

ANEXO A

Resolución AN No. 13381 -Elec Panamá, 24 de *mayo* de 2019

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario por uso de redes de transmisión de la Subestación Bahía Las Minas propiedad de la empresa Bahía Las Minas, Corp., para el periodo tarifario comprendido del 1° de julio de 2017 al 30 de junio de 2021.”

7181



**PLIEGO TARIFARIO E INFORME METODOLÓGICO
POR SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN
SUMINISTRADOS POR LA SUBESTACIÓN
BAHÍA LAS MINAS
PERIODO: 01/jul/2017 – 30/jun/2021**

(Corregido con observaciones de abr/2019 de ASEP)

PANAMA, 4 DE ABRIL DE 2019

Reb

Contenido	Página
INTRODUCCIÓN.....	3
1. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS.....	3
2. MARCO LEGAL.....	4
3. METODOLOGIA.....	5
3.1. Generalidades.....	5
3.2. Formulación matemática.....	6
3.3. Parámetros establecidos por el Regulador.....	8
3.4. Clasificación de las Instalaciones.....	9
3.5. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	11
3.6. Inversiones 2017-2021.....	12
3.7. Base de Capital.....	14
4. CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.....	18
5. CÁLCULO DE PROPORCIONALIDAD.....	22
6. AJUSTE POR VIGENCIA EXTENDIDA.....	25
ANEXOS.....	30

INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene la revisión del 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 **Bahía Las Minas** y **CATIVÁ** y la barcaza **ESTRELLA DE MAR**, propiedad de **AES Panamá**.

Este Pliego Tarifario se establece en cumplimiento de la regulación del Sector Eléctrico de Panamá y corresponde al Pliego Tarifario, del periodo que inició el 1 de julio de 2017, culmina el 30 de junio de 2021.

1. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS.

A continuación se presentan los cargos por servicios de transmisión suministrados por la Subestación Bahía Las Minas, para el período tarifario del 01/jul/2017 al 30/jun/2021.

Cuadro No. 1.
**CARGOS ANUALES Y MENSUALES, POR TIPO DE ACTIVOS,
 PARA AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO
 (Balboas)**

DETALLE	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL PERIODO TARIFARIO
	jul/2017- jun/2018	jul/2018- jun/2019	jul/2019- jun/2020	jul/2020- jun/2021	
CARGOS PARA ENSA					
POR ACTIVOS DEDICADOS	91,412.97	86,194.05	85,528.44	85,388.20	348,523.66
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	129,983.23	123,663.42	119,250.57	122,305.05	495,202.27
TOTAL ANUAL	221,396.20	209,857.47	204,779.01	207,693.25	843,725.93
CARGOS MENSUAL (1)	18,449.68	17,488.12	17,064.92	17,307.77	
CARGOS PARA AES					
POR ACTIVOS DEDICADOS	351.93	351.93	351.93	351.93	1,407.72
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	64,570.12	60,524.55	60,307.94	59,539.98	244,942.59
TOTAL ANUAL	64,922.05	60,876.48	60,659.87	69,891.91	246,350.31
CARGOS MENSUAL (1)	5,410.17	5,073.04	5,054.99	4,990.99	
CARGOS PARA CATIVA					
CARGO ANUAL POR ACTIVOS COMPARTIDOS	78,022.22	73,133.83	72,872.09	71,944.15	295,972.29
CARGOS MENSUAL (1)	6,501.85	6,094.49	6,072.67	5,995.35	
TOTAL					
POR ACTIVOS DEDICADOS	91,764.90	86,545.98	85,880.37	85,740.13	349,931.38
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	272,575.57	257,321.80	252,430.60	253,789.18	1,036,117.15
TOTAL IMP	364,340.47	343,867.78	338,310.97	339,529.31	1,386,048.53

Los cargos presentados en el Cuadro No. 1 están en valores monetarios del año de referencia del estudio tarifario, en consecuencia, los cargos para los años tarifarios 2, 3 y 4 deben actualizarse con base en la variación del Índice de Precios al Consumidor¹ (IPC) y las incorporaciones de inversiones de reposición programadas, que efectivamente inicien operación comercial.

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 y modificado mediante las 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, AN No. 6957-elec de 26 de diciembre de 2013, AN No.7405-elec de 2 de junio de 2014 y AN No. 12112-elec de 09 de febrero de 2018.

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

¹ ASEP, Reglamento de Transmisión, Art.190.

² ASEP, Reglamento de Transmisión, Art. 200.

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

usuarios que necesiten, soliciten y cumplan con las normativas para conectarse a dichas instalaciones⁴.

Con base en la metodología general de cálculos tarifarios contenida en el Régimen Tarifario, los elementos principales, necesarios para los cálculos del ingreso permitido y de los cargos por servicios públicos de transmisión eléctrica, son los siguientes:

- 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.
 - Tasa de depreciación de activos aprobada para la empresa de transmisión eléctrica.
- Evolución de la Base de Capital Regulatoria (Activo bruto y Neto), considerando datos pliegos anteriores.
- Equipamiento de uso compartido y dedicado para uso de cada cliente.
- Valor Nuevo de Reemplazo de los activos.
- Capacidad instalada y/o demanda máxima prevista, para el periodo tarifario a calcular.
- Detalle de inversiones de expansión o de reposición realizadas durante el periodo anterior y previsto para el periodo tarifario a calcular.

3.2. Formulación matemática.

El procedimiento tarifario por el uso y conexión del sistema de transmisión desarrollado en el TITULO IX del Reglamento de Transmisión, se simplifica para obtener el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por el uso de la subestación Bahía Las Minas, considerando los siguientes elementos básicos:

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 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.

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

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 período 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 período tarifario, objeto de los cálculos.

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

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

Aefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes, 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, 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 a considerar en cada año calendario (i) corresponden a los existentes, utilizados para suministrar los servicios de transmisión.

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.12136-Elec de 21 de febrero de 2018.

Cuadro No. 2.

PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR EL REGULADOR

PARÁMETRO - TASAS	DENOMINACIÓN	VALOR
Rentabilidad	RRT%	7.76%
Remuneración de gastos de operación y mantenimiento	OMT% M*	2.43%
Remuneración de gastos de administración	ADMT%M*	0.93%
Depreciación	DEP%	3.50%

- Factor 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 en Resolución AN-No.12136_Elec, Anexo A, Pág.4 de 13, o AN No 12231-Anexo B, Punto 4, Página 27, son los siguientes.

Cuadro No. 3.

FACTORES DE DESCUENTO

AÑOS TARIFARIOS			
AÑO 1 Jul17/Jun18	AÑO 2 Jul18/Jun19	AÑO 3 Jul19/Jun20	AÑO 4 Jul20/Jun21
0.9633	0.8940	0.8296	0.7698

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..." **AES o ENSA** cuando las instalaciones son requeridas exclusivamente para la conexión de dichos agentes, con el sistema de transmisión.

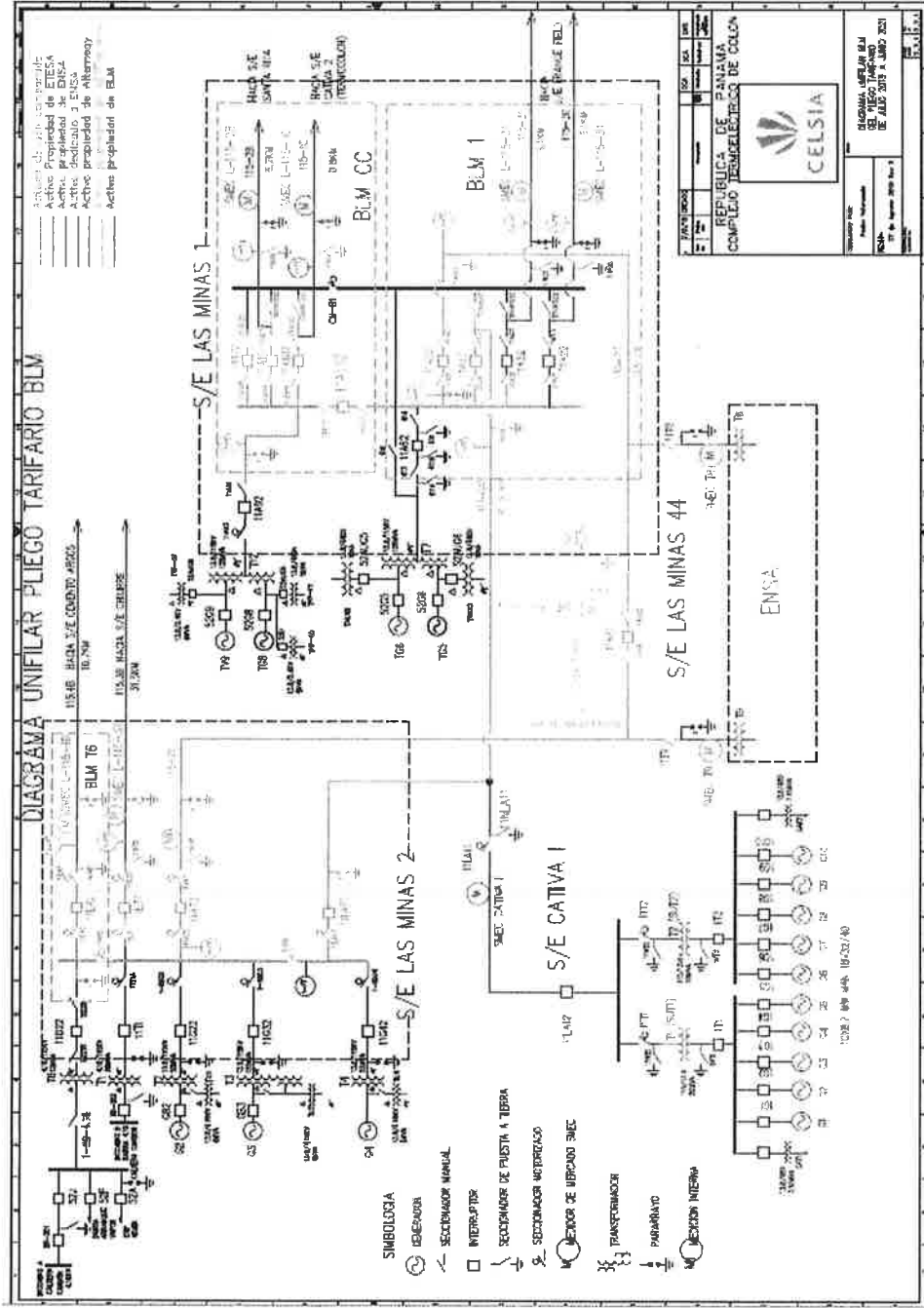
Por su parte, las instalaciones de la S/E Bahía Las Minas de "Uso Compartido" corresponden al resto de las instalaciones requeridas para las maniobras de transmisión, operación y mantenimiento del conjunto de usuarios que utilizan dichas instalaciones.

Igual que en los pliegos anteriores, a las instalaciones de uso dedicado a la central de generación de **Bahía Las Minas** no se les calcula cargos.

En este periodo tarifario se excluyen los cargos por "Activos Dedicados a **CATIVA**", debido a modificación de los límites de propiedad, según el contrato de conexión.

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

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



Feb

3.5. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El VNR se estimó con base en los costos unitarios contenidos en el Tomo I Estudios Básicos, para el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2021, correspondiente al año 2017, aprobado por la ASEP, mediante Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017. 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.	181,450
Pararrayo oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	4,400
Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	11,600
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	11,733
Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	17,539
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	74,065
Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2 (1)	149,183

(1) Se mantiene el valor utilizado en el Pliego Tarifario anterior, 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 mantiene 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 183 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 2017)

DETALLE	COMPARTIDO	ENSA	AES	TOTAL
Terrenos	396,849	59,535	8,155	464,539
Equipos	11,926,629	2,385,434		14,312,063
TOTAL	12,323,478	2,444,969	8,155	14,776,602

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

3.6. Inversiones 2017-2021.

Durante el año 2017 y los meses transcurridos del año 2018, hasta la fecha de los cálculos tarifarios (septiembre de 2018), se han realizados diversas inversiones de reposición. A continuación se presentan los detalles de estas inversiones, para su inclusión en la Base de Capital.

Estas inversiones se justifican por el deterioro de las instalaciones transferidas y la actualización tecnológica, necesaria e indispensable para extender la vida útil de la subestación.

Cuadro No. 6.
INVERSIONES DE REPOSICIÓN REALIZADAS
ENE/2017-NOV/2018
(Balboas)

DESCRIPCIÓN	ASOCIADO	USUARIO	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN	COSTO EQUIPO BASE (SIN ITBMS)	ITBMS	Cables y Conductores 25%	Ingeniería y Montaje 15%	TOTAL
Reemplazo de seccionadores 11T8	T8-BLM 44	ENSA	01/10/2017	7,490.00	524.30	2,003.58	1,202.15	11,220.02
Reemplazo de seccionadores 11T9	T9-BLM 44	ENSA	10/06/2018	7,490.00	524.30	2,003.58	1,202.15	11,220.02
Reemplazo de tres pararrayos BLM T6	Bara BLM T6	Compartido	02/03/2017	7,187.49	503.12	1,922.65	1,153.59	10,766.85
Reemplazo de ménsulas	Línea 115-20	Compartido	10/06/2018	48,760.00	3,413.20	13,043.30	7,825.98	73,042.48
Reemplazo 3 PT	Línea 115-4B	Compartido	03/08/2018	24,330.00	1,703.10	6,508.28	3,904.97	36,446.34
Reemplazo 1 PT (*)	Línea 115-20	Compartido	09/08/2018	11,354.00		2,838.50	1,703.10	15,895.60
Reemplazo 1 PT (*)	Barra 115	Compartido	10/11/2018	8,110.00		2,027.50	B/. 1,216.50	11,354.00
Reemplazo 3 PT (*)	Línea 115-26	Compartido	20/11/2018	24,330.00		6,082.50	B/. 3,649.50	34,062.00
TOTAL								204,007.31

Debido a que los Activos transferidos de la reestructuración del Sector Eléctrico no fueron detallados por equipamientos, para los presentes cálculos, los valores a retirar se

estimaron con base al monto de inversión actual, a los cuales se les aplicó un factor de ajuste, obtenido de la variación de Índice de Precios al Consumidor de series empalmadas, para el horizonte de cálculos. (Anexo 7). A continuación se presentan los montos de retiros de activos, asociados a las inversiones de reposiciones realizadas.

Cuadro No. 7.
RETIROS DE ACTIVOS POR INVERSIONES DE REPOSICIÓN
(Balboas)

DETALLE	COMPARTIDO	ENSA	TOTAL
REPOSICIONES 2017	10,767	11,220	21,987
REPOSICIONES 2018	170,800	11,220	182,020
FACTOR DE CONVERSIÓN (1)			
Factor conversión B/.2017	47%		
Factor conversión B/.2018	48%		
IMPORTE EQUIVALENTE DE RETIROS DE ACTIVOS BRUTOS			
Retiro 2017	5,091	5,306	10,397
Retiro 2018	82,596	5,426	88,022

(1) Corresponde a la variación del Índice de Precios al Consumidor año de retiro-año de inversión original (estimada 1967)

Para el resto del periodo tarifario se tienen programadas otras inversiones, las cuales, de acuerdo a las modificaciones del régimen tarifario, se deben incorporar a la base capital, en la siguiente actualización tarifaria, luego de su inicio de operación comercial.

A continuación se detallan las inversiones, hasta la fecha, identificadas y programadas para el resto del periodo tarifario.

Cuadro No. 8.
INVERSIONES DE REPOSICIÓN PROGRAMADAS
AÑO 2019

DESCRIPCIÓN	ASOCIADO	USUARIO	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN	COSTO (SIN ITBMS)	ITBMS	Cables y Conductores 25%	Ingeniería y Montaje 15%	TOTAL
Reemplazo Interruptor 11A102	Línea 115-1C	Compartido	29/07/2019					B/. 82,556.78

De acuerdo a las modificaciones metodológicas del Régimen Tarifario, esta inversión se incorporará a los cálculos de actualización tarifaria del año tarifario No.3, siempre y cuando se logre el inicio de su operación comercial, en la fecha programada.

3.7. Base de Capital

Para el análisis de la Base de Capital, se parte del "Valor Original Bruto" y del "Valor Neto" consignado en los cálculos tarifarios para el inicio del periodo anterior, y luego se resta la depreciación remunerada en el Pliego Anterior.

A continuación se presenta el detalle del Valor Bruto y del Valor Neto, al 31 de diciembre de 2012, extraído del pliego tarifario anterior.

Cuadro No. 9.
**VALOR ORIGINAL DEL EQUIPAMIENTO, SEGÚN USUARIOS,
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

Fuente: CELSIA, Pliego tarifario aprobado para el periodo 2013-2017.

Para el usuario AES, solo se considera el valor del terreno.

Cuadro No. 10.
ACTIVO DEDICADO A AES

DETALLE	VALOR CONTABLE	AREA (m2)	B./m2 (*)
Terrenos	1,004.23	233.00	4.31

(*) Costo del metro cuadrado, con base en valor contable de la finca.

FINCA 5587	DATOS	UNIDAD
AREA	67,789	m2
VALOR CONTABLE	291,908	B/.
VALOR PROMEDIO	4.31	B./m2

A continuación se presenta el detalle de las depreciaciones anuales remuneradas en el Ingreso Permitido del periodo tarifario anterior, para cada uno de los usuarios a considerar en los presentes cálculos: Instalaciones **Compartidas** e Instalaciones Dedicadas a **ENSA**.

Los activos dedicados a **AES** no presentan modificación, dado que corresponden a terrenos, los cuales no se deprecian.

Como se indicó anteriormente, para el presente pliego se excluyen los cargos por uso de activos dedicados a **CATIVA**, por consiguiente, no se presentan valores de los activos dedicados a dicha empresa.

Cuadro No. 11.
BASE DE CAPITAL DE LA SUBESTACIÓN BAHÍA LAS MINAS,
DEL PERIODO 2013-2016
(Balboas)

DETALLE	Activo Bruto al 1/ene	Depreciación 3.50%	Activo Bruto al 31/dic	Valor Neto
ACTIVOS COMPARTIDOS				
DATOS DEL PLIEGO ANTERIOR				
2012			11,250,664	1,601,996
2013	11,250,664	346,520	11,250,664	1,255,476
2014	11,250,664	346,520	11,250,664	908,955
2015	11,250,664	346,520	11,250,664	562,435
2016	11,250,664	346,520	11,250,664	215,915
ACTIVOS DEDICADOS A ENSA				
DATOS DEL PLIEGO ANTERIOR				
2012			1,802,770	256,699
2013	1,802,770	55,525	1,802,770	201,173
2014	1,802,770	55,525	1,802,770	145,648
2015	1,802,770	55,525	1,802,770	90,123
2016	1,802,770	55,525	1,802,770	34,597

Luego se le agregan las inversiones de reposición realizadas y se restan los retiros de activos descartados.

Al final del último año calendario del periodo tarifario anterior (dic/2016), los Activos transferidos en la reestructuración del Sector Eléctrico se han depreciado casi en su totalidad y el Valor Neto corresponde principalmente a las inversiones realizadas durante los años 2010 y 2011. Si se aplica la tasa de depreciación regulatoria al Valor Bruto Total, las inversiones recientes y las nuevas se depreciarían totalmente en el primer año de cálculo. En consecuencia, para los cálculos de las depreciaciones del periodo tarifario 2017-2021, es necesario separar estos montos.

Las inversiones del 2010 y 2011, se separan con base en la estructura de VNR.

Durante los años calendario el periodo tarifario 2013-2016, no se registraron inversiones.

Feb

En consecuencia, los valores de Activos Brutos y Netos, al 31/dic/2016 sólo se afectan por el descuento de la depreciación de los cuatro años calendario (2013-2016), a cada grupo, respectivamente.

Cuadro No. 12.
DESGLOSE DE ACTIVOS SEGÚN USUARIO
 (Balboas)

ACTIVOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Tasa de depreciación

3.50%

DETALLE	Estructura VNR 2013	VALOR BRUTO	Depreciación Acumula	VALOR NETO
TOTAL		14,050,684	12,049,989	2,000,695
COMPARTIDOS		11,250,664	9,648,668	1,601,996
ENSA		1,802,770	1,546,071	256,699
CATIVA		997,250	855,250	142,000
INVERSIONES 2010		222,172	15,552	206,620
COMPARTIDOS	80.07%	177,898	12,453	165,445
ENSA	12.83%	28,506	1,995	26,510
CATIVA	7.10%	15,769	1,104	14,665
INVERSIONES 2011		5,350	187	5,163
COMPARTIDOS	80.07%	4,284	150	4,134
ENSA	12.83%	686	24	662
CATIVA	7.10%	380	13	366
ACTIVOS TRANSFERIDOS		13,823,162	12,034,250	1,788,912
COMPARTIDOS		11,068,483	9,636,065	1,432,418
ENSA		1,773,578	1,544,052	229,526
CATIVA		981,101	854,133	126,968

A continuación se presenta el detalle del Activo Bruto y Neto, al 31/dic/2016, considerando la depreciación acumulada, de los cuatro años calendarios del periodo tarifario anterior, con desglose de activos y usuarios.

Feb

Cuadro No. 13.
DESGLOSE DE ACTIVOS SEGÚN USUARIO
 (Balboas)
ACTIVOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Tasa de depreciación 2013-2016

3.08%

DETALLE	VALOR BRUTO	Depreciación Acumulada	VALOR NETO
TOTAL	14,050,684	13,781,033	269,651
COMPARTIDOS	11,250,664	11,034,749	215,915
ENSA	1,802,770	1,768,173	34,597
CATIVA	997,250	978,111	19,138
INVERSIONES 2010	222,172	42,924	179,248
COMPARTIDOS	177,898	34,369.81	143,528
ENSA	28,506	5,507.31	22,998
CATIVA	15,769	3,046.51	12,722
INVERSIONES 2011	5,350	846	4,504
COMPARTIDOS	4,284	678	3,606
ENSA	686	109	578
CATIVA	380	60	320
ACTIVOS TRANSFERIDOS	13,823,162	13,737,263	85,899
COMPARTIDOS	11,068,483	10,999,702	68,781
ENSA	1,773,578	1,762,557	11,021
CATIVA	981,101	975,005	6,097

La evolución de activos, a partir de los datos al 31/dic/2016, se obtiene sumando las inversiones de reposición efectivamente realizadas, restando los retiros y la depreciación del periodo (años calendario 2017-2020).

Es importante resaltar que la depreciación remanente de los activos transferidos, se consigna en el primer año, reduciéndose a cero el valor neto de este grupo de activos.

En renglón separado se detalla la depreciación de las nuevas inversiones.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2018, se incorporan las inversiones realizadas durante el año 2017 y desde enero, hasta noviembre del año 2018, respectivamente.

Cuadro No. 14.
**EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 DE LA S/E BAHÍA LAS MINAS, SEGÚN USUARIO
 (Balboas)**

DETALLE	Activo Bruto al 1/ene	Inversión	Retiro	Depreciación 3.50%	Activo Bruto al 31/dic		TOTAL	Valor Neto
					Activos Transferidos	Inversiones		
ACTIVOS COMPARTIDOS								
DATOS DEL PLIEGO ANTERIOR								
2016	11,250,664			346,520	11,068,483	182,181	11,250,664	215,915
Transferidos	11,068,483				11,068,483			68,781
Inversiones 2010+2011	182,181					182,181		147,134
2017	11,250,664	10,767	5,091	75,157	11,063,391	192,948	11,256,339	140,758
Transferidos	11,068,483		5,091	68,781	11,063,391		11,063,391	0
Inversiones 2010+2011	182,181	10,767		6,376		192,948	192,948	140,758
2018	11,256,339	170,800	82,596	6,753	10,980,795	363,749	11,344,544	134,004
2019	11,344,544			12,731	10,980,795	363,749	11,344,544	121,273
2020	11,344,544			12,731	10,980,795	363,749	11,344,544	108,542
2021	11,344,544			12,731	10,980,795	363,749	11,344,544	95,811
ACTIVOS DEDICADOS A ENSA								
DATOS DEL PLIEGO ANTERIOR								
2016	1,802,770			55,525	1,773,578	29,192	1,802,770	34,597
Transferidos	1,773,578				1,773,578			11,021
Inversiones 2010+2011	29,192					29,192		23,576
2017	1,802,770	11,220	5,306	12,043	1,768,272	40,412	1,808,685	22,555
Transferidos	1,773,578		5,306	11,021	1,768,272		1,768,272	0
Inversiones 2010+2011	29,192	11,220		1,022		40,412	40,412	22,555
2018	1,808,685	11,220	5,426	1,414	1,762,847	51,632	1,814,479	21,140
2019	1,814,479			1,807	1,762,847	51,632	1,814,479	19,333
2020	1,814,479			1,807	1,762,847	51,632	1,814,479	17,526
2021	1,814,479			1,807	1,762,847	51,632	1,814,479	15,719

Como se señala en líneas anteriores, los activos dedicados a **AES** no presentan modificación, dado que corresponden a terrenos, los cuales no se deprecian.

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 de uso compartido
- Activos dedicados a ENSA
- Activos dedicados a AES.

De acuerdo a la metodología explicada por el regulador, en la Resolución AN No. 12112 de 9 de febrero de 2018, Página 6/13, los ingresos asociados a las inversiones que inician operación comercial durante un año tarifario, se agregan mediante un ajuste de incorporación parcial, para considerar la depreciación y la rentabilidad, por el periodo de operación comercial, desde su fecha de ingreso real, hasta el inicio de su remuneración en el IMP del año tarifario siguiente.

Para el presente modelo de cálculos de IMP simplificado, las nuevas inversiones se incorporan al 31/dic., del año en que inician su operación comercial, en consecuencia, el ajuste por incorporación parcial del activo, corresponde al periodo de tiempo desde su fecha de ingreso, hasta el 31 de diciembre del mismo año.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo 8.

Cuadro No. 15.
**AJUSTE DE IMP POR INCORPORACIÓN PARCIAL
 DE INVERSIONES DE REPOSICIÓN**
 (Balboas)

ACTIVOS DEDICADOS A:	AÑO	AÑO	TOTAL
	TARIFARIO 1	TARIFARIO 2	
	jul/2017-jun/2018	jul/2018-jun/2019	
ENSA	316	737	1,053
COMPARTIDOS	1,010	7,786	8,796
TOTAL	1,326	8,523	9,849

A continuación se presentan los detalles de cálculo del Ingreso Máximo, según usuario.

Rib

Cuadro No. 16.
**DETALLE DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
 PARA ACTIVOS DEDICADOS A ENSA
 (Balboas)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Total	1,802,770	1,808,685	1,814,479	1,814,479	1,814,479	1,814,479
Activo Bruto Transferido	1,773,578	1,768,272	1,762,847	1,762,847	1,762,847	1,762,847
Activo Bruto de Inversiones	29,192	40,412	51,632	51,632	51,632	51,632
Inversiones del año		11,220	11,220	-	-	-
Retiros del año		5,306	5,426	-	-	-
Valor Neto	34,597	22,555	21,140	19,333	17,526	15,719
Activo Neto Transferido	11,021	-	-	-	-	-
Activo Neto de Inversiones	23,576	22,555	21,140	19,333	17,526	15,719
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	2,444,969	2,444,969	2,444,969	2,444,969	2,444,969	2,444,969
INGRESO PERMITIDO	PARÁMETRO	96,879	85,316	85,599	85,458	85,318
Operación y Mantenimiento	2.43%	59,413	59,413	59,413	59,413	59,413
Administración	0.93%	22,738	22,738	22,738	22,738	22,738
Depreciación	3.50%	12,043	1,414	1,807	1,807	1,807
Activo transferido		11,021	-	-	-	-
Inversiones		1,022	1,414	1,807	1,807	1,807
Rentabilidad sobre Activos	7.76%	2,685	1,750	1,640	1,500	1,360

**CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO
 (Balboas de Dic 2016)**

Años calendario		2017	2018	2019	2020	2021
INGRESO ANUAL		96,879	85,316	85,599	85,458	85,318
INGRESO SEMESTRAL		48,439	42,658	42,799	42,729	42,659
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		jul/2017- jun/2018	jul/2018- jun/2019	jul/2019- jun/2020	jul/2020- jun/2021
INGRESO ANUAL	347,470.85		91,097	85,457	85,528	85,388
Ajuste por incorporación parcial			316	737		
TOTAL	348,523.66		91,413	86,194	85,528	85,388
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN (1)			0.9626	0.8933	0.8290	0.7693
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2017)	301,589.98		87,999	76,999	70,903	65,689

(1) Valores de la Res.AN-12136_Elec, Anexo A, Pág.4 de 13.

Cuadro No. 17.
**DETALLE DE CÁLCULOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
 PARA ACTIVOS DEDICADOS A AES
 (Balboas)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
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	352	352	352	352	352
Operación y Mantenimiento	2.43%	198	198	198	198	198
Administración	0.93%	76	76	76	76	76
Depreciación (No aplica a terrenos)	3.50%	-	-	-	-	-
Rentabilidad sobre Activos	7.76%	78	78	78	78	78

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

Años calendario	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INGRESO ANUAL		352	352	352	352	352
INGRESO SEMESTRAL		176	176	176	176	176
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		jul/2017- jun/2018	jul/2018- jun/2019	jul/2019- jun/2020	jul/2020- jun/2021
INGRESO ANUAL	1,407.74		351.93	351.93	351.93	351.93
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN (1)			0.96330	0.89400	0.82960	0.76980
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2017)	1,216.5		339	315	292	271

(1) Fuente: Res.AN-12136_Elec, Anexo A, Pág.4 de 13.

Cuadro No. 18.
**DETALLE DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
 PARA ACTIVOS DE USO COMPARTIDO
 (Balboas)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ACTIVOS RECONOCIDOS						
Valor Bruto Total	11,250,664	11,256,339	11,344,544	11,344,544	11,344,544	11,344,544
Activo Bruto Transferido	11,068,483	11,063,391	10,980,795	10,980,795	10,980,795	10,980,795
Activo Bruto de Inversiones	182,181	192,948	363,749	363,749	363,749	363,749
Inversiones del año		10,767	170,800	-	-	-
Retiros del año		5,091	82,596	-	-	-
Valor Neto	215,915	140,758	134,004	121,273	108,542	95,811
Activo Neto Transferido	68,781	-	-	-	-	-
Activo Neto de Inversiones	147,134	140,758	134,004	121,273	108,542	95,811
ACTIVOS EFICIENTES (VNR)	12,323,478	12,323,478	12,323,478	12,323,478	12,323,478	12,323,478
INGRESO PERMITIDO						
	PARÁMETROS	505,981	431,745	437,199	436,211	435,223
Operación y Mantenimiento	2.43%	299,461	299,461	299,461	299,461	299,461
Administración	0.93%	114,608	114,608	114,608	114,608	114,608
Depreciación	3.50%	75,157	6,753	12,731	12,731	12,731
Activo transferido		68,781	-	-	-	-
Inversiones		6,376	6,753	12,731	12,731	12,731
Rentabilidad sobre Activos	7.76%	16,755	10,923	10,399	9,411	8,423

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

Años calendario		2017	2018	2019	2020	2021
INGRESO ANUAL		505,981	431,745	437,199	436,211	435,223
INGRESO SEMESTRAL		252,990	215,872	218,599	218,105	217,611
AÑOS DEL PERIODO TARIFARIO	TOTAL		Jul/2017- Jun/2018	Jul/2018- Jun/2019	Jul/2019- Jun/2020	Jul/2020- Jun/2021
INGRESO ANUAL	1,775,756		468,863	434,472	436,705	435,717
Ajuste por incorporación parcial			1,010	7,786	-	-
TOTAL	1,784,553		469,873	442,258	436,705	435,717
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN (1)			0.96330	0.89400	0.82960	0.76980
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2017)	1,545,713		452,629	395,379	362,290	335,415

(1) Valores de la Res. AN-12136_Elec, Anexo A, Pág. 4 de 13.

5. CÁLCULO DE PROPORCIONALIDAD.

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

⁵ Reglamento de Transmisión, Art. 202.

Feb

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

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

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. 19.
PROPORCIONALIDADES, SEGÚN DEMANDA MÁXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA, SEGÚN USUARIO (MW)

DETALLE	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4
	jul/2017- jun/2018	jul/2018- jun/2019	jul/2019- jun/2020	jul/2020- jun/2021
Demanda máxima ENSA	144.94	147.11	142.37	147.90
Capacidad instalada CATIVÁ	87.00	87.00	87.00	87.00
Capacidad instalada BLM	220.00	220.00	220.00	220.00
Capacidad instalada AES	72.00	72.00	72.00	72.00
TOTAL	523.94	526.11	521.37	526.90
PROPORCIONALIDAD				
Uso asignado ENSA	28%	28%	27%	28%
Uso asignado CATIVÁ	17%	17%	17%	17%
Uso asignado BLM	42%	42%	42%	42%
Uso asignado AES	14%	14%	14%	14%

Las respectivas notas relacionadas con la solicitud y remisión de estos datos se presentan en el Anexo 5.

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

feb

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."

Cuadro No. 20.
DEMANDA MÁXIMA DETALLADA DE ENSA
(MW)

DETALLE	2017	2018	2019	2020
TOTAL	144.94	147.11	142.37	147.90
115-30	30.42	31.79	32.26	33.41
115-31	30.42	31.79	32.26	33.41
115-3B	44.45	45.45	38.89	39.45
LM44T8	12.69	11.71	12.26	13.92
LM44T9	7.75	7.16	7.49	8.50
CEMEX	19.21	19.21	19.21	19.21

Cuadro No. 21.
IMP POR ACTIVOS COMPARTIDOS DISTRIBUIDOS,
SEGÚN PROPORCIONALIDADES
(Balboas)

USUARIOS	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL
	jul/2017- jun/2018	jul/2018- jun/2019	jul/2019- jun/2020	jul/2020- jun/2021	
ENSA	129,983.23	123,663.42	119,250.57	122,305.05	495,202.27
AES	64,570.12	60,524.55	60,307.94	59,539.98	244,942.59
CATIVÁ	78,022.22	73,133.83	72,872.09	71,944.15	295,972.29
BLM	197,297.58	184,936.12	184,274.25	181,927.72	748,435.67
TOTAL	469,873.15	442,257.92	436,704.85	435,716.90	1,784,552.82

Los cargos por uso compartido correspondientes al uso proporcional de BLM y CATIVA se presentan para cumplimiento y transparencia de la metodología regulatoria aplicada.

Cuadro No. 22.
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO,
POR SERVICIOS SUMINISTRADOS POR LA SUBESTACIÓN BAHÍA LAS MINAS,
SEGÚN USUARIOS.
 (Balboas)

DETALLE	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL PERIODO TARIFARIO
	Jul/2017- Jun/2018	Jul/2018- Jun/2019	Jul/2019- Jun/2020	Jul/2020- Jun/2021	
CARGOS PARA ENSA					
POR ACTIVOS DEDICADOS	91,412.97	86,194.05	85,528.44	85,388.20	348,523.66
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	129,983.23	123,663.42	119,250.57	122,305.05	495,202.27
TOTAL ANUAL	221,396.20	209,857.47	204,779.01	207,693.25	843,725.93
CARGOS PARA AES					
POR ACTIVOS DEDICADOS	351.93	351.93	351.93	351.93	1,407.72
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	64,570.12	60,524.55	60,307.94	59,539.98	244,942.59
TOTAL ANUAL	64,922.05	60,876.48	60,659.87	59,891.91	246,350.31
CARGOS PARA CATIVÁ					
POR ACTIVOS DEDICADOS	-	-	-	-	-
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	78,022.22	73,133.83	72,872.09	71,944.15	295,972.29
CARGOS PARA BLM					
POR ACTIVOS DEDICADOS	-	-	-	-	-
POR ACTIVOS COMPARTIDOS	197,297.58	184,936.12	184,274.25	181,927.72	748,435.67
	681,638.05	528,803.90	522,585.22	521,457.03	2,134,484.20

6. AJUSTE POR VIGENCIA EXTENDIDA

De acuerdo al Resuelto CUARTO de la Resolución AN No.12306-Elec, de 20 de abril de 2018, "...para los meses que fueron facturados con el Pliego Tarifario del periodo Julio 2013-Junio 2017 tendrá que hacer el proceso de refacturación con el nuevo Pliego Tarifario aprobado para el periodo Julio 2017-Junio 2021, y establecer las diferencias que correspondan a cada agente del mercado eléctrico...".

Al respecto, la ASEP en la Resolución AN No.12136_Elec, del 21 de febrero de 2018, página. 51 e 54, señala lo siguiente:

ANALISIS DE ASEP

Reiteramos que el nuevo Pliego Tarifario aprobado tendrá efecto retroactivo a partir del 1º de julio de 2017, por lo que las diferencias que resulten entre lo facturado y lo que corresponda con el nuevo pliego tarifario, para cada agente del mercado, serán consideradas como un crédito o débito según corresponda para cada caso directamente a su cuenta.

A continuación se presenta el detalle de los meses que fueron facturados con *Pliego Tarifario del periodo Julio 2013-Junio 2017*.

Cuadro No. 23.
**IMPORTES FACTURADOS, SEGÚN CLIENTE
JULIO 2017– NOVIEMBRE 2018 (Balboas)**

DETALLE	ENSA	CATIVÁ	AES
jul-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
ago-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
sep-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
oct-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
nov-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
dic-17	29,839.39	13,194.02	6,527.33
ene-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
feb-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
mar-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
abr-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
may-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
jun-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
jul-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
ago-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
sep-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
oct-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
nov-18	29,839.39	13,194.02	6,527.33
TOTAL	507,269.70	224,298.26	110,964.61

La Resolución AN No.12306_Elec, del 20 de abril de 2018, en su resuelto CUARTO, numeral 3, indica que para realizar los ajustes por vigencia extendida se procederá a:

"Aplicar los ajustes de forma mensual y escalonada, iniciando en la facturación del mes de mayo de 2018, En cada facturación mensual deberá incluir el ajuste correspondiente a un (1) mes, y así

Feb

sucesivamente hasta concluir con la refacturación de los meses que fueron facturados con el pliego anterior".

De acuerdo a lo anterior, a continuación se presenta el detalle de las re-facturaciones, ajustando la fecha al caso de BLM, iniciando la re-facturación en noviembre de 2018.

Cuadro No. 24.
REFACTURACIÓN POR VIGENCIA EXTENDIDA
(Balboas)

DETALLE	Facturado cargo vigencia extendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo de vigencia extendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo	
ENSA						
jul-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	dic-18	17,488.12	6,098.41
ago-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	ene-19	17,488.12	6,098.41
sep-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	feb-19	17,488.12	6,098.41
oct-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	mar-19	17,488.12	6,098.41
nov-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	abr-19	17,488.12	6,098.41
dic-17	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	may-19	17,488.12	6,098.41
ene-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	jun-19	17,488.12	6,098.41
feb-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	jul-19	17,064.92	5,675.21
mar-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	ago-19	17,488.12	6,098.41
abr-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	sep-19	17,488.12	6,098.41
may-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	oct-19	17,064.92	5,675.21
jun-18	(29,839.39)	18,449.68	(11,389.71)	nov-19	17,064.92	5,675.21
jul-18	(29,839.39)	17,488.12	(12,351.27)	dic-19	17,064.92	4,713.65
ago-18	(29,839.39)	17,488.12	(12,351.27)	ene-20	17,064.92	4,713.65
sep-18	(29,839.39)	17,488.12	(12,351.27)	feb 20	17,064.92	4,713.65
oct-18	(29,839.39)	17,488.12	(12,351.27)	mar-20	17,064.92	4,713.65
nov-18	(29,839.39)	17,488.12	(12,351.27)	abr-20	17,064.92	4,713.65
TOTAL	(507,269.70)	308,836.81	(198,432.89)		293,912.44	95,479.55

DETALLE	Facturado cargo vigencia exgendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo de vigencia extendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo	
AES						
jul-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	dic-18	5,073.04	3,955.88
ago-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	ene-19	5,073.04	3,955.88
sep-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	feb-19	5,073.04	3,955.88
oct-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	mar-19	5,073.04	3,955.88
nov-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	abr-19	5,073.04	3,955.88
dic-17	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	may-19	5,073.04	3,955.88
ene-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	jun-19	5,073.04	3,955.88
feb-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	jul-19	5,054.99	3,937.83
mar-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	ago-19	5,054.99	3,937.83
abr-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	sep-19	5,054.99	3,937.83
may-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	oct-19	5,054.99	3,937.83
jun-18	(6,527.33)	5,410.17	(1,117.16)	nov-19	5,054.99	3,937.83
jul-18	(6,527.33)	5,073.04	(1,454.29)	dic-19	5,054.99	3,600.70
ago-18	(6,527.33)	5,073.04	(1,454.29)	ene-20	5,054.99	3,600.70
sep-18	(6,527.33)	5,073.04	(1,454.29)	feb-20	5,054.99	3,600.70
oct-18	(6,527.33)	5,073.04	(1,454.29)	mar-20	5,054.99	3,600.70
nov-18	(6,527.33)	5,073.04	(1,454.29)	abr-20	5,054.99	3,600.70
TOTAL	(110,964.61)	90,287.25	(20,677.36)		86,061.17	65,383.81

DETALLE	Facturado cargo vigencia exgendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo de vigencia extendida	Cargo - Pliego 2017-21	Saldo
CATIVA					
jul-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	dic-18	6,094.49 (597.68)
ago-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	ene-19	6,094.49 (597.68)
sep-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	feb-19	6,094.49 (597.68)
oct-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	mar-19	6,094.49 (597.68)
nov-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	abr-19	6,094.49 (597.68)
dic-17	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	may-19	6,094.49 (597.68)
ene-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	jun-19	6,094.49 (597.68)
feb-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	jul-19	6,072.67 (619.49)
mar-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	ago-19	6,072.67 (619.49)
abr-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	sep-19	6,072.67 (619.49)
may-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	oct-19	6,072.67 (619.49)
jun-18	(13,194.02)	6,501.85	(6,692.16)	nov-19	6,072.67 (619.49)
jul-18	(13,194.02)	6,094.49	(7,099.53)	dic-19	6,072.67 (1,026.86)
ago-18	(13,194.02)	6,094.49	(7,099.53)	ene-20	6,072.67 (1,026.86)
sep-18	(13,194.02)	6,094.49	(7,099.53)	feb-20	6,072.67 (1,026.86)
oct-18	(13,194.02)	6,094.49	(7,099.53)	mar-20	6,072.67 (1,026.86)
nov-18	(13,194.02)	6,094.49	(7,099.53)	abr-20	6,072.67 (1,026.86)
TOTAL	(224,298.26)	108,494.65	(115,803.61)		103,388.14 (12,415.46)

Los cargos mensuales de los años tarifarios 2 y 3, del periodo tarifario 2017-2021 están pendientes de actualización.

ANEXOS

- Anexo 1: Costos Unitarios para Subestaciones y Líneas de transmisión de 115 kV, Estudios Básicos, aprobados para el Plan de Expansión 2017.
- Anexo 2: Costos Unitarios aprobados para el Pliego Tarifario 2009-2012. (Resolución No .3012, de 2009).
- Anexo 3: Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Bahía Las Minas, según clasificación de activos.
- Anexo 4: Evolución de la Base de Capital 2008-2012, según remuneraciones del periodo tarifario 2009-2013.
- Anexo 5: Notas relacionados con la demanda máxima de ENSA y capacidad instalada de AES.
- Anexo 6 Avalúo de terrenos del 2016.
- Anexo 7 Índice de Precios al Consumidor empalmado 1965-2018.
- Anexo 8 Ajuste por incorporación parcial

ANEXO 1. COSTOS UNITARIOS PARA SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115 Kv APROBADOS PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN 2017.

S/E			
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro	B/.
1	Interruptores 115 KV		65,250
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV		19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV		17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV		8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV		11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA		2,000,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA		3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores		218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 KV		1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor		50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar		162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar		164,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV		24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV		20,760
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV		14,000
16	Pararrayos 192 KV		6,500
17	Pararrayos 96 KV		4,400
18	CT 230 KV		19,000
19	CT 115 KV		11,000
20	PT 230 KV		14,000
21	PT 115 KV		11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 KV		35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA		3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA		2,700,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA		2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4.16 KV, y 24 MVA		810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV		160,000
28	Banco de Capacitores 230 KV 30 MVAR		300,000
29	Banco de Capacitores 115 KV 20 MVAR		200,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorpora		74,065
31	Interruptores 34.5 KV		50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV		7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV		14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV		9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 KV		480,000
36	Pararrayos 34.5 KV		1,468
37	PT 34.5KV		6,775
38	CT 34.5 KV		6,900

Tabla 65: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

Detalle	Torres para Circuito Simple o Doble		Circuito Simple con 1 torres y 2 puestas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
Montaje	22%	28%	26%	36%
Obras Civiles	28%	26%	32%	24%

Tabla E2: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla E3: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas €/km (Miles)	
Líneas	Plan 2017
115 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	261.52
Circuito Simple Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	225.66
Circuito Simple Cond. 636 ACSR	181.45
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	287.88
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	285.39
Circuito Simple Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	221.75
Circuito Simple Cond. 750 ACAR	189.96
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	343.30
Circuito Simple Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	295.89
Circuito Simple Cond. 1200 ACAR	228.16
Doble Circuito Cond. 2 x 1200 ACAR	646.81
Repotenciación 230 KV Circ. Simple	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

Tabla E4: Costo Unitario de las líneas de transmisión

ANEXO 2. COSTOS UNITARIOS APROBADOS PARA PLIEGO TARIFARIO 2009-2012.

(Res No .3012, de 2009)

ACTIVOS DE CONEXIÓN

Activos Conexión BLM	Subestación Cido Combinado		Subestación BLM 1	
		B/J		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 Motorizados 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	79.43%	52,868
9 Enchufes 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%	25,085	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.

Reb

ANEXO 3.1. VNR DE ACTIVOS DE USO COMPARTIDO

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
CÓSTOS DE SUBESTACIÓN						
BLM CC	102A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	102B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	102B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	102B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	112A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	112B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	112B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	112B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	11A102	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	74,065	74,065
BLM CC	11A112	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	74,065	74,065
BLM CC	11A122	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	74,065	74,065
BLM CC	11A132	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	74,065	74,065
BLM 2	11A72	Interruptor 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	74,065	74,065
BLM 2	11LA52	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	74,065	74,065
BLM 2	115-20B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	115-20L	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	11A1B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	115-20T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	PT/115-4 115-3	Transformador de potencial capacitivo 69000.115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	6	11,600	69,600
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	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	74,065	74,065
BLM 44	82A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 44	82B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
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	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	74,065	74,065
BLM 1	11A52	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	74,065	74,065
BLM 2	11L32	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	74,065	74,065
BLM 2	115-3B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
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	17,539	17,539
BLM CC	122A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	122B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 2	115-3T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	14,452
BLM CC	132A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	132B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 1	42A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM T6	PT 115-20	Transformador de potencial capacitivo 69000.115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	6	11,600	69,600
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	11,733	11,733
BLM 1	42B2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 1	42B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 1	52A	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 1	52B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM 1	52B3	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
BLM CC	CM-B1	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 1	PAR	Pararrayo oxidado metálico tipo estación con contador de descarga 96 KV 76 MCOV	cu	6	4,000	24,000
BLM 44	PAR	Pararrayo oxidado 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	11,600	69,600

...

Feb

SE	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
BLM CC	PT 115-26	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	3	11,600	34,800
BLM 1	PT DE SINCRONISMO (LT 115-20)	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	1	11,600	11,600
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	74,065	74,065
BLM 2	115-4B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	115-4L	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	115-4T	Seccionador tripolar para puesta a tierra, apertura vertical 115 KV, 600 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	11AB2	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
BLM 2	SMEC	Sistema de medición tarifario (SMEC), clase 0.2	cu	3	149,183	447,549
BLM 1	PT DE SINCRONISMO (LT 115-23)	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V con doble bobina secundaria independiente	cu	1	11,600	11,600
BLM 2	115-20B	Seccionador tripolar apertura vertical de operación motorizado 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	17,539	17,539
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	11,600	34,800
Subtotal 1						2,467,943
		Sistema malta a tierra	lote	5%		123,397
		Servicios Auxiliares	lote	12%		296,153
		Herrajes estructuras y soportes	lote	50%		1,233,972
		Equipo de protección y control	lote	70%		1,727,560
		Equipo de comunicaciones	lote	15%		370,192
		Cables, conductores, ductos	lote	25%		616,986
Subtotal 2						6,836,203
Subtotal 3						8,545,254
		Obras Civiles Generales	lote	25%		1,709,051
		Contingencias		5%		427,263
		Diseño		3%		256,358
		Ingeniería y Montaje		15%		1,281,788
		Administración		4%		341,810
		Inspección		5%		427,263
		Intereses durante construcción (IDC)		6%		512,715
		EIA		0.19%		16,236
		Terrenos	m2	35.00	11,339	396,849
Sub Total Subestación						12,205,536
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
BLM 2	LT - 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	181,450	45,363
BLM 1	LT - 115-20	Línea de transmisión de 115 KV, que une la S/E BLM 1 y la S/E BLM 2, al TAP de Cativó, 0.15 km, contiene dos torres de transmisión de un solo circuito, Conductor 636 ACSR	cu	0.15	181,450	27,218
BLM 1	LT - 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	181,450	45,363
Sub Total Líneas de transmisión						117,943
TOTAL ACTIVOS DE USO COMPARTIDO						12,323,479

ANEXO 3.2. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A ENSA

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	Precio Unitario USD	Costo total de equipos
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Sistema de medición tarifario (SMEC) L115-30/L115-31	cu	2	149,183	298,366
Sistema de medición tarifario (SMEC) T8/T9	cu	2	149,183	298,366
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 KV, 1200 A, 61 KA, 550 KVBIL	cu	1	11,733	11,733
Subtotal 1				667,130
Sistema malla a tierra	lote	5%		33,357
Servicios Auxiliares	lote	12%		80,056
Herrajes estructuras y soportes	lote	40%		266,852
Equipo de protección y control	lote	30%		200,139
Equipo de comunicaciones	lote	15%		100,070
Cables, conductores, ductos	lote	5%		33,357
Subtotal 2				1,380,959
Subtotal 3				1,726,199
Obras Civiles Generales	lote	25%		345,240
Contingencias		5%		86,310
Diseño		3%		51,786
Ingeniería y Montaje		15%		258,930
Administración		4%		69,048
Inspección		5%		86,310
Intereses durante construcción (IDC)		6%		103,572
EIA		0.19%		3,280
Terrenos	M2	1701	35	59,535
Total				2,444,969

ANEXO 3.3. VNR DE ACTIVOS DEDICADOS A AES

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 inicial.

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

ANEXO 4.1. EVOLUCIÓN DE LA BASE DE CAPITAL 2008-2012

Base de capital inicial

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

Valor de Reemplazo de Activos de Conexión (ACTCTen)	\$	5,100,103.30
Rentabilidad Permida (RRT)		10.71%
Depreciación (DEP%)		2.57%

$$\begin{aligned}
 \text{IFSP} &= \text{ADM} + \text{OMT} + \text{ACTS} \\
 \text{ADM} &= \text{ACTSPT} * \text{ADM}\% \\
 \text{OMT} &= \text{ACTSPT} * \text{OMT}\%
 \end{aligned}$$

Desde	Hasta	Año
		30/Jun/2008
		84.62
		158.52
		243.14
S ₁ , %uso hacia ELEKTRA		34.80%
S ₂ , %uso hacia EYESA		65.20%
Valor Original	\$	13,623,161.84
Valor Original Neto Despreciado	\$	3,194,183.62
		ADM%
Valor de los ingresos permitidos x c. de adm.		ADM + OMT = ACTSPT * ADM%

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

Feb

ANEXO 5.1 NOTA DE ENSA No. VI-224-2018, de 6 de julio de 2018.

Panamá, 6 de julio de 2018.
VI-224-2018

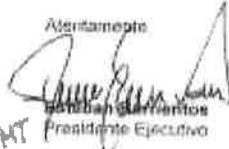
Licenciado
Luis Carlos Sandoval
Superior de Proyectos y Mercados Eléctricos
Bahía Las Minas Corp.
Ciudad de Panamá

Estimado Licenciado Sandoval:

En atención a la nota BLM-CME-024-2018 a través de la cual solicita información necesaria para la elaboración del Informe de Fiebre de Cargas relativo a los cargos por uso de redes en las instalaciones de su propiedad para el periodo 1 de julio del 2017 al 30 de junio 2021, tenemos a bien hacer entrega de la información solicitada.

Las proyecciones de demanda de los puntos de interconexión de ENSA con las subestaciones propiedad de Bahía Las Minas Corp., incluyendo CEMEX, para los años 2018-2021 son las siguientes:

Demanda Máxima Coincidente (MW)				
Punto de Interconexión	2018	2019	2020	2021
115-30	30.42	31.79	32.26	33.41
115-31	30.43	31.79	32.26	33.40
115-38	44.45	45.45	38.89	38.49
BLM T8	12.89	11.73	12.26	13.92
BLM T9	7.75	7.18	7.48	8.50
CEMEX	19.21	19.21	19.21	19.21

Agradecemos

Luis Carlos Sandoval
Presidente Ejecutivo

SECTORA DE SERVICIOS

SECTORA DE SERVICIOS

SECTORA DE SERVICIOS

www.ensap.com.pa | @ENSA Panama | ENSA Panama | 2018-2021



Feb

ANEXO 5.2 NOTA DE AES No. AES-DC-113-2018, de 1 de junio de 2018.



AES-DC-113-18
Panamá, 01 de junio de 2018

COMISIÓN DE
Asesoría y
Asesoría
Asesoría
Asesoría
Asesoría
Asesoría
Asesoría
Asesoría

LC
Luis Carlos Sandoval
Socorro de Proyectos y Mercados Eléctricos
Bañig Las Minas, Corp.
Ciudad


Asunto: Respuesta a nota BLM-CME-025-2018

Estimado Lic. Sandoval:

En atención a su nota BLM-CME-025-2018 recibida en nuestra oficina el 28 de mayo de 2018, tenemos a bien informarle que la capacidad instalada de la planta Estrella de Mar es de 72MW.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Cordial saludo,


Miguel Bolinaga Serfaty
Presidente - AES PANAMA, S.R.L.

RECIBIDA
2018 JUN 1 11:04

RECIBIDA POR

felis

ANEXO 6. AVALÚO DE TERRENOS.

VALOR DE RECONSTRUCCIÓN (MÉTODO DE COSTO)			
TERRENO (*)			
	147,128.6600m ² a B/	70.000/m ² 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 termoeléctrica), 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 gravámenes) 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.




ANEXO 7. INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EMPALMADO 1965-2018.

AÑO	BASE 2018
1964	
1965	50.9
1966	51.0
1967	51.6
1968	52.5
1969	53.6
1970	55.1
1971	56.1
1972	58.1
1973	58.9
1974	64.4
1975	58.1
1976	57.3
1977	57.6
1978	57.4
1979	59.5
1980	62.7
1981	59.1
1982	57.4
1983	56.3
1984	56.0
1985	55.7
1986	55.1
1987	55.6
1988	55.3
1989	55.0
1990	55.7
1991	56.4
1992	57.0
1993	57.9
1994	58.2
1995	58.4
1996	59.6
1997	60.3
1998	60.7
1999	61.4
2000	62.4
2001	62.5
2002	63.2
2003	64.1
2004	64.3
2005	66.2
2006	67.8
2007	70.7
2008	76.8
2009	78.7
2010	82.7
2011	86.2
2012	91.1
2013	94.8
2014	97.3
2015	97.4
2016	98.1
2017	98.9
2018	100.0

0.47 <--Variación 1967-2017

0.48 <--Variación 1967-2018

Feb

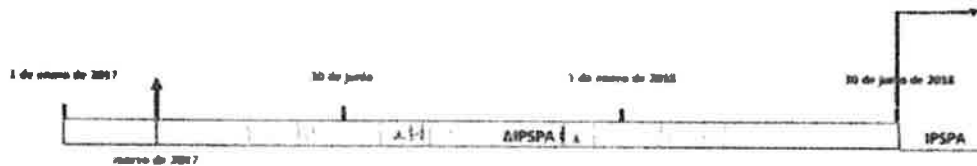
ANEXO 8. AJUSTE POR INCORPORACIÓN PARCIAL.

Debido a que en modelo simplificado de cálculos de IMP, las nuevas inversiones se incorporan al 31/dic del año en que inician su operación comercial, se requiere un ajuste por incorporación parcial del activo, para incorporar el ingreso permitido por el periodo de tiempo entre su fecha de ingreso y el 31 de diciembre del año correspondiente.

Este ajuste se fundamenta en la aclaración metodológica desarrollada por la ASEP, en la página 7 de 13, de la Resolución AN No. 12112 de 9 de febrero de 2018. En la cual señala lo siguiente:

Como puede observarse en los diagramas presentados, en los términos IPSPA se calcula el ingreso permitido para cada año tarifario, correspondiente a los activos que se van incorporando entre el 1 de enero del último año tarifario del periodo anterior y el 31 de diciembre de cada año, y en cuanto a los términos deltas (Δ IPSPA), se incluye la parte del ingreso permitido que cubre los costos de las inversiones por el periodo de tiempo entre su fecha de ingreso y el 30 de junio del año tarifario anterior, que no se considera en el término IPSPA.

Por ejemplo, en caso de que una inversión inicie operación en el mes de marzo de 2017 se le deben reconocer los costos correspondientes desde marzo de 2017 al 30 de junio de 2018. Estos costos se cargan al IPSPA total del año tarifario julio 2018- junio 2019.



Considerando el término completo del IPSPA se observa que se incluyen todos los componentes del ingreso permitido de la inversión desde su fecha de inicio de operación, y el desfase de tiempo en el reconocimiento se actualizará con una tasa de interés.

A continuación se presenta el detalle de los cálculos de este ajuste, para el caso de las inversiones realizadas en el S/E BLM.

El factor de ajuste representa la porción del tiempo que se está reconociendo. Dicho factor resulta de la división de la cantidad de meses a reconocer, antes del 1/ene/del año donde inicia su remuneración en los cálculos generales del ingreso permitido, dividido entre los doce (12) meses del año.

Mes de inversión (1)	----->												Factor		
Meses del año tarifario vigente, a fecha de entrada del equipo	Fecha de inicio	Monto (B/-)	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	Factor
Uso dedicado a ENSA	01/10/2017	B/. 11,220.02										25%			25%
Uso dedicado a ENSA	10/06/2018	B/. 11,220.02						58%							58%
Uso Compartido	02/03/2017	B/. 10,766.85			83%										83%
Uso Compartido	10/06/2018	B/. 73,042.48						58%							58%
Uso Compartido	03/08/2018	B/. 36,446.34									42%				42%
Uso Compartido	09/08/2018	B/. 15,895.60									42%				42%
Uso Compartido	10/11/2018	B/. 11,354.00											17%		17%
Uso Compartido	20/11/2018	B/. 34,062.00												8%	8%

(1) Del día 1 a día 15 del mes, se registra en el mes corriente de la inversión.
A partir del día 16, se reconoce en el mes siguiente de la inversión.

Meses del año tarifario vigente, a fecha de entrada del equipo	Fecha de inicio	Monto (B/-)	Factor	Depreciación 3.50%	Rentabilidad 7.76%	TOTAL AJUSTE IMP PARCIAL	AÑO TARIFARIO
Uso dedicado a ENSA	01/10/2017	B/. 11,220.02	25%	98	218	316	AÑO 1
Uso dedicado a ENSA	10/06/2018	B/. 11,220.02	58%	229	508	737	AÑO 2
Uso Compartido	02/03/2017	B/. 10,766.85	83%	314	696	1,010	AÑO 1
Uso Compartido	10/06/2018	B/. 73,042.48	58%	1,491	3,306	4,798	AÑO 2
Uso Compartido	03/08/2018	B/. 36,446.34	42%	532	1,178	1,710	7,786
Uso Compartido	09/08/2018	B/. 15,895.60	42%	232	514	746	
Uso Compartido	10/11/2018	B/. 11,354.00	17%	66	147	213	
Uso Compartido	20/11/2018	B/. 34,062.00	8%	99	220	320	

Los importes de ajustes se agregan en las respectivas hojas de cálculo del ingreso permitido, correspondiente a los activos **COMPARTIDOS** y a los dedicados a **ENSA**, respectivamente.