Administrador General



CELIA CORTEL C.: Ing. Jaime Lammie – Director de Mercado Eléctrico de ENSA

15 MAR 17 11:52 AM

028120 FOM/...

CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.					
DISTRIBUCIÓN DE CORRESPONDENCIA					
ITEM	A	I	SEÑAL	A	I
MMR		✓	AM		
TR		✓	AM		
RR		✓	DN		
NY	✓		GN		
LP	✓		NER		
EQ	✓		NM		
IMP			PV		
FIRMADO: <i>Jaime Lammie</i>					
FECHA: 17-3-15					
NOTA:					

Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdova
 Teléfono: 500-4500 • Fax: 500-4600 • Apartado 0616-01235, Panamá, Rep. Panamá • www.asep.gub.pa

ANEXO 5.9 NOTA DE ENSA No. DME-0686-15, de 13 de marzo de 2015.



Grupo **epm**

Oficina: 340-4622
Fax: 340-4785

DME-0686-15
13 de marzo de 2015

Señor
Marcelo Álvarez R.
Country Manager Panamá y Costa Rica
Celsia Centroamérica, S.A.
Ciudad

Estimado Ingeniero Álvarez:

En atención a los resultados de la revisión del Pliego Tarifario de BLM para julio 2013-Junio 2017 plasmados en la Nota BLM-GG-003-15, indicamos que estamos de acuerdo con las correcciones que se van a efectuar como sigue:

1. En el Anexo 3.2. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA, página 26 de 34, se van a excluir los equipos que son propiedad de ENSA.
2. En el Anexo 3.2. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA, página 26 de 34, se va a excluir los equipos que no están en operación.
3. En el Anexo 3.1 VNR DE ACTIVOS DE USO COMPARTIDO, página 24 de 34, se consideran para la Línea 115-23 y 115-26 seis (6) pararrayos para cada línea (3 en la salida y 3 en la barra), en lugar de los 9 indicados en el Pliego.

Respecto al PT 115-23 en BLM 44 reiteramos que en esa área no hay PT de sincronismo, por lo que se debe excluir el PT de BLM 44 que aparece en lista de activos. Por otro lado, solo como aclaración, ENSA no ha objetado el PT de sincronismo ubicado en BLM1 al que hace referencia en su nota.

Por lo anterior, esperamos que una vez se tenga la nueva versión del Pliego de Transmisión por uso de la Subestación Bahía Las Minas para el periodo 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, se efectúen los ajustes a las facturaciones efectuadas con los valores anteriores.

Atentamente,

ESTR. CENTROAMÉRICA
13 MAR 15
CIRCULAR
Jaime Lammie
Gerente General Encargado

DISTRIBUCIÓN DE CORRECCIONES BLM					
VALORES	A	T	NOBLES	A	T
AN/R		✓	BN		✓
773			AN/R		
PV			1/19		
MY	✓		BN		
EM			DM		
LP	✓		4/8		
ER	✓				
AR					
SECCION 3					
FECHA: 16-3-15					
NOTA:					

ANEXO 6 AVALÚO DE TERRENOS.

  **PANAMERICANA DE AVALÚOS, S.A.**
Fundada en 1982

Panamá, 21 de marzo de 2012

Señores
GDF SUEZ ENERGY CENTRAL AMERICA
Ciudad

ATENCIÓN: JUAN WONG
N/Ref.: PJGT43,111/2,012

Estimados señores:

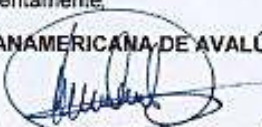
Adjunto el informe de Inspección y Avalúo realizado a un globo de terreno conformado por dos fincas independientes donde opera el Complejo de generación de energía eléctrica GDF Suez Energy Central America, correspondiente a la Finca 5587/ 6303, Tomo 869/ 1037, Folio 134/ 218, propiedad de **BAHÍA LAS MINAS, CORP.**, cuyo Valor de Mercado fue estimado en B/.5,149,400.00 y su Venta Rápida en B/.4,375,000.00, ubicado en la calle de acceso al puerto Bahías Las Minas (antigua Refinería Panamá, S.A.), aproximadamente a 2.5Km de la Vía Transistmica, Corregimiento de Cativá, Provincia de Colón.

Hacemos la observación que para obtener más copias del informe en referencia, lo invitamos a que visite nuestro portal o website www.panamericanadeavaluos.com y coloque el número de usuario y contraseña que a continuación presentamos. Esta información se mantendrá en nuestro portal por los próximos 30 días a partir de la fecha.

Usuario: _____
Contraseña: _____

Le agradecemos el habernos escogido y nos ponemos a su disposición para aclarar cualquier duda que puedan tener en cuanto al contenido del presente informe.

Atentamente,

PANAMERICANA DE AVALÚOS, S.A.

Arq. Eric O. Garrido Zúñiga, M.B.A.
Gerente General

yss/ar
Adj./ Lo indicado



Tels.: (507) 223-5585 / 269-1150 Fax: (507) 264-7472 • Apartado 0819-09385 Panamá, Rep. de Panamá
• www.panamericanadeavaluos.com



VALOR DE RECONSTRUCCIÓN (MÉTODO DE COSTO)

TERRENO (*)

147,126.6600m² a B/. 70.000/m² x 0.50 B/. 5,149,433.10

VALOR DE RECONSTRUCCIÓN

Menos Depreciación

VALOR NETO DE MEJORAS

BIENES ANEJOS

VALOR FÍSICO ACTUAL

B/. 5,149,433.10

(*) Hacemos la observación que el valor "ideal" del terreno ha sido estimado de acuerdo a las condiciones actuales del mercado, según el Método Comparativo con propiedades en venta en el mismo sector, de acuerdo a lo indicado en la Página No.3 del presente informe. No obstante, a este valor "ideal" le hemos aplicado un factor correctivo de 0.50, en virtud que el potencial de desarrollo del terreno en referencia está limitado por las mejoras sobre él construidas (planta termoelectrica), lo que implicaría una remoción de equipos muy especializados, así como el saneamiento del terreno y su infraestructura, situación que obviamente habría que considerar en la eventualidad que su uso o potencial de uso fuera distinto al actual. Por ello, resulta de particular importancia indicar, que de presentarse alguna consideración diferente a la indicada, obviamente tendría un impacto en los resultados obtenidos.

VALOR SOBRE LA RENTA (MÉTODO DE CAPITALIZACIÓN DE RENTA)

Entrada Bruta Mensual	B/.	0.00	
Entrada Bruta Anual	B/.	0.00	
Menos Gastos Aproximados	B/.	0.00	0.00%
Renta Neta Anual			B/. 0.00
Calculada al	0.00	% neto sobre la inversión	
VALOR SOBRE LA RENTA			B/. 0.00

VALOR ACTUAL (ESTIMADO) DEL MERCADO

B/. 5,149,400.00

GRAVÁMENES

La(s) fincas 5587/ 6303 (*) se encuentra(n) libre(s) de gravámen(es) No están hipotecada(s) Si
con Anticresis Si a favor de BG TRUST, INC.
por la suma de B/. 200,000,000.00 con fecha 26 nov, 2007
inscrita en el Rollo N/A Ficha 414562 Documento 1249008
(*) Junto con otras y con limitación de dominio.



\$ PANAMERICANA DE AVALÚOS, S.A.
Fundada en 1982