

# REPÚBLICA DE PANAMÁ



## INFORME FINAL

### **“INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

**PARA EL PERIODO DEL 1° DE JULIO DE 2013 AL 30 DE JUNIO DE 2017**

#### **METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

**Aprobado mediante Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014  
Actualizado mediante Resolución AN No. 7046-Elec de 23 de enero de 2014**

**REALIZADO CON LA ASESORÍA  
DE LA FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN**

## ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA .....</b>	<b>2</b>
<b>PARA ETESA</b>	
1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA .....	2
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN .....	4
3. CONCLUSIONES.....	4
<b>CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD.....</b>	<b>5</b>
1. ANÁLISIS DE LA TASA.....	6
2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	7
3. CONCLUSIONES.....	8
<b>CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>9</b>
1. ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN.....	9
2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN .....	15
3. SISTEMA DE CONEXIÓN .....	38
<b>PARTE II – INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA .....</b>	<b>47</b>
<b>CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND.....</b>	<b>47</b>
1. EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CND.....	47
<b>CAPÍTULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.....</b>	<b>47</b>
1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....	48
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA.....	56
<b>PARTE III: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO FINAL.....</b>	<b>61</b>

**ANEXOS.....62**

ANEXO I: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.....	63
1. ANÁLISIS DE LA GESTION DE ETESA.....	63
2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE TRANSBA.....	79
3. DETERMINACION DE LOS COMPARADORES.....	105
4. RELACIÓN ACTIVOS NO ELÉCTRICOS – ACTIVOS ELÉCTRICOS.....	121
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
 ANEXO II: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ.....	 125
1. MARCO LEGAL .....	125
2. MARCO CONCEPTUAL .....	125
3. CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL .....	127
4. CUADROS COMPLEMENTARIOS .....	145
 ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND Y GASTOS A RECONOCER.....	 156
1. ANÁLISIS DE LA GESTION DEL CND.....	156
2. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE COMPARADORAS .....	165
3. GASTOS A RECONOCER AL CND .....	184

## **INTRODUCCIÓN**

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al período julio 2013–junio 2017, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución No. JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. El Artículo 91 del Texto Único de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 93 del Texto Único de la Ley No. 6 señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la ASEP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 93 del Texto Único de la Ley No. 6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la ASEP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por la ASEP.

El Artículo 71 del Texto Único de la Ley No. 6, establece que la remuneración de los servicios de la Empresa de Transmisión provienen de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, por los servicios de la red meteorológica e hidrológica, y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

El Artículo 95 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de una parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El Artículo 96 del Texto Único de la Ley No. 6 señala que los costos de la Empresa de Transmisión, serán cubiertos bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa, lo que significa que no se puede trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, además establece que se le debe permitir tener una tasa razonable de rentabilidad.

Para efectos que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), cumpla con la presentación de un límite en el ingreso de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 93 mencionado anteriormente, es necesario determinar el “Ingreso Máximo Permitido” que dicha empresa pueda percibir para cubrir los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión, así como los costos del Centro Nacional de Despacho (CND) y los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica.

De acuerdo a la Ley No.6 y al Reglamento de Transmisión, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 96 de la Ley.
- Se definen indicadores comunes para la empresa comparadora llamados comparadores.
- Se fija la nueva tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el servicio de transmisión y para el servicio de operación integrada.

## **PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN**

### **CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA**

Un paso previo importante en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para ETESA lo constituye la determinación de la empresa comparadora a utilizar.

En las revisiones tarifarias anteriores la empresa comparadora ha sido TRANSBA (Empresa de transmisión de la Provincia de Buenos Aires, Argentina) para la actividad de transmisión de electricidad propiamente dicha, en consecuencia correspondió, tal como lo prevé la legislación vigente, hacer el análisis para determinar si para este periodo tarifario la empresa comparadora continuaba siendo la misma o si se ameritaba su reemplazo.

#### **1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA**

En función del análisis para determinar la selección de la empresa comparadora, las variables a utilizar como Comparadores y el valor de las mismas para el Servicio de Transmisión, incluyendo también un análisis de la gestión de ETESA, se concluye que:

- No existen elementos que justifiquen modificar las variables utilizadas como Comparadores en las revisiones tarifarias anteriores, esto es:  $OMT\%^{M*}$  (OyM/VNR) y  $AMDT\%^{M*}$  (ADM/VNR).
- Los valores de los Comparadores en base a la gestión de TRANSBA en el año 2012, muestran que si bien esta continúa siendo eficiente, el ambiente regulatorio (inversiones,

tarifas) en que se desenvuelve hacen desaconsejable utilizarla como referencia a los fines de este estudio.

- Se analizó también la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile y a ISA de Colombia, resultando ser TRANSELEC suficientemente eficiente y la misma no adolece de los problemas mencionados para el caso de TRANSBA. En función de ello se adoptaron los valores determinados para TRANSELEC como referencia a aplicar al caso de ETESA.
- Al igual que en estudios anteriores y por idénticas razones, se recomienda incrementar el valor del Comparador de OyM en un 8% para contemplar diferencias entre las condiciones a que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las de TRANSELEC.
- Así, el valor de los Comparadores a aplicar a ETESA son:

Valores recomendados	Unidad	Valores TRANSELEC	Valores utilizados para ETESA
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	1.88	2.03
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	0.78	0.78
AOYM/VNR	%	<b>2.66</b>	<b>2.81</b>

- Respecto de la valorización de los Activos No Eléctricos, valores razonablemente eficientes de los mismos, deberían estar entre el 8% y el 10% del valor de los Activos Eléctricos.
- En cuanto al análisis de la gestión de ETESA, este muestra que desde el punto de vista técnico como económico, la gestión aparece, en términos generales, como aceptable. Los distintos indicadores económico-financieros muestran valores más que aceptables, debiendo sólo mencionarse una baja sostenida en el Margen Neto en el periodo 2010-2012. Por otro lado:
  - Los indicadores técnicos informados por la empresa, medidos a partir de lo establecido en la normativa de calidad de servicio, muestran una absoluta falta de responsabilidad de la empresa. Las pérdidas muestran un paulatino y sostenido crecimiento en el periodo 2009-2012.
  - Para las inversiones acumulados del periodo 2009-2012, que las realizadas han sido inferiores a las previstas, alcanzando sólo el 57% de estas.
  - Para los gastos totales declarados en balances han excedido a los asignados en los estudios en porcentajes que varían entre el 26% y el 33% en el periodo 2009-2012.
  - En la comparación de ingresos del periodo 2009-2012 proyectados en el estudio del IMP y reales muestran una buena correspondencia difiriendo entre ambos, cuando se los mide en forma acumulada en menos del 2%.

En el ANEXO I se incluye un análisis de la Gestión de ETESA y de las empresas comparadoras estudiadas.

## 2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

Al utilizar a TRANSELEC como empresa comparadora, los valores son:

**Cuadro No.1**  
**Parámetros Comparadores para Transmisión**

<b>Valores recomendados</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valores TRANSELEC</b>	<b>Valores utilizados para ETESA</b>
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	1.88	2.03
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	0.78	0.78
AOYM/VNR	%	<b>2.66</b>	<b>2.81</b>

## 3. CONCLUSIONES

La empresa comparadora para el Servicio de Transmisión en la República de Panamá es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile.

Los parámetros ajustados (incrementando el valor del comparador de OyM en un 8%) a utilizar son OMT%<sup>M</sup> (2.03%), AMDT%<sup>M</sup> (0.78 %) para un total de AOYM/VNR (2.81 %).

## CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley No. 6 de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Específicamente en lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 expresa:

*“Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa Transmisión. Para los efectos de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

*Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria”*

En función de ello, los valores resultantes para establecer los rangos establecidos en la Ley No. 6, se indican en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 2**  
**Valores base y banda resultante según Ley No. 6**

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite superior
2.888%	7%	± 2%	7.888%	11.888%

Como elemento de juicio adicional se hizo un análisis de la tasa promedio ponderada utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WACC-CAPM. Con esta metodología se hizo un análisis de sensibilidad considerando diversos criterios, obteniendo siempre resultados inferiores al límite.

El valor del WACC resultó por debajo del límite indicado en la Ley 6, y considerando el análisis adicional realizado respecto a la calidad del servicio y producto técnico durante el periodo anterior, se concluye que la tasa de retorno para el periodo tarifario 2013-2017 sea del 7.90%.



## 1. ANÁLISIS DE LA TASA

Según se indicó anteriormente, la Ley 6 fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital y la tasa calculada no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país.

Para su obtención, se utilizaron los valores informados por el Banco Nacional de Panamá. De acuerdo al criterio sostenido en la Ley No. 6 respecto a la consideración de valores promedios para los rendimientos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, se toma el promedio para el período Julio 2012 – Junio 2013 de los T-Bonds con vencimiento a 30 años. En el Cuadro No. 3 se muestran los valores correspondientes al periodo.

**Cuadro No. 3**  
**Rendimiento de los UST30**  
**Según Banco Nacional de Panamá**

<b>BONO</b>	<b>UST 30</b>	<b>UST 30</b>
FECHA EMISION	15/02/2011	15/02/2012
<b>Tasa Promedio Mensual</b>		
<b>Mes</b>	<b>Tasa [%]</b>	
julio-12	2,456	2,539
agosto-12	2,555	2,645
septiembre-12	2,703	2,795
octubre-12	2,735	2,827
noviembre-12	2,681	2,772
diciembre-12	2,813	2,908
enero-13	3,037	3,134
febrero-13	2,966	3,064
marzo-13	3,046	3,141
abril-13	2,819	2,913
mayo-13	2,991	3,085
junio-13	3,295	3,384

BONO	UST 30	UST 30
Prom Julio 2012- Junio 2013	2,841	2,934
<b>Valor utilizado</b>	<b>2,888</b>	

De este modo el valor medio según la Ley es el siguiente:

Tasa de Bono del Tesoro de Estados Unidos de América. 30 años (%)	2.88
Premio por riesgo de Transmisión en el país (%)	7.00
<b>TASA DE RETORNO media según la Ley (%)</b>	<b>9.88</b>
Banda Artículo 96 de la Ley 6 – Máxima (%)	11.88
Banda Artículo 96 de la Ley 96 – Mínima (%)	7.88

## 2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad realizado ha considerando valores alternativos para la Prima de Riesgo de Mercado, por los diversos criterios que pueden existir para su determinación, y los otros parámetros cuyos valores están determinados por las fuentes correspondientes.

Las alternativas consideradas son las siguientes:

- Caso Base: Con promedio aritmético para el periodo 1973-2012
- Alternativa 1: Ídem al caso base con promedio aritmético para el periodo 1928-2012
- Alternativa 2: Ídem caso base con promedio geométrico para el período 1973 – 2012

En el Cuadro No. 4 se presentan los resultados obtenidos, tanto para el caso Base antes expuesto, como para las dos alternativas planteadas como análisis de sensibilidad.

**Cuadro No. 4**  
**Resultados del Análisis de Sensibilidad**

<i>Periodo para cálculo riesgo de mercado</i>	1973-2012	1926/8-2012	1973-2012
<i>Tipo de ajuste utilizado para cálculo riesgo de mercado</i>	Aritmético	Aritmético	Geométrico
<b>Concepto</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Alt 1</b>	<b>Alt 2</b>
Tasa Libre de Riesgo	2,888%	2,888%	2,888%
Beta Equity Panamá	0,788	0,788	0,788
Prima Riesgo Mercado	3,68%	6,29%	2,61%
Riesgo País	<b>1,482%</b>	<b>1,482%</b>	<b>1,482%</b>
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7,27%</b>	<b>9,32%</b>	<b>6,43%</b>
<i>Tasa Endeudamiento antes de Impuesto</i>	5,71%	5,71%	5,71%
<i>Tasa Endeudamiento despues de Impuesto</i>	4,00%	4,00%	4,00%
<b>Estructura de Capital</b>			
% de Deuda	50,0%	50,0%	50,0%
% de Capital Propio	50,0%	50,0%	50,0%
<b>WACC Nominal despues de Impuestos</b>	<b>5,63%</b>	<b>6,66%</b>	<b>5,21%</b>
<b>WACC Nominal antes de Impuestos</b>	<b>8,04%</b>	<b>9,51%</b>	<b>7,45%</b>
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	1,98%	1,98%	1,98%
<b>WACC Real despues de Impuestos en u\$s</b>	<b>3,58%</b>	<b>4,59%</b>	<b>3,17%</b>
<b>WACC Real antes de Impuestos en u\$s</b>	<b>5,95%</b>	<b>7,39%</b>	<b>5,36%</b>
<i>Riesgo Cambiario</i>	0,00%	0,00%	0,00%
<b>WACC Real despues de Impuestos en B/.</b>	<b>3,58%</b>	<b>4,59%</b>	<b>3,17%</b>
<b>WACC Real antes de Impuestos en B/.</b>	<b>5,95%</b>	<b>7,39%</b>	<b>5,36%</b>

### 3. CONCLUSIONES

Los valores obtenidos en el análisis a partir del método WACC-CAPM y los que resultan como valores extremos por la aplicación de la Ley No. 6, se resumen a continuación:

**Cuadro No. 5**  
**Valores resultantes según WACC y según Ley No. 6**

WACC real antes de impuesto			Banda Resultante según Ley nº 6	
Caso Base	Alt 1	Alt 2	Límite Inferior	Límite Superior
5.64%	7.08%	5.05%	7.89%	11.89%

Como se observa la tasa de rentabilidad calculada según el WACC no alcanza el límite inferior impuesto por la Ley No. 6, en ninguna de las alternativas, por lo que la tasa de retorno a aplicar para

la determinación del Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo tarifario 2013-2017 es de 7.90%.

En el ANEXO II se explica en detalle los cálculos realizados.

### **CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IPT = IPSPT + IPCT$$

La metodología seguida para el cálculo de cada uno de los componentes del IMP es la indicada en el Régimen Tarifario vigente.

La fórmula básica de cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos (IMP), tanto del Sistema Principal de Transmisión como de los Activos de Conexión, tiene como objetivo cubrir los costos de explotación y remunerar razonablemente los activos de la empresa de Transmisión.

#### **1. ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

Los elementos necesarios para el cálculo del Ingreso Permitido para la actividad de transmisión, teniendo en cuenta lo establecido en la normativa vigente, son:

- Base de capital bruta y neta
- Depreciación de activos
- 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).
- Equipamiento asociado totalmente a la demanda
- Costos en concepto de Generación Obligada (GA)
- Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y por la gestión de compra de potencia y energía

##### **1.1. Base de Capital**

La Base de Capital correspondiente para cada año del período tarifario 2013-2017, resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes a los años del periodo tarifario. Es decir resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Activos en libros al 31 de diciembre del 2012, ajustando las capitalizaciones del período 2009-2012 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.
- Los activos que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA.
- Los retiros de activos previstos por ETESA.
- Las depreciaciones correspondientes al periodo.

La base de Capital para cada año del periodo, tomó en consideración los activos valorados en libros al 31 de diciembre 2012, ajustando las capitalizaciones del periodo de acuerdo a los criterios de eficiencia establecidos en el Régimen Tarifario.

El siguiente cuadro presenta el valor total de los activos de ETESA al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo a la información contable:

**Cuadro No. 6**

<b>EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.</b>				
<b>BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO</b>				
<b>AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012</b>				
<b>(Balboas)</b>				
<b>ACTIVO FIJO</b>	<b>COSTO</b>	<b>DEPRECIACIÓN</b>	<b>VALOR NETO</b>	
<b>TRANSMISIÓN</b>	<b>415,999,720</b>	<b>179,050,638</b>	<b>236,949,082</b>	
<b>CONEXIÓN</b>	<b>22,083,771</b>	<b>12,999,160</b>	<b>9,084,611</b>	
SUBESTACIONES	18,875,017	11,014,105	7,860,912	
LÍNEAS	3,208,754	1,985,055	1,223,699	
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>393,915,949</b>	<b>166,051,478</b>	<b>227,864,471</b>	
SUBESTACIONES	138,877,748	60,571,402	78,306,346	
LÍNEAS	218,260,703	77,112,348	141,148,355	
PLANTA GENERAL	36,777,498	28,367,728	8,409,770	
<b>HIDROMETEOROLOGÍA</b>	<b>6,912,958</b>	<b>3,813,198</b>	<b>3,099,761</b>	
<b>CND</b>	<b>8,763,194</b>	<b>7,747,630</b>	<b>1,015,563</b>	
<b>PLANTA GENERAL NO PRODUCTIVO</b>	<b>6,366,085</b>	<b>4,817,375</b>	<b>1,548,710</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>438,041,956</b>	<b>195,428,841</b>	<b>242,613,116</b>	

## 1.2. Tasa de depreciación

Para estimar la Base de Capital Neta en cualquier periodo de los activos del sistema es necesario estimar las depreciaciones anuales y acumuladas. A estos efectos es preciso determinar la tasa de depreciación a aplicar según el tipo de activo de que se trate.

### 1.2.1. Tasa de depreciación de activos del Sistema Principal de Transmisión

De acuerdo a información contable proporcionada por ETESA se estimó una tasa de depreciación media para los activos del Sistema Principal, usando los activos existentes en los años 2009, 2010 y 2011 (información contable modificada). El valor resultante fue 3.08%, según se resume en Cuadro No. 7.

**Cuadro No. 7**  
**Estimación de la tasa de depreciación para el SPT**

Costo bruto		Depreciación y amortizaciones		Tasa de depreciación media
31-12-2010	292,965,294	Periodo 2011	8,726,323	2.98%
31-12-2009	275,239,836	Periodo 2010	8,618,321	3.13%
31-12-2008	274,097,411	Periodo 2009	8,601,845	3.14%
<b>Tasa Promedio de depreciación 2009-2011</b>				<b>3.08%</b>

### 1.2.2. Tasa de depreciación de activos del Sistema de Conexión

De acuerdo a información contable proporcionada por ETESA se estimó una tasa de depreciación media para los activos del Sistema de Conexión, usando los activos existentes en los años 2009, 2010 y 2011. El valor resultante fue del 3.56%. El Cuadro No. 8 resume el cálculo:

**Cuadro No. 8**  
**Estimación de la tasa de depreciación para el Sistema de Conexión**

Costo bruto		Depreciación y amortizaciones		Tasa de depreciación media
31-12-2010	22,097,001	Periodo 2011	795,160	3.60%
31-12-2009	22,235,830	Periodo 2010	704,474	3.17%
31-12-2008	23,032,303	Periodo 2009	898,634	3.90%
<b>Tasa Promedio de depreciación 2009-2011</b>				<b>3.56%</b>

Para las inversiones a ejecutarse en el presente período tarifario, se estimó una tasa de depreciación de 3% anual, ya que se se trata fundamentalmente de equipamiento eléctrico.

### 1.3. Tasa de rentabilidad, tasa de descuento y valores de los Comparadores

Los valores de la Tasa de Rentabilidad a aplicar así como la tasa de descuento y los valores de los Comparadores, son los siguientes:

- Tasa de rentabilidad: 7.90% , calculada en el capítulo anterior.
- Tasa de descuento: a partir de la tasa de rentabilidad, los factores de descuento a aplicar para cada año tarifario son los indicados en el Cuadro No. 9

**Cuadro No. 9**  
**Factores de descuento a aplicar**

Jul13/Jun14	Jul14/Jun15	Jul15/Jun16	Jul16/Jun17
0.96200	0.89157	0.82629	0.76579

- Comparadores: Los valores determinados con los datos de la empresa TRANSELEC de Chile utilizada como Empresa Comparadora a utilizar para esta actualización tarifaria son:
  - ✓ OMT% M\* = 2.03%
  - ✓ ADMT%M\* = 0.78%

#### 1.4. Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el periodo

En el Cuadro No. 10 se realiza una comparación entre los valores del VNR a diciembre 2008, los determinados a diciembre de 2012 y los propuestos por ETESA.

**Cuadro No. 10  
Comparativa VNR**

	VNR 2008	VNR 2012	VNR ETESA
<b>Líneas SPT</b>	230,411,896	348,431,107	385,512,054
<b>Líneas Conexión</b>	4,114,080	6,494,763	7,482,446
<b>Subestaciones SPT</b>	165,196,416	245,530,481	300,751,737
<b>Subestaciones Conexión</b>	27,733,774	49,089,337	59,839,509
<b>Subestaciones Estratégicas</b>	nd	12,328,579	14,395,728
<b>TOTAL</b>	427,456,166	661,874,267	767,981,474

Para la estimación del VNR de las instalaciones eficientes, adicionalmente fueron incorporados los siguientes conceptos:

- Planta General: De acuerdo al Artículo 187 del Reglamento de Transmisión, en el caso que los valores contables de la Planta General superen el 10% de los valores contables de los Activos Eléctricos, corresponde tomar dicho porcentaje como tope máximo. De los cálculos realizados se comprobó que en ningún caso los valores contables de Planta superan el tope del 10%. Para el caso del año 2012 la Planta General representa el 6.85% de los Activos Eléctricos descontando los activos de comunicación, por lo que se aplicó este porcentaje al VNR Eléctrico para determinar el VNR inicial de la Planta General, por la suma de B/. 41,642,000.
- Equipos de comunicaciones: Se calcula el valor en libro de los equipos de comunicación a partir de sus valores contables. Para obtener el VNR se aplica un incremento del 52% a dicho valor contable dado por la relación entre el VNR del SPT y el valor libro del SPT. Este VNR obtenido se adiciona al VNR del SPT, por la suma de B/. 23,776,000.

Es de hacer notar que si bien la nueva línea en 230 kV “Veladero -Llano Sánchez – Chorrera – Panamá II” se asignará totalmente a la demanda, esta debe ser incorporada en el VNR a partir de su entrada en operación, estimada en el primer semestre del año 2017.

En el Cuadro No. 11 se muestra la evolución de los VNR en el periodo tarifario.

**Cuadro No. 11**  
**Evolución VNR 2012-2017**

ACTIVOS EFICIENTES		2012	2013	2014	2015	2016	2017
VNR Sistema Principal (incluye EC)	Miles Balboas	618,151	621,495	675,543	734,630	775,979	907,115
VNR Planta General	Miles Balboas	42,366	45,943	47,753	60,504	61,605	65,648
VNR Estrategicos	Miles Balboas	12,329	12,329	12,329	39,259	39,259	39,259
VNR (SPT+PG+EST)	Miles Balboas	672,845	679,766	735,625	834,392	876,843	1,012,021
VNR asignado a demanda	Miles Balboas					-	285,458
VNR Conexiones	Miles Balboas	55,584	64,035	71,832	71,832	71,832	71,832
VNR Total	Miles Balboas	728,430	743,801	807,457	906,225	948,675	1,369,311

### 1.5. Equipamiento asociado totalmente a la demanda

La línea “Veladero -Llano Sánchez – Chorrera – Panamá II” en 230 k según la información disponible al comienzo del estudio tarifario, se financiaría con un contrato de Leasing. Dadas las particularidades de la modalidad de esta inversión, se decidió que la misma, en forma excepcional y previo acuerdo de la ASEP, sea asignada totalmente a la demanda. La forma de asignación de los costos asociados se dará de acuerdo a lo previsto en el Artículo 187 del Reglamento de Transmisión.

El valor total de la obra originalmente previsto en el PEST era de B/. 146,440,000. Del total del costo de la obra, B/. 124,277,287 correspondían al contrato de Leasing propiamente dicho y el resto (B/. 22,163,008) eran costos que debía afrontar ETESA por su cuenta en concepto de inspección, diseño, estudios de impacto ambiental e intereses intercalarios proporcionales a sus inversiones. El periodo del leasing era de 10 años y la tasa estimada del 10% anual. Sin embargo estos valores eran provisionales y serían ajustados una vez que la obra estuviese concluída o se contase con más información.

La obra ha sido licitada y adjudicada. El valor de la obra adjudicada, incluyendo el financiamiento de corto plazo, por un monto de B/. 276,000,000. La modalidad del financiamiento cambió a uno convencional a 30 años. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, la Tercera Línea se asignará totalmente a la demanda, sin embargo, se tratará igual que el resto de instalaciones del sistema principal, en lo que refiere al cálculo de los costos de AyOM, depreciación y rentabilidad.

A los costos del proceso de licitación se agrega la suma de B/. 9,457,829.98 en concepto de gastos de Inspección de ETESA. El monto resulta de aplicar el porcentaje reconocido del 5% a los costos de construcción los cuales se detallan en el cuadro siguiente:



## Cuadro No. 12.

### Cálculo de los Costos de Inspección de la Tercera Línea

Detalle de la inversión	Monto [B/.]
Construcción LAT (*)	141,953,909.00
Ampliación SE Veladero (*)	12,417,738.60
Ampliación SE Llano Sánchez (*)	13,520,883.31
Ampliación SE Chorrera (*)	14,414,712.34
Ampliación SE Panamá (*)	8,849,356.38
<b>Total inversión</b>	<b>189,156,599.60</b>
Costos Inspección (5% del Total Inversión)	<b>9,457,829.98</b>

Nota: (\*) Según Nota ETESA ETE-GG-201-2013 del 14/11/2013

#### 1.6. Costos en concepto de Generación Obligada (GA)

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el Sistema Principal de Transmisión contempla los costos adicionales en concepto de generación obligada, identificado con un término GA. El mismo es un reconocimiento de costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión.

ETESA, en base a cálculos para el año 2012 (ver nota “ETE-DGC-GTA-007-2013”), estima un monto anual de B/. 34,340 en concepto de libranzas. Por otro lado estima un costo anual de B/. 370,775 por entrada en operación de nuevos proyectos.

Por lo tanto se adicionó al IMP el valor anual de B/. 405,115.60 proyectado por ETESA en concepto de costos de Generación obligada, el cual luego se reajustará en función de los costos reales.

#### 1.7. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y por gestión de compra de potencia y energía

El Reglamento de Transmisión prevé que ETESA debe contratar, con una empresa de reconocido prestigio en la materia, cada cuatro años un estudio completo de planificación de mediano y largo plazo del sistema de transmisión. El mismo reglamento prevé que los costos de estos estudios serán reconocidos en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido del año en que se ocasione. En función de ello, en esta oportunidad, se ha previsto un monto de B/. 500,000.00 a ser erogados en el año 2016 para este periodo tarifario.

También, de acuerdo con lo establecido en el Texto Único de la Ley 6 y sus modificaciones, ETESA es la responsable de preparar, en calidad de EL GESTOR, los pliegos de cargos y efectuar la convocatoria de las licitaciones para la compra de energía y/o potencia, la evaluación y la adjudicación de los contratos.

En función de ello ETESA ha determinado, según Nota ETE-DGC-GTA-010-2013 de fecha 23 de Julio de 2013, que los costos en que ha incurrido para llevar a cabo los antes referidos procesos licitatorios para el periodo 2009-2013 ascienden a la suma de B/. 456,396.77. Durante este periodo se han llevado a cabo 23 procesos licitatorios con un costo promedio estimado de B/. 19,843.3.

La ASEP ha decidido que se incluyan los costos incurridos por ETESA en la realización de su gestión como intermediario en este proceso, dentro del cálculo del IMP a fin de que sean compensados en la tarifa. Adicionalmente hay que estimar los costos en que ETESA incurrirá durante el nuevo periodo tarifario por este concepto. En función de la situación actual se ha estimado que se llevarán a cabo unos 5 procesos durante cada año del periodo 2013-2017 con un costo estimado por proceso de B/. 15,000.00. Hay que tener presente que en la deuda a que se hace referencia más arriba están incluidos dos procesos de licitaciones llevados a cabo durante el primer semestre del año 2013, por lo cual para el resto del 2013 se supondrá sólo 3 procesos.

Siendo así, los costos adicionales a incorporar son de B/. 45,000.00 para el resto del 2013 y B/. 75,000.00 por año para 2014, 2015, 2016 y 2017.

## **2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

### **2.1. Base de Capital inicial del Sistema Principal de Transmisión**

#### **2.1.1. Base de Capital al 31 de diciembre de 2008**

En la revisión 2009-2013 se determinó una base inicial al 31 de Diciembre de 2008 diferente a la indicada por la contabilidad regulatoria de ETESA reducida en base a criterios de eficiencia. A esta base regulatoria se le aplicó un descuento de B./ 5,369,262 en el periodo 2001-2004 y de B./ 18,738,736 en el periodo 2005-2008 por revisión de costos indirectos.

Para organizar de mejor manera los descuentos aplicados en el periodo tarifario anterior se distribuyeron estos ajustes en las cuentas regulatorias afectadas. El Cuadro No. 13 muestra los ajustes realizados en las diferentes cuentas regulatorias. Esta distribución se realizó teniendo en cuenta el origen de los descuentos aplicados por costos indirectos, es decir si estos se realizaron sobre activos de subestaciones, líneas, servidumbre, etc.

**Cuadro No. 13**  
**Ajustes aplicados a la Base contable de ETESA del 31 de Diciembre 2008**

ACTIVO FIJO SISTEMA PRINCIPAL	Base contabilidad ETESA				Base ajustada			
	Base Bruta 31-Dic-08	Dep. Acum. 31-Dic-08	Ajuste 2001-2004		Ajuste 2005-2009		Base Bruta 31-Dic-08	Dep. Acum. 31-Dic-08
			Bruto	D. Acum.	Bruto	D. Acum.		
TERRENOS	4,065,323	0			-300,576		3,764,747	0
EDIFICIOS Y MEJORAS	13,062,345	5,727,255					13,062,345	5,727,255
CAMINOS Y SENDEROS	277,302	36,872					277,302	36,872
SERVIDUMBRE	16,498,099	919,485			-5,061,517		11,436,582	919,485
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	6,322,282	2,115,144					6,322,282	2,115,144
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	69,052	21,138					69,052	21,138
EQUIPO DE SUBESTACIONES	49,567,282	16,567,622	-2,907,933	-1,268,535	-6,688,321	-2,917,662	39,971,028	12,381,425
TORRES Y ACCESORIOS	87,271,823	27,205,925	-1,230,664	-536,856	-3,344,161	-1,458,831	82,696,998	25,210,238
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	77,057,631	26,670,599	-1,230,664	-536,856	-3,344,161	-1,458,831	72,482,806	24,674,912
EQUIPO MECANICO	32,666	393					32,666	393
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	152,414	58,918					152,414	58,918
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	28,691,389	11,507,499					28,691,389	11,507,499
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y	13,341,047	8,745,580					13,341,047	8,745,580
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	86,384	42,371					86,384	42,371
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	1,710,370	1,534,181					1,710,370	1,534,181
	<b>298,205,409</b>	<b>101,152,982</b>	<b>-5,369,262</b>	<b>-2,342,246</b>	<b>-18,738,736</b>	<b>-5,835,325</b>	<b>274,097,411</b>	<b>92,975,411</b>

Al reducir la base bruta y la depreciación acumulada al 31 de Diciembre de 2008, se deben reducir las depreciaciones anuales de los periodos 2009, 2010, 2011 y 2012. Por esta razón se aplica un descuento en la depreciación anual en las cuentas asociadas a activos de subestaciones y líneas, teniendo en cuenta una reducción equivalente al 3% anual del monto descontado en 2008. Para los terrenos y servidumbres no se realizaron modificaciones en las depreciaciones anuales.

**2.1.2. Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2012**

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2012 correspondiente al Sistema Principal de Transmisión resulta de la suma de los valores aceptados al inicio del periodo anterior más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes al periodo 2009-2012 adecuadamente ajustada por eficiencia. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

El análisis realizado en la Revisión Tarifaria anterior, para evaluar las capitalizaciones de activos para el periodo 2005–2008, mantiene vigencia.

En los siguientes cuadros se presentan el valor de los bienes e instalaciones del Sistema Principal y planta general, de acuerdo a información contable:

**Cuadro No. 14**  
**EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.**  
**BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
**(Balboas)**

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>357,138,451</b>	<b>137,683,750</b>	<b>219,454,701</b>
<b>LÍNEAS</b>	<b>218,260,703</b>	<b>77,112,348</b>	<b>141,148,355</b>
<b>230 KV</b>	<b>195,750,884</b>	<b>68,486,900</b>	<b>127,263,984</b>
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5,479,673	4,220,918	1,258,756
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	15,382,218	12,483,371	2,898,847
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17,678,038.32	2,536,471.56	15,141,567
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20,814,874.85	18,638,982.12	2,175,893
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	5,017,483	3,052,841	1,964,643
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	54,855,161	9,573,639	45,281,523
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	1,391,889	1,165,357	226,532
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4,901,325	3,300,113	1,601,212
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	2,055,550	1,739,627	315,923
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,993,987	1,114,353	879,635
L/T 230 KV-SANTA RITA-PANAMA II	155,867	18,556	137,311
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	14,009,147	3,042,920	10,966,227
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	6,002,320	798,859	5,203,460
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA (230-20)	34,500,913	2,996,695	31,504,218
L/T 230 KV-CHANGUINOLA-FRONTERA (230-21)	5,533,570	350,466	5,183,104
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	5,788,686	3,446,821	2,341,865
L/T 230 KV-VELADERO-MATA DE NANCE-5B	190,182	6,912	183,270
<b>115 KV</b>	<b>22,509,819</b>	<b>8,625,448</b>	<b>13,884,371</b>
Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	2,032,631	1,455,645	576,985
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	2,962,164	810,284	2,151,880
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	4,313,901	2,716,124	1,597,777
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	5,766,683	2,246,873	3,519,810
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	199,902	128,778	71,124
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-37) Subterránea	779,198	86,094	693,104
Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	6,455,340	1,181,650	5,273,691
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>138,877,748</b>	<b>60,571,402</b>	<b>78,306,346</b>
<b>230 KV</b>	<b>111,453,983</b>	<b>50,626,185</b>	<b>60,827,798</b>
PATIO 230 KV-CHANGUINOLA	7,925,307	668,091	7,257,216
PATIO 230 KV-CHORRERA	8,193,829	5,238,701	2,955,128
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	8,329,526	1,914,984	6,414,542
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	21,841,325	7,572,468	14,268,857
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	15,607,907	9,565,566	6,042,342
PATIO 230 KV-PANAMA	20,901,578	14,495,705	6,405,872
PATIO 230 KV-PANAMA II	10,514,046	4,243,110	6,270,935
PATIO 230 KV-PROGRESO	5,094,810	2,812,841	2,281,969
PATIO 230 KV-VELADERO	10,892,534	3,517,382	7,375,152
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,153,122	597,336	1,555,786
<b>115KV</b>	<b>27,423,765</b>	<b>9,945,217</b>	<b>17,478,548</b>
PATIO 115 KV-CACERES	6,547,037	3,599,623	2,947,414
PATIO 115 KV-CALDERA	3,532,169	2,462,340	1,069,829
PATIO 115 KV-MATA DE NANCE	608,526	302,786	305,741
PATIO 115 KV-PANAMA	2,708,200	406,794	2,301,406
PATIO 115 KV-PANAMA II	10,327,066	2,059,993	8,267,073
PATIO 115 KV-SANTA RITA	3,700,767	1,113,681	2,587,086

**Cuadro No. 14 (Continuación)**  
**EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.**  
**BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
**(Balboas)**

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
<b>PLANTA GENERAL</b>	<b>36,777,498</b>	<b>28,367,728</b>	<b>8,409,770</b>
EDIFICIOS Y MEJORAS	981,996	216,109	765,888
EQUIPO DE COMUNICACION	13,366,831	9,946,009	3,420,822
EQUIPO DE INFORMATICA	10,324,659	8,523,001	1,801,658
EQUIPO DE LABORATORIO	1,286,786	1,269,135	17,651
EQUIPO DE TRANSPORTE	5,494,829	4,359,321	1,135,508
EQUIPO ELECTRICO MISCELANEO	540,822	211,284	329,539
EQUIPO MECANICO	35,847	10,707	25,140
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,750,548	2,225,559	524,989
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	1,632,704	1,606,603	26,101
TERRENOS	362,475	0	362,475

Durante el período 2009-2012, las capitalizaciones se analizaron en base a criterios de eficiencia del Régimen Tarifario.

Las capitalizaciones reportadas por ETESA en el periodo 2009-2012 se realizaron principalmente por los siguientes proyectos:

- Fortalecimiento del Segundo Circuito Guasquitas-Changuinola-Refuerzo Chan 75
- Línea de Transmisión en 230 kV Fortuna-Changuinola-Frontera
- Subestación Changuinola Fortuna
- Banco de Capacitores en Subestación Panamá II
- Reemplazo de Transformadores T2 en Mata del Nance

El Artículo 184 del Reglamento de Transmisión establece que los costos que se pueden activar para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideran eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección. 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 efectos de verificar el cumplimiento de los porcentajes antes mencionados, se solicitó a ETESA información detallada de las principales obras realizadas en el periodo 2009-2012. Mediante el análisis de la información presentada se verificó que los costos indirectos no superaron los parámetros regulatorios, por lo que no se realizaron ajustes en tales conceptos. En el Cuadro No. 15 se muestra el detalle.

**Cuadro No. 15**  
**Información discriminada de las principales capitalizaciones 2009- 2012**

COSTOS (En Balboas)		Porcentaje respecto costos directos	Porcentaje regulado por Art. 183
<b>Costos directos</b>	<b>41,560,955</b>		
Suministro	23,656,822		
Montaje/desmontaje	6,001,957		
Obras civiles	11,902,175		
<b>Costos indirectos de construcción</b>	<b>9,896,557</b>	<b>23.8%</b>	
Terrenos	61,140	0.1%	
Adquisición de servidumbre	19,357	0.0%	
Indemnización	5,823,220	14.0%	
Estudio de Impacto Ambiental	55,714	0.1%	
Diseño	160,195	0.4%	3.0%
Ingeniería	906,939	2.2%	4.0%
Inspección	1,037,081	2.5%	5.0%
Administración	1,021,970	2.5%	4.0%
Gastos financieros	810,941	2.0%	6.0%
<b>TOTAL</b>	<b>51,457,512</b>		

Adicionalmente, se revisaron los costos de indemnización por servidumbres y los costos por mitigación de impacto ambiental tanto reconocidos en la revisión anterior como los reclamados por ETESA.

La fuente de información para este análisis son los balances presentados por la empresa, la nota ETE-DAL-140-2012 del 14 de Noviembre de 2012 (en que reclama por diferencias importantes entre los costos de servidumbre e inspección reales vs. reconocidos); la hoja de cálculo que contiene un desglose de costos para las principales obras del periodo 2009-2012 y el detalle de las inversiones 2009-2012.

Un primer aspecto a destacar es que en la información suministrada por ETESA, solicita entre 2010 y 2012 montos en concepto de servidumbre relacionados con el corredor “Guasquitas-Fortuna-Changuinola-Frontera”, sin tener en cuenta dos aspectos fundamentales:

- Que la traza con la servidumbre era ya existente al 31 de diciembre de 2008 debido a la construcción del primer circuito,
- Que al 31 de diciembre de 2008 ya se le reconocieron 119 km a 15,000 B./km en estos conceptos.

El detalle de las adiciones declaradas por ETESA en concepto de servidumbres para el corredor “Guasquitas-Fortuna-Changuinola-Frontera” se observa en el Cuadro No. 16.

**Cuadro No. 16**  
**Detalle servidumbres declaradas corredor “Guasquitas-Fortuna-Changuinola-Frontera”**

Descripción	Fecha	Costo [B./]
Servidumbres tramo 1 y 2 L/T 230 kV Fortuna-Changuinola	2010	46,161
Costo de Servidumbre del Tramo 3	2010	818,498
Servidumbre tramo 1	2010	62,782
Servidumbre tramo 2	2010	75,182
Servidumbre para el circuito 230-30 94km	2012	3,672,463
Servidumbre para el circuito 230-29 44km	2012	1,726,767
Servidumbre del Tramo 2	2012	359,693
<b>TOTAL [B./]</b>		<b>6,761,546</b>
<b>Total por km [B./km] (138 km)</b>		<b>48,996</b>

Por otro lado, se han revisado los posibles costos reales en este concepto, teniendo en cuenta una gestión eficiente y previsoras de ETESA, resultando razonable un valor de 35,000 B./km, lo cual, para un total de 138 km del corredor, implica un monto de B./ 4,830,000

Teniendo en cuenta que ya se le había reconocido en la revisión anterior un monto de B./ 1,785,000 (B./km 15,000 para un total de 119 km), corresponde reconocer en este periodo la diferencia por un monto de B./3,045,000, y como las adiciones del año 2012 el monto de B./ 2,462,777.

Adicionalmente hubo una reclasificación de un valor de Terrenos para Servidumbres por un monto de B./ 78,709.

En el Cuadro No. 17 se muestra (parte a) la evolución de la base bruta y neta para el periodo 2009-2012 y en las partes b) y c) el detalle, por año y cuenta, de las adiciones correspondientes al sistema principal y a la planta general. Los valores mostrados en el rubro adiciones del sistema principal resultan de los ajustes practicados en la cuenta servidumbres para el año 2012, los cuales se detallan más adelante.

**Cuadro No. 17**

**a) Evolución de la Base Bruta y Neta 2009-2012**

	<b>Base Bruta 31-Dic-08</b>	<b>Base Neta 31-Dic-08</b>	<b>Adiciones 2009</b>	<b>Retiros 2009</b>	<b>Ajustes 2009</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-09</b>	<b>Base Neta 31-Dic-09</b>
<b>Sistema Principal</b>	274,097,411	181,122,000	133,276	327,051	1,336,200	275,239,836	173,662,580
<b>Planta General</b>	29,278,380	8,162,529	1,472,338	422,597	-29,381	30,298,740	7,822,677

	<b>Base Bruta 31-Dic-09</b>	<b>Base Neta 31-Dic-09</b>	<b>Adiciones 2010</b>	<b>Retiros 2010</b>	<b>Ajustes 2010</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-10</b>	<b>Base Neta 31-Dic-10</b>
<b>Sistema Principal</b>	275,239,836	173,662,580	18,489,146	763,688	0	292,965,294	182,769,718
<b>Planta General</b>	30,298,740	7,822,677	1,290,047	670,714	0	30,918,074	7,205,248

	<b>Base Bruta 31-Dic-10</b>	<b>Base Neta 31-Dic-10</b>	<b>Adiciones 2011</b>	<b>Retiros 2011</b>	<b>Ajustes 2011</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-11</b>	<b>Base Neta 31-Dic-11</b>
<b>Sistema Principal</b>	292,965,294	182,769,718	1,541,985	34,169	0	294,473,110	175,551,210
<b>Planta General</b>	30,918,074	7,205,248	3,554,706	350,218	104	34,122,665	8,456,125

	<b>Base Bruta 31-Dic-11</b>	<b>Base Neta 31-Dic-11</b>	<b>Adiciones 2012</b>	<b>Retiros 2012</b>	<b>Ajustes 2012</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-12</b>	<b>Base Neta 31-Dic-12</b>
<b>Sistema Principal</b>	294,473,110	175,551,210	31,592,249	1,438,357	3,587,905	328,214,907	199,740,310
<b>Planta General</b>	34,122,665	8,456,125	3,363,390	2,340,913	1,632,354	36,777,497	8,409,769

**b) Capitalizaciones 2009-2012 para el Sistema Principal (Balboas)**

<b>CUENTAS SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Terrenos	0	60,413	0	0
Edificios y Mejoras	0	1,011,803	0	288,762
Caminos y Senderos	0	149,679	0	137,820
Servidumbre	0	1,002,623	0	2,541,486
Equipo Eléctrico Auxiliar	0	255,826	0	48,000
Equipo Eléctrico Misceláneo	0	0	0	0
Equipo de Subestaciones	84,113	1,072,997	0	10,488,548
Torres y Accesorios	0	7,937,144	155,223	4,627,620
Conductores aéreos y accesorios	0	3,450,335	1,010,977	7,681,612
Equipo Mecánico	0	0	0	0
Equipo de Comunicación	0	326,425	0	694,555
Transformadores de Líneas	0	2,278,573	0	3,851,982
Equipos de Protección y Control	39,602	943,329	373,155	1,231,865
Mobiliario y Equipo de oficina	0	0	2,629	0
Herramientas especializadas	9,560	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>133,276</b>	<b>18,489,146</b>	<b>1,541,985</b>	<b>31,592,249</b>



En el cuadro No. 18 se presentan el valor total y detalle de las diferentes cuentas que integran la base bruta y neta del Sistema Principal de Transmisión al 31 de Diciembre de 2012. Complementariamente, en el cuadro No. 19, se muestran las diferentes cuentas de la Planta General al 31 de Diciembre de 2012.

**Cuadro No. 18**  
**Base Bruta y Neta del Sistema Principal a Diciembre 2012 (Balboas)**

<b>CUENTAS SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-2012</b>	<b>Base Neta 31-Dic-2012</b>
Terrenos	4,123,959	4,115,112
Edificios y Mejoras	14,546,189	7,218,268
Caminos y Senderos	632,489	534,520
Servidumbre	17,4524,439	14,228,916
Equipo Eléctrico Auxiliar	6,417,089	3,556,777
Equipo Eléctrico Misceláneo	69,052	20,293
Equipo de Subestaciones	53,186,557	34,647,459
Torres y Accesorios	92,015,994	57,918,890
Conductores aéreos y accesorios	86,435,917	52,417,273
Equipo Mecánico	31,826	18,703
Equipo de Comunicación	1,173,394	919,645
Transformadores de Líneas	36,524,987	21,126,100
Equipos de Protección y Control	15,444,004	3,006,724
Mobiliario y Equipo de oficina	89,013	11,629
Herramientas especializadas	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>328,214,907</b>	<b>199,740,310</b>

**Cuadro No. 19**  
**Base Bruta y Neta de la Planta General a Diciembre 2012 (Balboas)**

<b>CUENTAS SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-2012</b>	<b>Base Neta 31-Dic-2012</b>
Terrenos	362,474	362,474
Edificios y Mejoras	981,996	765,888
Equipo Eléctrico Misceláneo	540,822	329,538
Equipo de Laboratorio	1,286,786	17,651
Equipo Mecánico	35,713	25,006
Equipo de Comunicación	13,366,831	3,420,822
Equipo de Informática	10,324,659	1,801,658
Mobiliario y Equipo de oficina	2,750,683	525,124
Equipo de Transporte	5,494,828	1,135,507
Herramientas especializadas	1,632,704	26,101
<b>TOTAL</b>	<b>36,777,497</b>	<b>8,409,769</b>

Por otro lado, se revisaron los montos totales de inversión realizada en el periodo 2009-2012. Estas inversiones fueron sustancialmente menores a las proyectadas en la revisión tarifaria anterior, alrededor del 64% del monto proyectado, según se muestra en los Cuadros No. 20 y 21.

**Cuadro No. 20**  
**Inversiones proyectadas en la revisión 2009-2013**

<b>Cuenta</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>SubTotal</b>
Sistema Principal	23,639,000	665,000	35,110,000	25,839,000	85,253,000
Planta General	6,405,000	7,471,000	2,160,000	593,000	16,629,000
				<b>Total</b>	<b>101,882,000</b>

**Cuadro No. 21**  
**Inversiones realizadas 2009-2013 según ETESA**

<b>Cuenta</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>SubTotal</b>
Sistema Principal	133,276	18,489,146	1,541,985	35,308,796	55,473,202
Planta General	1,472,338	1,290,047	3,554,706	3,363,390	9,680,481
				<b>Total</b>	<b>65,153,683</b>

## **2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión para el periodo tarifario**

Para determinar la Base de Capital correspondiente al Sistema Principal de Transmisión a aplicar durante el periodo tarifario corresponde agregar a los valores existentes al 31 de diciembre de 2012, las inversiones y retiros previstos y las amortizaciones correspondientes.

### **2.2.1. Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2013-2017**

Los activos que se incorporan a la base de capital corresponden a las inversiones del Plan de Expansión (PESIN) para el periodo 2013 – 2017 propuesto por ETESA y aprobado por la ASEP mediante la Resolución AN No. 5948 del 7 de febrero de 2013.

En el cuadro No. 22 se muestra el resumen de las inversiones autorizadas. Se detallan en este cuadro las inversiones del Sistema Principal de Transmisión de largo y de corto plazo. También se han incorporado tres proyectos adicionales que pertenecen a la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión del año 2013, los cuales son requeridos para el acceso al Sistema Interconectado Nacional de las nuevas centrales generadoras a instalarse en el área de Colón, según fue solicitado por ETESA en las Notas No. ETE- DTR-002-2013 fechada 29 de julio de 2013 y No. ETE-DTR-003-2013 fechada 1 de agosto de 2013, correspondientes a la Nueva Línea Bahía Las Minas, la Línea Panamá III y la Subestación Panamá III. Adicionalmente se incorporan inversiones en comunicaciones, planta general, estratégicas y un plan de reposición de activos.

Cabe destacar que los montos totales de inversión de los proyectos se activan en la base de capital una vez puesta en servicio la obra y no de manera parcial. Para el año 2017 se han considerado aquellas inversiones que entran en servicio hasta el 30 de junio de 2017 inclusive.

La información del Cuadro No. 22 difiere de la del plan aprobado originalmente por la ASEP debido a:

- Un ajuste en el porcentaje reconocido por Inspección, que pasó del 3% al 5%.
- Un ajuste en la fecha de entrada de algunas obras debido a información provista por ETESA.
- Un cambio importante relacionado con la Tercera línea “Veladero -Llano Sánchez – Chorrera – Panamá II” en 230 kV. Esta obra estaba en el PEST 2013-2017 con una inversión estimada de B/. 146,440,999 y según la empresa originalmente se financiaría con un contrato de Leasing por lo que no impactaría en la base de capital, ya que las cuotas pactadas de ese contrato serían consideradas como un gasto. Finalmente se efectuó la licitación respectiva y se contrato de manera tradicional con un préstamo a 30 años y con un monto significativamente mayor. Debido a estos cambios finalmente esta inversión sí entra en la base de capital y forma parte del sistema principal de transmisión, sólo que a diferencia de las otras inversiones del SPT, esta se asigna sólo a la demanda, razón por la cual se la debe mantener individualizada.

**Cuadro No. 22**  
**Inversiones proyectadas 2013-2017 Ajustadas**

DESCRIPCIÓN	Fecha Finalización	Costo [Miles de B.]
<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>215.730</b>
<b>LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV</b>	<b>31/08/2014</b>	<b>20.604</b>
LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/08/2014	15.701
ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	31/08/2014	2.970
ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/08/2014	1.933
<b>CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV</b>	<b>15/01/2014</b>	<b>10.803</b>
<b>CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV</b>	<b>15/01/2014</b>	<b>1.781</b>
<b>REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS</b>	<b>30/03/2013</b>	<b>1.659</b>
<b>NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV</b>	<b>30/11/2015</b>	<b>29.360</b>
L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	30/11/2015	23.957
ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	30/11/2015	3.431
ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	30/11/2015	1.972
<b>AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV</b>	<b>31/05/2014</b>	<b>1.000</b>
<b>SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.</b>	<b>01/07/2014</b>	<b>4.992</b>
<b>TORRES DE EMERGENCIA</b>	<b>01/12/2014</b>	<b>264</b>
<b>ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA</b>	<b>31/08/2014</b>	<b>10.599</b>
<b>ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA</b>	<b>01/09/2015</b>	<b>9.954</b>
<b>S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES</b>	<b>01/06/2017</b>	<b>10.806</b>
<b>S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE</b>	<b>01/06/2017</b>	<b>8.316</b>
<b>S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE</b>	<b>01/06/2017</b>	<b>5.403</b>
<b>S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE</b>	<b>01/06/2017</b>	<b>5.403</b>
<b>S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE</b>	<b>01/06/2017</b>	<b>5.403</b>
<b>NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS -PANAMA 115 Kv</b>	<b>01/01/2017</b>	<b>16.632</b>
<b>LINEA PANAMA III - TELFERS 230 KV</b>	<b>01/01/2017</b>	<b>45.186</b>
<b>SUBESTACIÓN PANAMA III 230 Kv</b>	<b>01/01/2017</b>	<b>27.565</b>
		<b>35.661</b>
<b>SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR</b>	<b>31/08/2016</b>	<b>14.838</b>
<b>SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR</b>	<b>31/08/2016</b>	<b>20.823</b>
<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO DEMANDA</b>		<b>285.458</b>
<b>TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV</b>	<b>01/01/2017</b>	<b>285.458</b>
L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	01/01/2017	207.126
ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	01/01/2017	18.119
ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/01/2017	19.728
ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	01/01/2017	21.033
ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/01/2017	9.994
COSTOS INSPECCIÓN ETESA	01/01/2017	9.458
<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>		<b>7.202</b>
REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	01/12/2013	633
EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	01/12/2013	71
EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	01/12/2014	159
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	01/12/2014	121
INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	01/12/2015	481
EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	01/12/2015	548
AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	01/12/2015	2.580
REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	01/12/2014	191
REPOSICION DE RECTIFICADORES	01/06/2017	609
REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	01/12/2015	1.415
REPOSICION DE CROSCONECTORES	01/12/2014	162
REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	01/12/2014	41
REPOSICION DE TORRES	01/12/2015	131
REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	01/06/2017	60

**Cuadro No. 22 (Continuación)**  
**Inversiones proyectadas 2013-2017 Ajustadas**

DESCRIPCIÓN	Fecha Finalización	Costo [Miles de B./]
<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>		<b>24.453</b>
<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>16.887</b>
REPOSICION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	01/12/2014	49
SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/2013	46
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	16/11/2015	1.046
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	01/06/2014	531
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/09/2014	1.604
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	16/11/2015	1.070
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	01/12/2015	72
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	01/12/2015	313
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	01/12/2015	375
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	01/12/2015	32
REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	01/12/2015	325
REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	01/12/2015	613
REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	01/12/2015	9.308
REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/12/2013	935
REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	01/12/2014	157
REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	01/12/2014	60
AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	01/12/2015	351
<b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>		<b>7.566</b>
REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	01/06/2017	2.449
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	01/07/2016	3.924
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	01/12/2016	149
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	01/12/2016	307
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	01/12/2016	129
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	01/12/2016	19
REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	01/06/2017	216
REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	01/12/2016	373
<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>		<b>19.239</b>
EDIFICIO-ETESA	01/12/2015	11.300
EQUIPO DE INFORMATICA	01/12/2016	5.846
REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	01/12/2016	2.093
<b>PLAN ESTRATEGICO</b>		<b>26.930</b>
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	03/03/2015	8.554
S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	31/01/2015	18.376
<b>TOTAL</b>		<b>614.673</b>

### 2.2.2. Retiro de Activos

ETESA presentó información con respecto a los retiros de activos correspondientes al Plan de Reposición. En todos los casos justifican que la reposición se realiza sobre activos cuyo valor neto es cero o próximo a cero. Sobre tal base no se realiza ningún ajuste adicional.

### 2.2.3. Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas que tienen un carácter recurrente según los balances regulatorios 2009, 2010, 2011 y 2012 representan magnitudes poco relevantes respecto a los ingresos (inferiores al 0.5%), por lo que se ha desestimado el ajuste de la base de capital por actividades no reguladas establecido en el Artículo 185 del Reglamento de Transmisión.

### 2.2.4. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos reconocidos al 31 de diciembre de 2012 y las incorporaciones de activos previstas en el Plan de Inversiones, se presenta en el Cuadro No. 23 la evolución proyectada para la Base de Capital, bruta y neta, del Sistema Principal de Transmisión y en el Cuadro No. 24 los correspondientes a la Planta General.

**Cuadro No. 23**  
**Activos Reconocidos del Sistema Principal de Transmisión 2013-2017**

<b>Sistema Principal</b>							
<b>Activo /incluye Comunicaciones</b>	<b>Unidades</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tasa de depreciación activos	%		3,08%	3,08%	3,08%	3,08%	3,08%
Tasa de depreciación retiros	%		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		328.215	328.215	328.215	328.215	328.215
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		199.740	189.622	179.505	169.387	159.269
Depreciación Anual	Miles Balboas		(10.118)	(10.118)	(10.118)	(10.118)	(10.118)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	328.215	328.215	328.215	328.215	328.215	328.215
Activos netos al final del año	Miles Balboas	199.740	189.622	179.505	169.387	159.269	149.151
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(128.475)	(138.592)	(148.710)	(158.828)	(168.946)	(179.064)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	199.740	189.622	179.505	169.387	159.269	149.151
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual SPT	Miles Balboas		2.640	53.215	53.773	41.190	130.944
Inversión anual Comunicaciones			704	833	5.314	159	192
Inversión anual Estratégica (no suma en la base)	Miles Balboas		-	-	26.930	-	-
Tasa de depreciación	%		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	3.344	57.292	114.657	152.512
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(100)	(1.722)	(3.494)	(4.735)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	3.344	57.292	114.657	152.512	278.913
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	3.344	57.392	116.479	157.828	288.964
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	(100)	(1.822)	(5.316)	(10.051)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	3.344	57.292	114.657	152.512	278.913
<b>ACTSPT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>328.215</b>	<b>331.559</b>	<b>385.607</b>	<b>444.694</b>	<b>486.043</b>	<b>617.179</b>
<b>ACTNSPT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>199.740</b>	<b>192.966</b>	<b>236.796</b>	<b>284.044</b>	<b>311.781</b>	<b>428.064</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(10.118)</b>	<b>(10.218)</b>	<b>(11.840)</b>	<b>(13.612)</b>	<b>(14.853)</b>

**Cuadro No. 23 (Continuación)**

**Activos Reconocidos del Sistema Principal de Transmisión 2013-2017, asignados a la demanda**

<b>Sistema Principal Asignado a la Demanda</b>							
<b>Activo /incluye Comunicaciones</b>	<b>Unidades</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tasa de depreciación activos	%		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Tasa de depreciación retiros	%		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		-	-	-	-	-
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	-	-	-	-
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	-	-	-	-
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-	-
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-	-
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	-	-	-	-
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	-	-	-	-	-
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual SPT	Miles Balboas		-	-	-	-	285.458
Tasa de depreciación	%		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	-	-	-	-
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	-	-	-	-
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-	285.458
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-	285.458
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	-	-	-	-
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	-	-	-	-	285.458
<b>ACTSPT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>285.458</b>
<b>ACTNSPT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>285.458</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**Cuadro No. 24**  
**Activos Reconocidos de la Planta General 2013-2017**

<b>Activos existentes</b>	<b>Unidades</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tasa de depreciación activos	%		3.08%	3.08%	3.08%	3.08%	3.08%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		36,777	36,777	36,777	36,777	36,777
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		8,410	7,276	6,142	5,009	3,875
Depreciación Anual	Miles Balboas		(1,134)	(1,134)	(1,134)	(1,134)	(1,134)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	36,777	36,777	36,777	36,777	36,777	36,777
Activos netos al final del año	Miles Balboas	8,410	7,276	6,142	5,009	3,875	2,741
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(28,368)	(29,501)	(30,635)	(31,769)	(32,903)	(34,036)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	8,410	7,276	6,142	5,009	3,875	2,741
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual PG	Miles Balboas		3,577	1,810	12,751	1,101	4,043
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	3,577	5,280	17,869	18,426
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(107)	(162)	(544)	(577)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	3,577	5,280	17,869	18,426	21,892
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	3,577	5,387	18,138	19,239	23,282
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	(107)	(269)	(813)	(1,390)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	3,577	5,280	17,869	18,426	21,892
<b>ACTSPT - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>36,777</b>	<b>40,354</b>	<b>42,164</b>	<b>54,915</b>	<b>56,016</b>	<b>60,059</b>
<b>ACTNSPT - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>8,410</b>	<b>10,853</b>	<b>11,422</b>	<b>22,878</b>	<b>22,301</b>	<b>24,633</b>
<b>Depreciación - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(1,134)</b>	<b>(1,241)</b>	<b>(1,295)</b>	<b>(1,678)</b>	<b>(1,711)</b>

Cabe destacar que las inversiones pertenecientes al Plan de activos Estratégicos no se adicionan a la base de capital del Sistema Principal de Transmisión, pero si se los tiene en cuenta en los activos eficientes utilizados para determinar los gastos de operación y administración.

### **2.3. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación**

De acuerdo a la normativa, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el Valor Nuevo de Reemplazo de los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión.

ETESA presentó a la ASEP valores de VNR para sus instalaciones a diciembre de 2012. Del análisis de costos realizado se observa un incremento excesivo del VNR respecto del valor aceptado en 2008, incluidas actualización e incorporaciones. Los VNR presentados por ETESA en 2012 tienen un incremento del 65% en el caso de líneas respecto al determinado en el período tarifario pasado. Algo similar sucede en el caso de subestaciones. También se observan incongruencias entre los valores presentados por ETESA en el 2008 y en el 2012 para las mismas instalaciones, así como entre el VNR y el valor bruto de algunas instalaciones que ingresan al sistema en el 2011 ó 2012.

En función de lo anterior la determinación del VNR al 31 de Diciembre de 2012 se realizó considerando para el caso de las líneas de transmisión:

- VNR aceptado al inicio del periodo tarifario anterior,
- Incorporaciones realizadas en el periodo 2009-2012,
- Variaciones de costos 2008-2012 tanto considerando valores de referencia actualizados por índices como comparaciones con valores resultantes de licitaciones de la propia empresa.
- Resultados de la licitación de la Tercera Línea “Panamá-Veladero”

- Base de costos de instalaciones propia del consultor.

En base a estos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas de transmisión, valores que se muestran en el Cuadro No. 25 para el SPT.

**Cuadro No. 25**  
**VNR Líneas Sistema Principal de Transmisión al 31 Diciembre 2012**

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA SPT									
LINEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LÍNEA	AÑO	LONG. [km]	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		COSTO [B/km]	VNR [B/]
						Normal	Cont.		
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68,14	636 ACSR	186,0	350,0	296.140	20.178.992
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12,94	636 ACSR	186,0	350,0	315.210	4.078.819
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39,00	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	10.632.028
	230-3B,4B	CHORRERA - LL. SANCHEZ	1978	142,19	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	38.763.285
	230-5A,6A	LL. SANCHEZ - VELADERO	1978	106,36	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	28.995.450
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84,49	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	23.033.336
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37,50	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	10.223.104
	230-12,13	LL. SANCHEZ - PANAMA II	2006	195,00	1200 ACAR	276,0	450,0	331.241	64.592.068
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110,07	1200 ACAR	276,0	450,0	331.241	36.459.738
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84,30	1200 ACAR	276,0	450,0	331.241	27.923.648
	230-18, 29	GUASQUITAS - FORTUNA	2003 y 2012	18,00	1200 ACAR	276,0	450,0	331.241	5.299.862
	230-20A,20B,30	FORTUNA - CHANGUINOLA	2009 y 2012	104,66	750 ACAR	193,0	366,0	272.616	28.532.003
			<b>TOTAL</b>		<b>1.000,65</b>				
LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27,00	750 ACAR	193,0	366,0	183.273	4.948.370
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27,00	750 ACAR	193,0	366,0	183.273	4.948.370
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9,70	750 ACAR	193,0	366,0	183.273	1.777.748
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15,00	750 ACAR	304,0	450,0	183.273	2.749.094
	230- XX	DESVIACIÓN FORTUNA	2012	1,50	750 ACAR	193,0	366,0	183.273	274.909
			<b>TOTAL</b>		<b>80,20</b>				
LINEAS DE 115 KV DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46,60	636 y 1200	150,0	175,0	285.661	13.311.817
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6,20	636 ACSR	150,0	175,0	241.854	1.499.496
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25,00	636 ACSR	93,0	175,0	241.854	6.046.353
	115-3A,3B,4A,4B	BAHIA LAS MINAS - PANAMA	1972	54,00	636 ACSR	150,0	175,0	241.854	13.060.123
			<b>TOTAL</b>		<b>131,80</b>				
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0,80	636 ACSR	93,0	175,0	213.450	170.760
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0,80	750 XLPE	142,0	178,0	1.164.670	931.736
		<b>TOTAL</b>		<b>1,60</b>					<b>1.102.496</b>
		<b>TOTAL SPT</b>		<b>1.214,25</b>					<b>348.431.107</b>

La determinación del VNR al 31 de Diciembre de 2012 correspondiente a los activos de Subestaciones, se realizó considerando:

- VNR aceptado al inicio del periodo tarifario anterior,
- Incorporaciones realizadas en el periodo 2009-2012,
- Variaciones de costos 2008-2012 tanto considerando valores de referencia actualizados por índices, como comparaciones con valores resultantes de licitaciones de la propia empresa para los elementos principales.
- Reclasificaciones de activos del Sistema de Conexión al Sistema de Transmisión.
- Proyectos Estratégicos: De acuerdo al Artículo 187 del Reglamento de Transmisión, los activos de proyectos estratégicos se consideran únicamente para remunerar ADMTSPi y OMTSPi, con lo cual debe incluirse en el VNR del SPT.
- Resultados de la licitación de la tercera línea “Panamá-Veladero”
- Base de costos de instalaciones propia del consultor.

En base a esos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de subestaciones, valores que se muestran en el Cuadro No. 26 para el SPT y No. 27 para el caso de inversiones estratégicas.



En el cuadro No. 26 y 27 se han indicado los valores determinados por ETESA para el sistema principal.

**Cuadro No. 26**  
**VNR Subestaciones Sistema Principal de Transmisión al 31 Diciembre 2012**

SUBESTACION	VNR [B./]	
	Según ETESA	Valores ajustados
PANAMA II Patio 230 kV	31,142,222	26,090,805
PANAMA II Patio 115 kV	17,584,845	14,365,883
PANAMA Patio 230 kV	32,535,821	26,150,441
PANAMA Patio 115 kV	25,528,522	20,327,100
CHORRERA Patio 230 kV	11,192,477	9,177,832
LLANO SANCHEZ Patio 230 kV	43,135,937	35,371,468
VELADERO Patio 230 kV	31,662,112	25,962,932
GUASQUITAS Patio 230 kV	12,568,292	10,306,000
MATA DE NANCE Patio 230 kV	31,762,357	26,127,536
MATA DE NANCE Patio 115 kV	6,817,196	5,453,757
PROGRESO Patio 230 kV	14,915,277	12,274,272
FORTUNA NAVE 3 Patio 230 kV	5,072,677	4,159,595
CHANGUINOLA Patio 230 kV	13,689,319	11,247,114
CACERES Patio 115 kV	9,444,803	7,555,842
SANTA RITA Patio 115 kV	6,699,089	5,359,271
CALDERA Patio 115 kV	7,000,790	5,600,632
<b>TOTAL</b>	<b>300,751,737</b>	<b>245,530,481</b>

**Cuadro No. 27**  
**VNR Subestaciones Estratégicas al 31 Diciembre 2012**

SUBESTACION	VNR [B./]	
	Según ETESA	Valores Ajustados
BOQUERON III Patio 230 kV	9,831,653	8,616,972
CALDERA Patio 115 kV	4,564,075	3,711,607
<b>TOTAL</b>	<b>14,395,728</b>	<b>12,328,579</b>

#### 2.4. Ingreso máximo permitido para el sistema principal de transmisión

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión (IPSPTi), en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con las siguientes fórmulas, según el Artículo 187 del Reglamento de Transmisión:

$$\text{IPSPTi} = \text{IPSPTGyDi} + \text{IPSPTLi}$$

Dónde:

$$\text{IPSPTGyDi} = \text{ADMTSPi} + \text{OMTSPi} + (\text{ACTSPTi} + \text{ACTNEi}) * \text{DEP}\% + (\text{ACTNSPTi} + \text{ACTNNEi}) * \text{RRT} + \text{GAi} + \text{CEyCGCi}$$

$$\text{IPSPTLi} = \text{ADMTSPLi} + \text{OMTSPLi} + \text{ACTSPTLi} * \text{DEP}\% + \text{ACTNSPTLi} * \text{RRT} + \text{GLi}$$

IPSPTi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

IPSPTGyDi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda.

IPSPTLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados totalmente a la demanda.

ADMTSPi: es el valor del ingreso permitido, para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario asignado a la generación y a la demanda.

ADMTSPi se obtiene de:

$$\text{ADMTSPi} = (\text{ACTSPTefi} + \text{ACTNEefi}) * \text{ADMT}\%^{M*}$$

OMTSPi: es el valor de los ingresos permitidos, para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario, asignado a la generación y a la demanda.

OMTSPi se obtiene de:

$$\text{OMTSPi} = (\text{ACTSPTefi} + \text{ACTNEefi}) * \text{OMT}\%^{M*}$$

ACTSPTefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda.

ACTNEefi: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados a la generación y a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$\text{ACTNEefi} = \%NE * \text{ACTSPTefi}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing.

ACTSPTi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTI correspondientes a cada componente (I) del sistema principal de transmisión, asignados a la generación y a la demanda, en cada año calendario (i).

ACTNEi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNEI correspondientes a cada componente (I) de los activos No Eléctricos en cada año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTNEi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPTi es el valor neto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTI correspondientes a cada componente (I) del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda en cada año calendario (i).

ACTNNEi: es el valor neto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEI correspondientes a cada componente (I) de los activos No Eléctricos en cada año calendario (i). En caso que se haya ajustado el valor del ACTNEi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEi.

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

GAi: los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, correspondientes al año i, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está

indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación de la ASEP.

Adicionalmente se incluirán los costos de libranzas asociados, sobrecostos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

CEyCGCi: los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado.

ADMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario, asociados a las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing. ADMTSPLi se obtiene de:

$$\text{ADMTSPLi} = (\text{ACTSPTLefi} + \text{ACTNELeFi}) * \text{ADMT}\%^{M*}$$

OMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como de aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing, en el año calendario (i) del período tarifario. OMTSPLi se obtiene de:

$$\text{OMTSPLi} = (\text{ACTSPTLefi} + \text{ACTNELeFi}) * \text{OMT}\%^{M*}$$

ACTSPTLefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes correspondiente a las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como de aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema de transmisión asignado totalmente a la demanda.

ACTNELe<sub>fi</sub>: es el valor nuevo de remplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados totalmente a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$\text{ACTNELe}_{fi} = \%NE * \text{ACTSPTLe}_{fi}$$

ACTSPTLi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTLi correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignados totalmente a la demanda, en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 del Reglamento de Transmisión, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

ACTNSPTLi es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTLi correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignado totalmente a la demanda, en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 del Reglamento de Transmisión, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

GL: Sumatoria de los costos anuales de los contratos de Leasing vigentes durante el periodo tarifario. El mecanismo de leasing aplicado a la construcción de obras del sistema de transmisión tendrá carácter excepcional y deberá contar con la aprobación previa de la ASEP. Al concluir el periodo del leasing éste dejará de agregarse. La porción de los costos indirectos tales como inspección, ingeniería, etc., asociados en que incurra ETESA y que no estén incluidos en la cuota de leasing, se recuperará en forma similar a los otros activos equivalentes.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el Plan de Expansión del sistema de transmisión aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPST. Los activos que ingresen resultantes del Plan de Expansión serán considerados parcialmente, en función de su fecha de entrada en operación, a los efectos de los cálculos de rentabilidad y costos de Administración y Operación y Mantenimiento correspondientes al semestre (primero o segundo) del año calendario en que entren en operación.

Se deberá considerar asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido como un porcentaje de los activos eléctricos.

Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos se apliquen los cargos previstos para aquellos activos asignados totalmente a la demanda.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos son cedidos a la Empresa de Transmisión, estos formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMTSP<sub>i</sub> y OMTSP<sub>i</sub>.

IPSPT se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPSPT<sub>j</sub> correspondientes al año tarifario j, siendo:

IPSPT<sub>j</sub>= La suma de los IPSPTs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

O en el caso que no se cuente con una subdivisión semestral se calculará así:

$$IPSPT_j = (IPSPT_i + IPSPT_{i-1})/2$$

Donde para un año tarifario j, el año i y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario, y que van del 1 de julio del año i-1 al 30 de junio del año i.

Cuando la ASEP disponga que los costos asociados a ciertas instalaciones deban ser recuperados mediante cargos por uso a abonar sólo por la demanda, se deberá dividir el IPSPT<sub>j</sub> en dos partes, a saber:

- IPSPTGyD: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es compartido entre generación y demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.
- IPSPTL: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es absorbido sólo por la demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda.

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el IPSPT<sub>j</sub> desagregado en IPSPTGyD e IPSPTL y también por nivel de tensión.

El ingreso permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

A continuación se detalla cada uno de los términos:

### ***Costos correspondientes al Sistema Principal de Transmisión asignados a la Generación y a la Demanda***

- Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento asociados al SPTGyD

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración ADMTSPi y los de operación y mantenimiento OMTSPi, asignados a la generación y a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor del Comparador eficiente respectivo por los activos brutos eficientes (VNR) correspondientes al sistema principal asignados a la generación y a la demanda para cada año del periodo tarifario.

- Costos en concepto de depreciación

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTGyDicorrespondiente a la depreciación,  $ACTSPTi * DEP\%$ , asignados a la generación y a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor de los activos brutos de cada año, correspondientes al SP asignados a la generación y a la demanda, por la tasa de depreciación correspondiente.

- Costos en concepto de rentabilidad

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTi correspondiente a la rentabilidad,  $ACTNSPTi * RRT\%$ , asignados a la generación y a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor de los activos netos de cada año, correspondientes al SP asignados a la generación y a la demanda, por la tasa de rentabilidad.

- Costos en concepto de Generación Obligada

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTi correspondiente a la generación obligada, GA ya fueron presentados en el numeral 1.6 de este informe.

- Costos en concepto de estudios del PEST y por gestión de compra de potencia y energía

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTGyDi correspondiente a los costos del estudio del PEST y los costos incurridos por ETESA para la gestión de compra de potencia y energía, CEyCGCi, ya fueron presentados en el numeral 1.7 de este informe.

### ***Costos correspondientes al Sistema Principal de Transmisión asignados totalmente a la Demanda***

- Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento asociados al SPT asignado totalmente a la demanda

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración ADMTSPLi y los de operación y mantenimiento OMTSPLi asignados totalmente a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor del Comparador eficiente respectivo por los activos brutos eficientes (VNR) correspondientes a aquellas

inversiones asignadas totalmente a la demanda. En este caso particular corresponden a los costos de la tercera línea “Veladero – Panamá II”, presentados en el numeral 1.5 de este informe.

- Costos en concepto de depreciación

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTLi correspondiente a la depreciación,  $ACTSPTLi * DEP\%$  asignados totalmente a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor de los activos brutos de cada año asignados totalmente a la demanda, por la tasa de depreciación correspondiente.

- Costos en concepto de rentabilidad

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPSPTLi correspondiente a la rentabilidad,  $ACTNSPTLi * RRT$  asignados totalmente a la demanda, se obtienen de multiplicar el valor de los activos netos de cada año asignados totalmente a la demanda, por la tasa de rentabilidad.

El Ingreso anual por año calendario, y por año tarifario, relacionado con el Sistema Principal de Transmisión es el resultado de la suma de todos los componentes determinados en los puntos anteriores. El mismo se muestra en el Cuadro No. 28. En la primera parte del mismo se han reproducido los valores, o parámetros base, necesarios para el cálculo y en la segunda los componentes del IMP respectivos.



## Cuadro No. 28

### Ingreso Máximo Permitido para el Sistema Principal de Transmisión. Periodo 2013-2017 (En miles de Balboas)

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

PARAMETROS	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OMT	%		2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
ADMT	%		0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
Tasa depreciación nuevas inversiones	%	3.00%					
RRT	%	7.90%					
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
ACTSPT (Activo bruto Sistema Principal) +PG	D./MILES	364,892	371,913	427,772	499,609	542,060	677,236
ACTSPTL (Activo bruto SP asignado a la Demanda. Solo parte de ETESA)	B./MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTNSPT (Neto Sistema Principal) + PC	B./MILES	208,150	203,819	248,218	306,921	334,081	452,697
ACTNSPTL (Neto Sistema Principal asignado Demanda)	B./MILES	-	-	-	-	-	285,458
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)</b>							
ACTISPTef (Sistema Principal)	B./MILES	672,840	679,766	730,620	834,392	876,843	1,012,021
ACTNSPTLef (Sistema Principal asignado a la demanda)	B./MILES	-	-	-	-	-	285,458
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
ACTSPTef (Sistema Principal) (Primer Semestre)	B./MILES	-	553	6,580	12,132	52	47,678
ACTNSPTef (Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B./MILES	-	1,268	23,806	25,027	17,387	63,439
ACTSPTLef (Asignado a la demanda) (Primer Semestre)	B./MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTNSPTLef (Asignado a la demanda) (Segundo Semestre)	B./MILES	-	-	-	-	-	142,729

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2012	2013 Sem 1	2013 Sem 2	2014 Sem 1	2014 Sem 2	2015 Sem 1	2015 Sem 2	2016 Sem 1	2016 Sem 2	2017 Sem 1	2017 Sem 2
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>			23,580	24,179	24,473	26,835	28,611	30,379	31,989	34,368	40,574	42,735
Operación y Mantenimiento	B./MILES		8,841	8,855	7,033	7,383	7,713	7,975	8,470	8,822	9,888	10,188
Administración	B./MILES		2,828	2,834	2,702	2,837	2,984	3,084	3,255	3,390	3,792	3,915
Depreciación	B./MILES		5,642	5,864	5,927	6,444	6,931	7,318	7,647	8,167	9,712	10,185
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		8,266	8,922	8,571	9,932	10,763	11,782	12,128	13,497	16,983	18,206
Generación Obligada	B./MILES		203	203	203	203	203	203	203	203	203	203
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía			501	501	38	38	38	38	288	288	38	38
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>			-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,568
Operación y Mantenimiento	B./MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	2,897	2,897
Administración	B./MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	1,113	1,113
Depreciación	B./MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	4,262	4,262
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	11,278	11,278

### 3. SISTEMA DE CONEXIÓN

#### 3.1. Base de Capital del Sistema de Conexión

La Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión para cada año del período tarifario 2013-2017 resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes a los años del periodo tarifario. Es decir, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Activos del Sistema de Conexión en libros al 31 de diciembre del 2012, ajustando las capitalizaciones del período 2009-2012 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el Régimen.
- Los activos del Sistema de Conexión que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA.
- Los retiros de activos previstos por ETESA.
- Las depreciaciones correspondientes al periodo.

El cuadro siguiente se presenta el valor de los activos de transmisión correspondientes al Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

**Cuadro No. 29**  
**EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.**  
**BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
**(Balboas)**

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
CONEXIÓN	<b>22,083,771</b>	<b>12,999,160</b>	<b>9,084,611</b>
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>18,875,017</b>	<b>11,014,105</b>	<b>7,860,912</b>
<b>230 KV</b>	<b>4,390,400</b>	<b>39,078</b>	<b>4,351,322</b>
PATIO 230 KV LLANO SANCHEZ (2 CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 230 KV Y 2 TRFOS 230/115/34.5 KV)	1,908,033	27,258	1,880,775
PATIO 230 KV-CHORRERA (3 INTERRUPTORES DE 230KV Y 2 TRAFOS 230/115/34.5 KV)	2,482,368	11,821	2,470,547
<b>115 KV</b>	<b>6,667,084</b>	<b>5,609,096</b>	<b>1,057,988</b>
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1,336,008	1,185,944	150,064
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4,361,554	3,530,685	830,870
PATIO 115 KV-PROGRESO	969,521	892,467	77,055
<b>34.5 KV</b>	<b>7,817,533</b>	<b>5,365,931</b>	<b>2,451,602</b>
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5,198,137	4,292,182	905,956
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	782,344	524,885	257,459
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	455,155	148,507	306,648
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	476,977	340,029	136,948
PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA	904,919	60,327	844,592
<b>LÍNEAS</b>			
<b>115 KV</b>	<b>3,208,754</b>	<b>1,985,055</b>	<b>1,223,699</b>
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	562,710	348,557	214,153
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	787,490	110,044	677,446
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBRERO-19	41,700	38,572	3,128
L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25	1,816,854	1,487,882	328,972

### 3.1.1. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión

La Base de Capital inicial (al 31 de diciembre de 2012) correspondiente al Sistema de Conexión resulta de la suma de los valores eficientes aceptados al inicio del anterior periodo tarifario más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes a los años del mismo (2009-2012).

En la revisión 2009-2013 se determinó una base inicial al 31 de Diciembre de 2008 diferente a la indicada por la contabilidad regulatoria de ETESA, reducida en base a criterios de eficiencia. A esta base regulatoria se le aplicó un descuento de B/. 597,616 en el periodo 2001-2004 por revisión de costos indirectos.

El Cuadro No. 30 muestra el ajuste realizado aplicado a la cuenta Equipo de Subestaciones ya que el ajuste se realizó sobre el costo indirecto de una subestación.

**Cuadro No. 30**  
**Ajuste aplicado a la Base contable de ETESA del 31 de Diciembre 2008**  
**para los activos del Sistema de Conexión**

ACTIVO FIJO CONEXIÓN	Base contabilidad ETESA		Ajuste				Base ajustada	
	Base Bruta 31-Dic-08	Dep. Acum. 31-Dic-08	2001-2004		2005-2009		Base Bruta 31-Dic-08	Dep. Acum. 31-Dic-08
			Bruto	D. Acum.	Bruto	D. Acum.		
TERRENOS	770,837	0					770,837	0
EDIFICIOS Y MEJORAS	138,192	86,139					138,192	86,139
SERVIDUMBRE	8,592	1,227					8,592	1,227
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	283,334	146,246					283,334	146,246
EQUIPO DE SUBESTACIONES	7,436,424	3,567,967	- 597,616	- 76,285			6,838,808	3,491,682
TORRES Y ACCESORIOS	2,456,587	1,433,382					2,456,587	1,433,382
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	825,937	301,106					825,937	301,106
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	11,480,189	6,112,467					11,480,189	6,112,467
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y	229,827	170,403					229,827	170,403
	<b>23,629,919</b>	<b>11,818,937</b>	<b>-597,616</b>	<b>-76,285</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23,032,303</b>	<b>11,742,652</b>

En el Cuadro No. 31, parte a, se muestra el evolución de la base bruta y neta para el periodo 2009-2012 teniendo en cuenta la base inicial, las inversiones, los retiros y los ajustes o reclasificaciones producidos en el periodo. En la parte b del mismo cuadro se presenta un detalle de las adiciones por año y cuenta para el Sistema de Conexión.

**Cuadro No. 31**  
**a) Evolución de la Base Bruta y Neta 2009-2012**

	<b>Base Bruta 31-Dic-08</b>	<b>Base Neta 31-Dic-08</b>	<b>Adiciones 2009</b>	<b>Retiros 2009</b>	<b>Ajustes 2009</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-09</b>	<b>Base Neta 31-Dic-09</b>
<b>Conexión</b>	23,032,303	11,289,652	0	0	-796,473	22,235,830	10,113,586

	<b>Base Bruta 31-Dic-09</b>	<b>Base Neta 31-Dic-09</b>	<b>Adiciones 2010</b>	<b>Retiros 2010</b>	<b>Ajustes 2010</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-10</b>	<b>Base Neta 31-Dic-10</b>
<b>Conexión</b>	22,235,830	10,113,586	0	138,829	0	22,097,001	8,751,241

	<b>Base Bruta 31-Dic-10</b>	<b>Base Neta 31-Dic-10</b>	<b>Adiciones 2011</b>	<b>Retiros 2011</b>	<b>Ajustes 2011</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-11</b>	<b>Base Neta 31-Dic-11</b>
<b>Conexión</b>	22,097,001	8,751,241	0	0	0	22,097,001	7,956,081

	<b>Base Bruta 31-Dic-11</b>	<b>Base Neta 31-Dic-11</b>	<b>Adiciones 2012</b>	<b>Retiros 2012</b>	<b>Ajustes 2012</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-12</b>	<b>Base Neta 31-Dic-12</b>
<b>Conexión</b>	22,097,001	7,956,081	4,609,762	0	-5,220,609	21,486,154	8,607,546

**Cuadro No 31 Continuación**

**b) Capitalizaciones 2009-2012 para el Sistema de Conexión (Balboas)**

<b>CUENTAS SISTEMA CONEXIÓN</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Terrenos	0	0	0	0
Edificios y mejoras	0	0	0	0
Servidumbre	0	0	0	0
Equipo eléctrico auxiliar	0	30,509	0	0
Equipo de subestaciones	0	0	0	0
Torres y accesorios	0	0	0	0
Conductores aéreos y accesorios	0	0	0	0
Transformadores de líneas	0	108,320	0	4,609,762
Equipo de protección, control y	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>138,829</b>	<b>0</b>	<b>4,609,762</b>

Es importante destacar que en el año 2012 ETESA realizó una reclasificación de activos desde la cuenta Conexión hacia el Sistema Principal por un monto de B/. 5,220,609, lo que produce una disminución de los valores brutos y netos de la cuenta Conexión a diciembre de 2012, correspondientes al traspaso de los activos del Patio 115 kV- Panamá II que incluyó las salidas en 115 kV Panamá-Locería y el Patio 230 kV Panamá II que incluyó tres interruptores y dos transformadores.

El siguiente cuadro presenta el valor total de los activos de ETESA, correspondientes al Sistema de Conexión, al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo a la información contable:

**Cuadro No. 32**  
**Base Bruta y Neta del Sistema de Conexión a Diciembre 2012 (Balboas)**

<b>CUENTAS SISTEMA CONEXION</b>	<b>Base Bruta 31-Dic-2012</b>	<b>Base Neta 31-Dic-2012</b>
Terrenos	770,837	770,837
Edificios y Mejoras	138,192	36,260
Servidumbre	8,592	6,383
Equipo Eléctrico Auxiliar	219,682	85,890
Equipo de Subestaciones	4,921,135	1,340,692
Torres y Accesorios	2,037,751	400,596
Conductores aéreos y accesorios	407,101	59,469
Transformadores de Líneas	12,821,846	5,907,254
Equipos de Protección y Control	161,017	166
<b>TOTAL</b>	<b>21,486,154</b>	<b>8,607,546</b>

### **3.1.2. Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario**

Para determinar la Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión a aplicar durante el periodo tarifario corresponde agregar a los valores existentes al 31 de diciembre de 2012, las inversiones y retiros previstos y las amortizaciones correspondientes.

#### **3.1.2.1. Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2013-2017**

Los activos que se incorporan a la base de capital del Sistema de Conexión corresponden a las inversiones del Plan de Expansión (PESIN) para el periodo 2013 – 2017 propuesto por ETESA y aprobado por la ASEP y se muestran en el Cuadro No. 33.

#### **3.1.2.2. Retiro de Activos**

No se han previsto retiros de activos del sistema de Conexión para el periodo 2013-2017.

#### **3.1.2.3. Evolución de la Base de Capital**

En función de los activos al 31 de diciembre de 2012 reconocidos y las adiciones previstas para el período 2013-2017, se presenta en el Cuadro No. 34 la evolución proyectada para la Base de Capital del Sistema de Conexión de Transmisión:

**Cuadro No. 33**  
**Inversiones proyectadas 2013-2017**

DESCRIPCIÓN	Año de Finalización	Costo [Miles de B./]
<b>PLAN DEL SISTEMA DE CONEXIÓN</b>		
S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	01/07/2014	7.797
ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	31/10/2013	4.185
ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	30/12/2013	4.266
REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/01/2015	4.134
REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/01/2015	4.134
REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	31/01/2015	176
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	01/06/2014	157
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	01/06/2014	123
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	01/06/2014	123
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	16/11/2015	434
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	01/12/2016	97
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	01/12/2016	143
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	01/12/2015	37
REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	01/12/2014	89
REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	01/12/2015	97
REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	01/12/2016	44
REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	01/12/2014	821
<b>TOTAL</b>		<b>26.857</b>

**Cuadro No. 34**  
**Activos Reconocidos del Sistema de Conexión 2013-2017**

	Unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Activos existentes</b>							
Tasa de depreciación	%		3,56%	3,56%	3,56%	3,56%	3,56%
Tasa de depreciación retiros	%		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		21.486	21.486	21.486	21.486	21.486
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		8.608	7.843	7.079	6.315	5.551
Depreciación Anual	Miles Balboas		(764)	(764)	(764)	(764)	(764)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	21.486	21.486	21.486	21.486	21.486	21.486
Activos netos al final del año	Miles Balboas	8.608	7.843	7.079	6.315	5.551	4.787
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(12.879)	(13.643)	(14.407)	(15.171)	(15.935)	(16.699)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	8.608	7.843	7.079	6.315	5.551	4.787
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual	Miles Balboas		8.451	7.797	-	-	-
Tasa de depreciación	%		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	8.451	15.994	15.507	15.020
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(254)	(487)	(487)	(487)
Activos netos al final del año	Miles Balboas		8.451	15.994	15.507	15.020	14.532
Activos brutos al final del año	Miles Balboas		8.451	16.248	16.248	16.248	16.248
Depreciación Acumulada	Miles Balboas		-	(254)	(741)	(1.228)	(1.716)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas		8.451	15.994	15.507	15.020	14.532
<b>ACTCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>21.486</b>	<b>29.937</b>	<b>37.734</b>	<b>37.734</b>	<b>37.734</b>	<b>37.734</b>
<b>ACTNCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>8.608</b>	<b>16.294</b>	<b>23.074</b>	<b>21.822</b>	<b>20.571</b>	<b>19.319</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(764)</b>	<b>(1.018)</b>	<b>(1.252)</b>	<b>(1.252)</b>	<b>(1.252)</b>

**3.2. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación**

La determinación del VNR al 31 de Diciembre de 2012 se realizó considerando:

- Para Líneas y Subestaciones

- ✓ VNR determinado al inicio del periodo tarifario anterior
- ✓ Incorporaciones realizadas en el periodo 2009-2012
- ✓ Variaciones de costos 2008-2012
- ✓ Base de costos de instalaciones propia

En base a esos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas y subestaciones, valores que se muestran en los cuadros No. 35 y 36, respectivamente. En el cuadro No. 35 se indican los valores determinados por ETESA para el sistema de conexión.

**Cuadro No. 35**  
**VNR Subestaciones Sistema de Conexión al 31 Diciembre 2012**

SUBESTACION	VNR [B/.]				
	VNR según ETESA	Valores ajustados			
		Total	VNR Transformadores	MVA	VNR Salidas
CHORRERA Patio 230kV	13,042,511	11,000,880	6,296,771	100	4,704,110
CHORRERA Patio 34kV	7,793,258	6,234,606			6,234,606
LLANO SANCHEZ Patio 230kV	13,408,583	11,377,726	11,181,421	240	196,305
LLANO SANCHEZ Patio 115kV	6,487,435	5,189,948			5,189,948
LLANO SANCHEZ Patio 34kV	2,558,971	2,047,177			2,047,177
MATA DE NANCE Patio 34kV	6,333,147	5,066,518			5,066,518
PROGRESO Patio 115kV	1,536,663	1,229,330			1,229,330
PROGRESO Patio 34kV	4,707,025	3,765,620			3,765,620
CHANGUINOLA Patio 115kV	145,700	116,560			116,560
CHANGUINOLA Patio 34kV	2,073,363	1,658,690			1,658,690
CHARCO AZUL Patio 115 kV	1,752,853	1,402,283	1,095,162	24	307,120
<b>TOTAL</b>	<b>59,839,509</b>	<b>49,089,337</b>	<b>18,573,354</b>	<b>364</b>	<b>30,515,983</b>

**Cuadro No. 36**  
**VNR Líneas Sistema de Conexión al 31 Diciembre 2012**

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA CONEXIÓN									
LÍNEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LÍNEA	AÑO	LONG. [km]	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		COSTO [B/km]	VNR [B/.]
						Normal	Cont.		
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0	169,576	983,541
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0	169,576	339,152
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0	169,576	84,788
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0	169,576	5,087,282
		<b>TOTAL</b>		<b>38.30</b>					<b>6,494,763</b>

### 3.3. Ingreso máximo permitido para el sistema de conexión

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión del sistema de transmisión en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

Donde:

IPCTi es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMCTi: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

OMTCTi: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ACTCTi: es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCTi: es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

- **Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento**

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración ADMCTi y los de operación y mantenimiento OMTCTi se obtienen de multiplicar el valor del Comparador eficiente respectivo, por los activos brutos eficientes (VNR) correspondientes al sistema de conexión.

- **Costos en concepto de depreciación**

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPCTi correspondiente a la depreciación,  $ACTCTi * DEP\%$ , se obtienen de multiplicar el valor de los activos brutos de cada año, correspondientes al sistema de conexión, por la tasa de depreciación correspondiente.

- **Costos en concepto de rentabilidad**

Los ingresos permitidos para cubrir el componente del IPCTi correspondiente a la rentabilidad,  $ACTNCTi * RRT$ , se obtienen de multiplicar el valor de los activos netos de cada año por la tasa de rentabilidad.



El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el sistema de conexión es el resultado de la suma de todos los componentes determinados en los puntos anteriores. El mismo se muestra en el Cuadro No. 39.

Al igual que en el caso del Sistema Principal, en la primera parte del mismo se han reproducido los valores, o parámetros base, necesarios para el cálculo y en la segunda los componentes del IMP respectivos.

**Cuadro No. 39**  
**Ingreso Máximo Permitido para el Sistema de Conexión. Periodo 2013-2017**

PARAMETROS	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OMT	%		2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
ADMT	%		0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
Tasa depreciación nuevas inversiones	%	3.00%					
RRT	%	7.90%					
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
ACTCT(Activo bruto Conexión)	B/. MILES	21,486	29,937	37,734	37,734	37,734	37,734
ACTNTC( Neto Conexión)	B/. MILES	8,608	16,294	23,074	21,822	20,571	19,319
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)</b>							
ACTCTef (Conexión)	B/. MILES	55,584	64,035	71,832	71,832	71,832	71,832
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
ACTCTef (Conexión)	B/. MILES		-	-	-	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/. MILES		1,402	3,899	-	-	-

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2012	2013 Sem 1	2013 Sem 2	2014 Sem 1	2014 Sem 2	2015 Sem 1	2015 Sem 2	2016 Sem 1	2016 Sem 2	2017 Sem 1	2017 Sem 2
<b>CONEXIÓN</b>			<b>1,503</b>	<b>1,695</b>	<b>2,052</b>	<b>2,587</b>	<b>2,546</b>	<b>2,546</b>	<b>2,497</b>	<b>2,497</b>	<b>2,448</b>	<b>2,448</b>
Operación y Mantenimiento	B/. MILES		584	593	650	729	729	729	729	729	729	729
Administración	B/. MILES		217	226	250	280	280	280	280	280	280	280
Depreciación	B/. MILES		382	424	509	626	626	626	626	626	626	626
Rentabilidad sobre Activos	B/. MILES		340	451	644	952	911	911	862	862	813	813

### 3.4 Cálculo del Coeficiente de Adaptación para los activos de conexión

Tal como lo prevé el Reglamento de Transmisión, a fin de calcular luego los cargos por conexión, resulta necesario calcular el Coeficiente de Adaptación de los Activos de Conexión FA. Según el Reglamento de Transmisión este coeficiente resulta del cociente entre el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión para el periodo tarifario (IPCT) y el del valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el período tarifario (IPCTvnr). Los valores resultantes se muestran en el Cuadro No. 40.

**Cuadro No. 40**  
**Coeficiente de Adaptación de los Activos de Conexión 2013-2017**

Sistema de conexión	
IPCT [Miles de B/.]	16,135
IPCvnr [Miles de B/.]	32,533
<b>FA</b>	<b>0.4960</b>

## **PARTE II: INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA**

### **CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND**

#### **1. EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CND**

En la etapa de análisis de las comparadoras, el primer inconveniente es que resulta imposible tener información de memorias y balances de CAMMESA (seleccionada como empresa comparadora del CND en periodos tarifarios anteriores), lo cual imposibilita considerar a ésta dentro de las comparadoras posibles. En función de ello se realizó un análisis Operador-Transportista de las siguientes empresas:

##### **1.1. XM-ISA de Colombia**

##### **1.2. COES-SINAC – REP de Perú**

##### **1.3. CDEC-SIC – TRANSELEC de Chile.**

Para la determinación de los comparadores, se estudiaron como casos de referencia a las empresas XM (Colombia), COES(Perú) y CDEC-SIC (Chile) cuyas relaciones del total de gastos (de personal y otros) respecto al gasto medio en personal a costos del transportista se llega a la conclusión de que en las situaciones más eficientes de estos porcentajes oscilan entre el 217.7% para XM en 2012, 214.9 – 224.4% para el COES en 2008-2011 y 214.4% para el CDEC-SIC en 2010.

En función de lo anterior resulta razonable adoptar un valor próximo a los valores más eficientes observados, para aplicar al CND. Así se propone para el CND un valor del 215%.

Los porcentajes a reconocer son:

- 47% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA,
- 46.3% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas las inversiones).

El análisis detallado se muestra en el ANEXO III de este informe.

### **CAPÍTULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.**

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos por el Servicio de Operación Integrada en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPSOi = IPCNDi + IPHM_i$$

Donde:

IPCNDi: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHMi: Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología para el año i.

A continuación se presentan los análisis y cálculos realizados para ambos conceptos.

## **1. Ingreso permitido para cubrir los costos del Centro Nacional de Despacho**

El Ingreso Permitido para cubrir los costos del CND, IPCNDi, resulta de la suma de los costos operativos anuales y la componente anual correspondiente a inversiones prevista para el periodo tarifario.

En el ANEXO III de este informe se realiza el análisis sobre la gestión del CND y el estudio para determinar los montos previstos para cubrir los costos operativos eficientes del CND.

### **1.1 Ingreso máximo permitido para cubrir los costos operativos anuales**

Del análisis realizado resulta que si bien no hay un patrón de referencia para establecer los porcentajes buscados, si lo hay para el total. Por ejemplo en la revisión tarifaria anterior se fijó que el total de gastos del CND (para una cantidad dada de personal) era:

$$\text{Gasto total CND} = \text{Cantidad de personal del CND} \times \text{Gasto medio de personal de ETESA} \times 1.47 \times 1.37$$

$$\text{Gasto total CND} = \text{Cantidad de personal del CND} \times \text{Gasto medio de personal de ETESA} \times \underline{2.0139}$$

En los casos analizados como posibles referencias, si bien no se ha encontrado un patrón común de porcentajes parciales incluso dentro del mismo caso, si se ha encontrado que los valores más eficientes resultan del tipo:

$$\text{Gasto total Encargado Despacho} = \text{Cantidad de personas} \times \text{Gasto medio de personal del transportista} \times \underline{2.143}$$

En función de ello, y de los resultados mostrados por el CND en su gestión, se propone determinar el gasto total del CND así:

$$\text{Gasto total CND} = \text{Cantidad de agentes CND} \times \text{Gasto medio de personal de ETESA} \times \underline{2.15}$$

En el Cuadro No. 41 se reproduce el resumen final con los valores determinados.

**Cuadro No. 41**  
**Centro Nacional de Despacho**  
**Total Gastos propuesto por semestre**

Concepto	Año									
	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2
Cantidad total de personas propuestas para el CND	63	63	70	70	75	75	89	89	83	83
Costo mensual promedio por persona ETESA [B€/mes] (salario y otros costos de personal)	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7
Sobre costo personal CND [%]	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Costo mensual promedio por persona CND [B€/mes] (Solo costo personal)	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764
Gastos anuales del CND en personal [B/]	1.468.049	1.468.049	1.380.976	1.380.976	1.693.903	1.693.903	1.806.836	1.806.836	1.919.757	1.919.757
Porcentaje sobre Gastos de Personal reconocidos para otros gastos [%]	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
Otros gastos anuales [B/]	679.707	679.707	731.992	731.992	784.277	784.277	836.562	836.562	888.847	888.847
<b>TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND [B/]</b>	<b>2.147.756</b>	<b>2.147.756</b>	<b>2.312.968</b>	<b>2.312.968</b>	<b>2.478.180</b>	<b>2.478.180</b>	<b>2.643.392</b>	<b>2.643.392</b>	<b>2.808.604</b>	<b>2.808.604</b>
Alquileres [B/]	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000
<b>TOTAL ANUAL [B/]</b>	<b>2.367.756</b>	<b>2.367.756</b>	<b>2.532.968</b>	<b>2.532.968</b>	<b>2.698.180</b>	<b>2.698.180</b>	<b>2.863.392</b>	<b>2.863.392</b>	<b>3.028.604</b>	<b>3.028.604</b>

En el ANEXO III se detallan las cantidades de personal y salarios medios para ETESA (Transmisión, Conexión, Administración), vigentes al 29 de enero de 2013 según información proporcionada por ETESA.

### 1.2 Inversiones requeridas por el CND

Tal como lo prevé el Reglamento de Transmisión, las inversiones requeridas por el CND deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el mismo periodo tarifario.

El CND presentó, en concepto de plan de inversiones para el periodo 2013-2017, en realidad dos planes: Uno de Inversiones en elementos de la red y otro de Fortalecimiento del CND, el cual incluye básicamente elementos de hardware y software.

Un primer elemento a destacar en forma general, es que la documentación que sustenta ambos planes es escasa, incompleta y carece de los sustentos mínimos necesarios, especialmente en el caso del Plan de Fortalecimiento. En la documentación adjuntada al Plan de Inversiones no se aprecia que el mismo cumpla totalmente con lo previsto en el Reglamento de Transmisión. No obstante, ambos planes fueron considerados y ajustados teniendo en cuenta costos eficientes cuando ello ha sido posible.

En términos más concretos los ajustes al plan de inversiones solicitado se deben a razones diversas, mereciendo destacarse:

- Falta de información sobre los proyectos que permitan identificar claramente de que se trata (Ampliación edificio, Remodelación y acondicionamiento de la sala de despacho, remodelación sala de servidores para SCADA).
- Información de sustento, especialmente de costos, que en algunos casos está desactualizada.
- Costos que no se coinciden con costos del mercado (Ej. UPS 80 kVA, RTU, remodelación sala de servidores para SCADA).
- Necesidades no justificadas por cantidad o tipo (Reemplazo flota vehicular).

No obstante lo anterior, y ante evidencias de diferencias importantes en revisiones tarifarias pasadas entre Inversiones solicitadas por el CND, Inversiones aceptadas por la ASEP e Inversiones realmente ejecutadas (Por ejemplo para el periodo tarifario 2009-2013 se solicitaron B/. 7,947,350; se autorizaron B/. 5,338,000 -67.2% de lo solicitado- y se ejecutaron B/. 1,570,350, es decir el 20% de lo solicitado y el 29.4% de lo autorizado a 2012), en esta revisión tarifaria se propone, en la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, realizar un ajuste anual de los cargos correspondientes al servicio de Operación Integrada (CND e Hidrometeorología) para contemplar las diferencias entre gastos e inversiones previstas respecto de las realmente realizadas. Entendemos que con estos ajustes el Ingreso se ajustará de mejor manera a los costos y se evitará el riesgo que tiene implícito el plan de inversiones y el esquema de personal.

Como resultado del proceso de consulta pública del IMP, ETESA realizó algunos cambios al plan de inversiones propuesto para el CND y observaciones al plan ajustado por ASEP los cuales fueron analizados y en el Cuadro No. 42 se reproduce el Plan de Inversiones solicitado por el CND y en el Cuadro No. 43 el revisado y ajustado para ser considerado en el cálculo del Ingreso Permitido.

**Cuadro No. 42**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.							
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO							
PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO (2013-2017)							
No. PROYECTOS	PROYECTOS	MONTO TOTAL (B/.)	MONTO REQUERIDO EN EL AÑO				
			2013	2014	2015	2016	2017
<b>PLAN DE INVERSIONES</b>							
	<b>Ampliaciones y acondicionamiento de estructuras y equipos</b>	<b>888,000.00</b>	<b>328,000.00</b>	<b>390,000.00</b>	<b>120,000.00</b>	<b>50,000.00</b>	<b>0.00</b>
1	Reemplazo Flota Vehicular	338,000.00	238,000.00	50,000.00		50,000.00	
2	Proyecto de Reemplazo Manejadora y Caja Volumétricas	60,000.00	60,000.00				
3	Ampliación al Edificio	350,000.00	30,000.00	200,000.00	120,000.00		
4	Proyecto de acondicionamiento del área de estacionamiento	70,000.00		70,000.00			
5	Proyecto de Remodelacion de la Sala de Conferencias	70,000.00		70,000.00			
	<b>forzamiento de Medidas de Seguridad</b>	<b>90,000.00</b>	<b>25,000.00</b>	<b>55,000.00</b>	<b>10,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
1	Proyecto de Construcción Garita de Seguridad en Calle de Acceso y Construcción de Muro	25,000.00	25,000.00				
2	Sistema de Control de acceso biométrico (huelas de la mano) en las salas de Cómputo y puertas principales	40,000.00		40,000.00			
3	Sistema de Video Vigilancia	15,000.00		15,000.00			
4	Porton eléctrico automático	10,000.00			10,000.00		
	<b>INVERSIONES SCADA</b>	<b>2,704,206.09</b>	<b>1,216,453.02</b>	<b>449,842.22</b>	<b>30,000.00</b>	<b>543,827.79</b>	<b>464,083.06</b>
1	Actualización de la plataforma informática por obsolescencia Hw y Sw del Sistema SCADA despues del 3er año de operación	827,753.07		74,842.22		313,827.79	439,083.06
2	Sintonización SCADA	125,000.00	25,000.00	25,000.00	25,000.00	25,000.00	25,000.00
3	Adquisición de 5 RTU para la control y supervisión de subestaciones de 230 KV.	500,000.00		300,000.00		200,000.00	
4	Proyecto de modernización y acondicionamiento de sala de despacho	1,066,453.02	1,066,453.02				
5	Proyecto de comunicación para la integración del centro de control de respaldo.	60,000.00		50,000.00	5,000.00	5,000.00	
6	Remodelación del cuarto de Cómputo de servidores para SCADA	125,000.00	125,000.00				
	<b>Equipamiento SMEC</b>	<b>225,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>120,000.00</b>	<b>105,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
1	Patron Portátil	55,000.00			55,000.00		
2	Generador portátil	50,000.00			50,000.00		
3	Medidores	120,000.00		120,000.00			
	<b>Equipos Auxiliares para asegurar la confiabilidad y transparencia en la operación integrada</b>	<b>408,000.00</b>	<b>285,000.00</b>	<b>120,000.00</b>	<b>1,000.00</b>	<b>1,000.00</b>	<b>1,000.00</b>
1	Reemplazo de un UPS 80KVA.	185,000.00	185,000.00				
2	Modernización del Sistema Grabador de voz de la Sala de Despacho con los agentes del mercado.	45,000.00		45,000.00			
3	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias y Cuarto de Baterías.	78,000.00		75,000.00	1,000.00	1,000.00	1,000.00
4	Remplazo equipo generado auxiliar	100,000.00	100,000.00				
	<b>TOTALES</b>	<b>4,315,206.09</b>	<b>1,854,453.02</b>	<b>1,134,842.22</b>	<b>266,000.00</b>	<b>594,827.79</b>	<b>465,083.06</b>

### Cuadro No. 43

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.  
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO  
CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS INVERSIONES (2013-2017) - AJUSTADO

Punto No.	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO TOTAL INVERSIÓN (B./.)	MONTOS DE INVERSIÓN POR SEMESTRE [B./.]									
			2013		2014		2015		2016		2017	
			I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.
<b>PROYECTOS DE INVERSIONES</b>												
10,1	<b>Ampliaciones y acondicionamiento de estructuras y equipos</b>											
10.1.1	Reemplazo Flota Vehicular	261.100			45.100	54.000		54.000	25.000	29.000	25.000	29.000
10.1.2	Proyecto de Reemplazo Manejadora y cajas volumétricas	60.000		30.000		30.000						
10.1.3	Mejoras a los estacionamientos	40.000				40.000						
10.1.4	Ampliación al Edificio	320.000		30.000	70.000	100.000	120.000					
10.1.5	Remodelación de la Sala de Conferencias Existente	70.000			5.000	65.000						
10,2	<b>Reforzamiento de Medidas de Seguridad</b>											
10.2.1	Construcción Garita de Seguridad en Calle de Acceso y Construcción de Muro	25.000		25.000								
10.2.2	Sistema de Control de acceso biométrico (huellas de la mano) en las salas de Cómputo y puertas principales.	30.000			30.000							
10.2.3	Sistema de Video Vigilancia	15.000			15.000							
10.2.4	Portón eléctrico automático	10.000					10.000					
10,3	<b>INVERSIONES SCADA</b>											
10.3.1	Actualización Hw y Sw después del 3er año de operación	700.000							700.000			
10.3.2	Sintonización SCADA	106.400				26.600		26.600		26.600	26.600	
10.3.3	Adquisición de cinco (5) equipos terminales de datos (RTU).	200.000				200.000						
10.3.4	Proyecto de Modernización y Acondicionamiento de la Sala de Despacho	1.000.369		1.000.369								
10.3.5	Comunicaciones para el Centro de control de respaldo.	60.000				50.000	5.000		5.000			
10.3.6	10.3.6 Remodelación del cuarto de Cómputo de Servidores SCADA	118.640		80.000	38.640							
10,4	<b>Equipamiento SMEC</b>											
10.4.1	Patrón Portátil	55.000					55.000					
10.4.2	Generador trifásico portátil	50.000					50.000					
10.4.3	Medidores	80.000				80.000						
10,5	<b>Equipos Auxiliares para mejorar la confiabilidad y transparencia en la operación integrada</b>											
10.5.1	Reemplazo de un (1) Sistema de Alimentación Ininterrumpida (UPS)	130.000		130.000								
10.5.2	Sistema de Grabador de voz.	30.000				30.000						
10.5.3	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Cuarto de Cómputo.	53.000				50.000	1.000		1.000		1.000	
		100.000		100.000								
		3.514.509	0	1.395.369	203.740	725.600	241.000	80.600	31.000	755.600	52.600	29.000

También la empresa presenta un Plan de Fortalecimiento del CND. En el Cuadro No. 44 se aprecia el detalle de lo solicitado por el CND en el Cuadro N. 45 el plan ajustado considerado en el cálculo del IMP.

### Cuadro No. 44

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.							
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO							
PLAN DE FORTALECIMIENTO SOLICITADO (2013-2017)							
No. PROYECTOS	PROYECTOS	MONTO TOTAL (B./.)	MONTO REQUERIDO EN EL AÑO				
			2013	2014	2015	2016	2017
<b>PLAN DE FORTALECIMIENTO</b>							
	ADQUISICIÓN DE EQUIPO INFORMÁTICO PARA	597,000.00	0.00	120,000.00	465,000.00	11,000.00	1,000.00
1	Plataforma Hw y Sw para manejo de Sincrofasores y 10 unidades de Medidores (PMU)	450,000.00			450,000.00		
2	Proyecto de ampliación y mejora de almacenamiento NAS	130,000.00		120,000.00		10,000.00	
3	Renovación de la plataforma SDDP (Lab-Simulator)	17,000.00			15,000.00	1,000.00	1,000.00
	<b>ACONDICIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>	<b>677,000.00</b>	<b>90,000.00</b>	<b>280,000.00</b>	<b>253,000.00</b>	<b>28,000.00</b>	<b>26,000.00</b>
1	Plataforma Sw y Hw de Servidores Virtualizados Multipropósito	85,000.00		75,000.00	0.00	5,000.00	5,000.00
2	Renovación de la plataforma Hw y Sw BDI operativa y comercial	510,000.00	70,000.00	200,000.00	200,000.00	20,000.00	20,000.00
3	Adquisición de plataforma de "Plan de Contingencias de Mercado"	20,000.00			20,000.00		
4	Renovación del Sistema de Inteligencia de Negocios	37,000.00			33,000.00	3,000.00	1,000.00
5	Plataforma Sw y Hw para manejo de correspondencia	25,000.00	20,000.00	5,000.00			
	<b>Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI</b>	<b>196,405.46</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>130,936.97</b>
1	Proyecto de Confección de Indicadores de Gestión del CND relacionados con la Operación Integrada y la Administración del Mercado	130,936.97					130,937
2	Proyecto de Integración de los Indicadores de Gestión en la Base de Datos Integrada (BDI)	65,468.49					65,468
	<b>Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado</b>	<b>286,885.13</b>	<b>0.00</b>	<b>186,885.13</b>	<b>0.00</b>	<b>50,000.00</b>	<b>50,000.00</b>
1	Proyecto de Revisión Integral, Detección de Inconsistencia y Planteamiento de Mejora de las normas: Reglamento de Operación y Metodologías.	186,885		186,885			
2	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 1.	50,000				50,000	
3	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 2.	50,000					50,000
	<b>Actualización de proyectos</b>	<b>145,266.41</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>145,266.41</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
1	Proyecto de actualización de procesos y macroprocesos	145,266			145,266		
	<b>Adquisición de herramientas para la programación de la operación</b>	<b>410,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>231,000.00</b>	<b>179,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
1	Proyecto de Integración de los modelos de despacho hidrotérmico de mediano y corto plazo en una sola plataforma informática.	150,000.00		75,000.00	75,000.00		
2	Modelo para realizar las estimaciones de demanda requeridas para los estudios de planeación de largo, mediano y corto plazo	260,000.00		156,000.00	104,000.00		
	<b>Adquisición de herramientas para la operación de tiempo real y seguimiento de parámetros técnicos</b>	<b>295,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>107,250.00</b>	<b>187,750.00</b>	<b>0.00</b>
1	Modelo matemático para la determinación de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	195,000.00			107,250.00	87,750.00	
2	Adquisición de Modelo para darle seguimiento al desempeño de los generadores para el soporte de reactivo de acuerdo a la curva P/Q	100,000.00				100,000.00	
	<b>Adquisición de herramientas para verificación del cumplimiento de los requisitos de entrada en operación</b>	<b>100,000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>75,000.00</b>	<b>25,000.00</b>
1	Modelo para verificar la coordinación de los esquemas de protección de las instalaciones de Productores con los elementos del sistema principal de transmisión	100,000.00				75,000.00	25,000.00
	<b>TOTALES</b>	<b>2,707,557.00</b>	<b>90,000.00</b>	<b>817,885.13</b>	<b>1,149,516.41</b>	<b>351,750.00</b>	<b>232,936.97</b>



## Cuadro No. 45

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.  
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO  
CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS DE LAS INVERSIONES (2013-2017) - AJUSTADO

Punto No.	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO TOTAL INVERSIÓN (B./.)	MONTO DE INVERSIÓN POR SEMESTRE [B./.]									
			2013		2014		2015		2016		2017	
			I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.	I SEM.	II SEM.
<b>PLAN DE FORTALECIMIENTO</b>												
<b>11.1 Adquisición de equipo informático para gestión operativa y comercial</b>												
11.1.1	Plataforma Hw y Sw para manejo de Sincrofasores y 10 unidades de Medidores (PMU)	300.000						300.000				
11.1.2	Renovación de Servidores de almacenamiento NAS e incremento de capacidad de arreglos de disco.	90.000				80.000			10.000			
11.1.3	Renovación de la plataforma SDDP (Lab-Simulator)	17.000						15.000		1.000		1.000
<b>11.2 Acondicionamiento de los Sistemas de Administración de la Información</b>												
11.2.1	Plataforma Sw y Hw de Servidores Virtualizados Multipropósitos (SVM).	75.000			65.000				5.000			5.000
11.2.2	Renovación de la plataforma Hw y Sw BDI de la base de datos Integrada operativa y comercial	350.000			270.000			40.000		20.000		20.000
11.2.3	Renovación de la plataforma de "Plan de Contingencias de Mercado" (PCM)	20.000						20.000				
11.2.4	Renovación del Sistema de Inteligencia de Negocios (IN)	39.000						35.000		3.000		1.000
11.2.5	Plataforma Sw y Hw para manejo de correspondencia	15.000			15.000							
<b>11.3 Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI</b>												
11.3.1	Proyecto de Confección de Indicadores de Gestión del CND relacionados con la Operación Integrada y la Administración del Mercado	65.500										65.500
11.3.2	Proyecto de Integración de los Indicadores de Gestión en la Base de Datos Integrada (BDI)	33.000										33.000
<b>11.4 Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado</b>												
11.4.1	Proyecto de Revisión Integral, Detección de Inconsistencia y Planileamiento de Mejora de las normas: Reglamento de Operación y Metodologías.	80.000				40.000		40.000				
11.4.2	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 1.	0										
11.4.3	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 2.	0										
<b>11.5 Actualización de proyectos</b>												
11.5.1	Revisión Integral de procesos y Macro Procesos	80.000							80.000			
<b>11.6 Adquisición de herramientas para la programación de la operación</b>												
11.6.1	Integración de los modelos de despacho hidrotérmico de mediano y corto plazo en una sola plataforma informática.	150.000				75.000		75.000				
11.6.2	Modelo para realizar las estimaciones de demanda requeridas para los estudios de planeación de largo, mediano y corto plazo	260.000						52.000	208.000			
<b>11.7 Adquisición de herramientas para la operación de tiempo real y seguimiento de parámetros técnicos</b>												
11.7.1	Adquisición de Modelo matemático para la determinación de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	137.000								68.500	68.500	
11.7.2	Adquisición de Modelo para darle seguimiento al desempeño de los generadores para el soporte de reactivo de acuerdo a la curva P/Q.	0										
<b>11.8 Adquisición de herramientas para verificación del cumplimiento de los requisitos de entrada en operación</b>												
11.8.1	Modelo para verificar la coordinación de los esquemas de protección de las instalaciones de Productores con los elementos del sistema principal de transmisión	0										
		1.711.500	0	0	350.000	195.000	577.000	288.000	107.500	68.500	125.500	0

Finalmente, en el Cuadro No. 46 se presenta, en forma resumida, el tanto el Plan de Inversiones como el Plan de Fortalecimiento ajustados para el CND para el periodo 2013-2017.

### Cuadro No. 46

#### PLAN DE INVERSIONES CND 2013 - 2017 PROPUESTA AJUSTADA RESUMEN.

ITEM	Detalle	INVERSIONES [B.]					INVERSIONES [B.]					TOTAL
		2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2	
1	Ampliaciones y acondicionamiento de estructuras y equipos	0	60.000	120.100	289.000	120.000	54.000	25.000	29.000	25.000	29.000	751.100
2	Reforzamiento de medidas de seguridad	0	25.000	45.000	0	10.000	0	0	0	0	0	80.000
3	Inversiones SCADA	0	1.080.369	38.640	276.600	5.000	26.600	5.000	726.600	26.600	0	2.185.409
4	Equipamiento SMEC	0	0	0	80.000	105.000	0	0	0	0	0	185.000
5	Equipos auxiliares para asegurar la confiabilidad y transparencia en la operación integrada	0	230.000	0	80.000	1.000	0	1.000	0	1.000	0	313.000
	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>1.395.369</b>	<b>203.740</b>	<b>725.600</b>	<b>241.000</b>	<b>80.600</b>	<b>31.000</b>	<b>755.600</b>	<b>52.600</b>	<b>29.000</b>	<b>3.514.509</b>

#### PLAN DE FORTALECIMIENTO CND 2013 - 2017 PROPUESTA AJUSTADA RESUMEN.

ITEM	Detalle	INVERSIONES [B.]					INVERSIONES [B.]					TOTAL
		2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2	
1	Adquisición de Equipo Informático para Gestión Operativa y Comercial	0	0	0	80.000	315.000	0	11.000	0	1.000	0	407.000
2	Acondicionamiento de los Sistemas de Administración de la Información	0	0	350.000	0	95.000	0	28.000	0	26.000	0	499.000
3	Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI	0	0	0	0	0	0	0	0	98.500	0	98.500
4	Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado	0	0	0	40.000	40.000	0	0	0	0	0	80.000
5	Actualización de proyectos	0	0	0	0	0	80.000	0	0	0	0	80.000
6	Adquisición de herramientas para la programación de la operación	0	0	0	75.000	127.000	208.000	0	0	0	0	410.000
7	Adquisición de herramientas para la operación de tiempo real y seguimiento de parámetros técnicos	0	0	0	0	0	0	68.500	68.500	0	0	137.000
8	Adquisición de herramientas para verificación del cumplimiento de los requisitos de entrada en operación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>350.000</b>	<b>195.000</b>	<b>577.000</b>	<b>288.000</b>	<b>107.500</b>	<b>68.500</b>	<b>125.500</b>	<b>0</b>	<b>1.711.500</b>

### 1.3 Ingreso Permitido para el CND

La integración de costos operativos e inversiones vistas en los puntos anteriores determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del CND para cada año del periodo tarifario. En el Cuadro No. 47 se muestran los resultados.

### Cuadro No. 47 Ingreso Permitido para el CND 2013-2017 (Valores en Balboas de Dic. 2012)

Concepto	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2	TOTAL
Gastos Totales	2.148	2.148	2.313	2.313	2.478	2.478	2.643	2.643	2.809	2.809	24.782
Reconocimiento Alquiler	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	2.200
Plan Inversiones CND	0	1395	204	726	241	81	31	756	53	29	3.515
Plan Fortalecimiento CND	0	0	350	195	577	288	108	69	126	0	1.712
<b>TOTAL</b>	<b>2.367,756</b>	<b>3.763,125</b>	<b>3.086,708</b>	<b>3.453,568</b>	<b>3.516,180</b>	<b>3.066,780</b>	<b>3.001,892</b>	<b>3.687,492</b>	<b>3.206,704</b>	<b>3.057,604</b>	<b>32.208</b>

## 2. Ingreso permitido para cubrir los costos del Servicio de Hidrometeorología

El Ingreso Permitido para cubrir los costos del Servicio de Hidrometeorología, IPHMi, resulta de la suma de los costos operativos anuales y la componente anual correspondiente a inversiones prevista para el periodo tarifario. En este caso particular, dado que existen inversiones anteriores que no se han reconocido como costos anuales sino como inversiones recuperables a través de depreciaciones, aún hoy persiste un componente del IMP debido a este concepto.

### 2.1. Ingreso máximo permitido para cubrir los costos operativos anuales

Los costos operativos anuales para cubrir este servicio se han estimado en base a una planta de personal, el costo anual de personal y un porcentaje adicional para cubrir el resto de los costos.

Respecto de la planta de personal, esta no ha llegado a los valores aceptados en la revisión tarifaria anterior, no obstante reconocer la carencia de personal. El personal a fines de enero de 2013, según información de ETESA, era de 47 personas. En función de ello y del análisis de los requerimientos del servicio, se propone un incremento en la planta de personal tal como se muestra en el Cuadro No. 45.

Respecto del gasto en personal, se determinó que el gasto de personal medio del servicio de Hidrometeorología fue sólo el 79.9% respecto del de ETESA- Transmisión según balance 2012. Los análisis realizados en cuanto a funciones y nivel de especialización no parecen justificar diferencia alguna respecto a los valores medio vigentes para ETESA Transmisión, razón por la cual se ha propuesto estos valores unitarios (2,560.7 B./mes/persona como gasto total de personal).

Finalmente se asigna un monto para cubrir aquellos gastos operativos distintos del costo de personal e inversiones, identificado como “Otros Gastos”. Se propone adoptar un porcentaje del 69.2% igual al promedio resultante de los balances 2008 – 2011.

En función de lo anterior, en el Cuadro No. 48 también se resume el detalle de gastos propuesto.

**Cuadro No. 48**

<b>SERVICIO DE HIDROMETEOROLOGIA GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECONOCIDOS PERIODO 2013 - 2017</b>			
<b>AÑO</b>	<b>Gastos anuales de personal [B./empleado]</b>	<b>Cantidad de Personal</b>	<b>Gastos de funcionamiento [B.]</b>
2013	30,728	50	2,599,623
2014	30,728	55	2,859,585
2015	30,728	61	3,171,540
2016	30,728	67	3,483,494
2017	30,728	74	3,847,442
<b>Total</b>	----	----	<b>15,961,683</b>

## 2.2. Inversiones requeridas por el Servicio de Hidrometeorología

En principio las inversiones requeridas por el servicio de Hidrometeorología deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el mismo periodo tarifario. No obstante ello existen inversiones anteriores que no han tenido este tratamiento y que forman parte de la Base de Capital del servicio a las cuales hay que reconocerles rentabilidad y depreciación.

En el Cuadro No. 49 se muestra el remanente no amortizado así como las bases bruta y neta al comienzo de cada año del periodo tarifario, valores que dan lugar a los montos asociados en concepto de depreciaciones y rentabilidad.

**Cuadro No. 49**  
Hidrometeorología. Base de capital remanente no amortizada

<b>Activos existentes</b>	<b>Unidades</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tasa de depreciación	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	
Tasa de depreciación retiros	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	
Activos brutos al comienzo del año	Miles de Balboas		2,001	2,001	2,001	2,001	
Activos netos al comienzo del año	Miles de Balboas		269	199	129	59	
Depreciación Anual	Miles de Balboas		(70)	(70)	(70)	(59)	
Retiros	Miles de Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles de Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	-	
Activos netos al final del año	Miles de Balboas	269	199	129	59	0	
Depreciación Acumulada	Miles de Balboas	(1,732)	(1,802)	(1,872)	(1,942)	-	
Activos netos al final del año (verificación)	Miles de Balboas	269	199	129	59	-	
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual	Miles de Balboas						
Tasa de depreciación	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	
Activos netos al comienzo del año	Miles de Balboas		-	-	-	-	
Depreciación Anual	Miles de Balboas		-	-	-	-	
Activos netos al final del año	Miles de Balboas		-	-	-	-	
Activos brutos al final del año	Miles de Balboas		-	-	-	-	
Depreciación Acumulada	Miles de Balboas		-	-	-	-	
Activos netos al final del año (verificación)	Miles de Balboas		-	-	-	-	
<b>ACTCT</b>	<b>Miles de Balboas</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>ACTNCT</b>	<b>Miles de Balboas</b>	<b>269</b>	<b>199</b>	<b>129</b>	<b>59</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles de Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>	<b>(59)</b>	<b>-</b>

Por otro lado ETESA presentó, en concepto de plan de inversiones para el periodo 2013-2017 para el servicio de Hidrometeorología el Plan de Inversiones que se muestra en el Cuadro No. 50.

El mismo fue analizado, y ajustado teniendo en cuenta que entre las solicitadas hay tareas que, en principio, es posible realizar con los recursos humanos asignados y en otros casos son costos que están cubiertos por los gastos reconocidos, tal como lo son las solicitudes de repuestos. También se practicaron ajustes cuando ha sido posible identificar bien la solicitud y compararla con ofertas actuales del mercado.

También se tuvo en cuenta que en la revisión tarifaria anterior se les aceptó sólo un 51% de lo solicitado y de ello a diciembre del 2012 se había concretado como el 70% de lo aceptado para igual periodo. En el Cuadro No. 51 se muestra el plan aceptado para el 2013-2017.

### Cuadro No. 50

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2013 - 2017 (SOLICITADO)

CONCEPTO	PROYECTO	Año 2013		Año 2014		Año 2015		Año 2016		Año 2017			
		Cantidad	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre
1	Estaciones Sinópticas Automáticas (cámaras de video)	Automatización de la red	2	30.000	30.000	2	30.000	30.000	2	30.000	30.000		
2	Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A (Óxidos de nitración, materiales, estructuras y equipos)	Automatización de la red	5	120.000	120.000	5	90.000	90.000	5	120.000	120.000		
3	Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo CC (Óxidos de nitración, materiales, estructuras y equipos)	Automatización de la red	7	54.400	54.400	7	54.400	54.400	7	54.400	54.400		
4	Estaciones Hidrológicas Automáticas (Óxidos de nitración, materiales, estructuras y equipos)	Automatización de la red	3	112.200	112.200	3	112.200	112.200	3	112.200	112.200		
6	Sistema de recepción de datos satelitales. Implementación de un sistema de comunicación por celular	Alfara Temporaria		20.000	20.000					20.000	20.000		
6	Repuestos estaciones automáticas, sensores	Automatización de la red		74.800	74.800		74.800	74.800		62.000	62.000		111.800
7	Repuestos estaciones convencionales meteorológicas, hidrometeorológicas	Automatización de la red		15.000	15.000		15.000	15.000		10.000	10.000		5.000
6	Sensores de calidad del agua	Automatización de la red	1	16.000	16.000			16.000				1	16.000
6	Receptor de calidad del agua. Para uso en estaciones existentes.	Automatización de la red				3	15.000	15.000				3	15.000
10	Radio sondas para lanzamientos en conjunto con ACP (sistema propio en el año 2017)	Automatización de la red	200	55.000	55.000	400	120.000	120.000	400	120.000	120.000	400	250.000
11	Coprote energético para la oficina de Cinóptica (planta eléctrica y receptor) y para la estación receptora satelital de Tucuman	Remodelación		5.000	5.000								20.000
12	Sistema para predicción numérica del tiempo	Automatización de Procesos						40.000		40.000	10.000	10.000	
13	Mantenimiento y actualización de la estación. Descarga de imágenes Satelitales Meteorológicas. (Sinópticas)	Alfara Temporaria		15.000	15.000			60.000		60.000	5.000	5.000	25.000
14	Programa de modernización de Sonoporo de Licuago de Cámaras Atmosféricas y actualización de los DVV.	Descargas electrónicas		30.000	30.000			110.000		110.000			35.000
15	Sensores (detección Ultravioleta)	Automatización de la red	1	5.000	5.000	1	5.000	5.000	1	5.000			1
16	Sistema para predicción numérica climática y actualizaciones	Automatización de Procesos		50.000	50.000		5.000	5.000		5.000		5.000	5.000
17	Vehículo todo terreno con maicote	Automatización de la red	1	25.000	25.000			25.000		25.000			2
18	Vehículo tipo camion	Automatización de la red	1	17.000	17.000			17.000		17.000			
19	Estación total y equipos de construcción varios	Automatización de la red	1	12.000	12.000			12.000		12.000	1	12.000	12.000
20	Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (GHIEM) de un sensor, instalación de FRECHA, (entrenamiento)	Automatización de Procesos		8.000	8.000			30.000		30.000			
21	Traslado de los equipos de comunicación satelital de la oficina de Gestión de la Red en Tucuman	Remodelación		25.000	25.000								
22	Redes meteorológicas. Consultoría para selección de sitio(s), adquisición de torres, insulacion ultravioleta y de comunicaciones	Automatización de Procesos		833.333	833.333		833.333	833.333		833.333	833.333		
23	Remediación de las oficinas de Hidromet en el edificio Sun Tower			30.000	30.000								
24	Facilitación del sistema IUCU	Automatización de la red		7.500	7.500		7.500	7.500		7.500	15.000	15.000	7.500
25	Presentación del Planificación en la WEB de F-HA	Automatización de Procesos		1.000	1.000								
26	Compra de computación en Internet de elementos electrónicos atmosféricos (varos) en la web de Ciencias, entrenamiento, sw, instalación y equipos	Descargas electrónicas					75.000	75.000		75.000	75.000		
27	Sistema de adquisición de datos meteorológicos a través de sensores	Automatización de la red		6.000	6.000			75.000		75.000	75.000	75.000	
28	Consultoría y adquisición de un sistema de Pronóstico Meteorológico Interactivo a corto, mediano y largo plazo	Automatización de Procesos					50.000	50.000		120.000	120.000		225.000
29	Elaboración de Mapas y Meteorología de Cálculo de Análisis Regional de Caudales Potenciales a nivel nacional	Automatización de Procesos		10.500	10.500								
30	Wx1 Plotter con II (H4), H43AK, H45)	Alfara Temporaria		4.200	4.200		13.300	13.300		40.000	40.000		4.500
31	Usencia ilímite Licencias Automatizado (Arc GIS)	Automatización de Procesos											10.000
32	Consultoría sobre Disponibilidad y Calidad del Recurso Hidrogeológico del Arco Seco (Cuencia Pilota)	Automatización de Procesos											51.300
33	Proyecto de Red de sensores hidrometeorológicos utilizando un Modelo de Datos de Sensores (DDI) (Sensores, IUD, etc)	Automatización de Procesos					10.500	10.500					40.000
35	Compartición y actualización del Atlas Hidrometeorológico de Paraná (Cascader en ArcGIS, elaboración de mapas, impresión de documentos)	Automatización de Procesos		35.000	35.000								
36	OPV para la generación de las curvas intensidad Dirección (Puntuación DF) y para la generación de las ROS de los Vientos. Elaboración de Curvas de Descarga de Estaciones Hidrológicas.	Automatización de Procesos		50.000	50.000								
37	Consultoría para la instalación de un sistema de control de calidad de datos Meteorológicos.	Automatización de Procesos					30.000	30.000			36.000	38.000	36.000
38	Actualización de la base de datos de registro de capturas y despliegue de datos de las estaciones automáticas	Automatización de Procesos			15.000								
CONCEPTO		Año 2013		Año 2014		Año 2015		Año 2016		Año 2017			
		Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre	Mon. Total	1º Semestre	2º Semestre
		7.515.900	1.706.733	896.800	1.840.183	1.510.833	1.069.933	490.500	1.982.493	1.319.633	662.200	1.118.000	611.000

## Cuadro No. 51

**GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA**

PROSUPUESTO DE INVERSIÓN 2013 - 2017 (RLCONOCIDO)																						
CONCEPTO	PROYECTO	Año 2013				Año 2014				Año 2015				Año 2016				Año 2017				
		Cantidad	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Monto	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Monto	1º Semestre	2º Semestre	Cantidad	Monto	1º Semestre	2º Semestre	
1	Estaciones Sinópticas Automáticas (cámaras de video)	2	30.000		30.000	2	30.000		30.000	2	30.000		30.000	2	30.000		30.000	2	30.000		30.000	
2	Estaciones Meteorológicas Automáticas I ran A (Hartos de instalación, material, estructuras y equipos)	2	150.000	150.000		2	150.000	150.000		2	150.000	150.000		2	150.000	150.000		2	150.000	150.000		
3	Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo C (Hartos de instalación, materiales, estructuras y equipos)	7	54.4181	54.4181		7	54.4181	54.4181		7	54.4181	54.4181		7	54.4181	54.4181		7	54.4181	54.4181		
4	Estaciones Hidrológicas Automáticas (Gastos de instalación, materiales, estructuras y equipos)	3	112.200	112.200		3	112.200	112.200		3	112.200	112.200		3	112.200	112.200		3	112.200	112.200		
5	Sistema de recepción de datos satelitales. Implementación de un sistema de comunicación por celular		20.000	20.000							20.000		20.000		80.000		80.000					
6	Hojas de estación meteorológica tipo A		74.800		74.800		74.800		74.800		82.000		82.000		111.800	80.000	31.800		111.800	80.000	31.800	
7	Repuestos estaciones convencionales meteorológicas. Instrumentos																					
8	Sensores de calidad del agua																					
9	Sensores de calidad del aire. Para uso en estaciones existentes.																					
10	Radio Gondas para lanzamientos en conjunto con ACP (Sistema propio en el año 2017)																	1	130.000	130.000		
11	Soporte energético para la oficina de Sinóptica (planta eléctrica y transformador) y para la estación receptora satelital de Tucumán		5.000		5.000														20.000		20.000	
12	Sistema para predicción numérica del tiempo.																					
13	Mantenimiento y actualización de la estación receptora de imágenes Satelitales Meteorológicas (Sinóptica)		15.000		15.000						60.000		60.000		5.000		5.000		25.000		25.000	
14	Programa de modernización de Sensores de Descargas Eléctricas Atmosféricas y actualización de los SW.		30.000		30.000						110.000		110.000						35.000		35.000	
15	Sensor Radiación Ultravioleta.																					
16	Sistema para predicción numérica climática y actualización.		50.000		50.000		5.000		5.000		5.000		5.000		5.000		5.000		5.000		5.000	
17	Vehículo doble tracción con motorizado	1	25.000		25.000														2	60.000	60.000	
18	Vehículo tipo camion																					
19	Estación total y equipos de construcción varios.	1	10.000		10.000									1	10.000		10.000					
20	Sistema de generación de información de cambio climático (Servidor de un servidor, instalación de PRECIS, entrenamiento).		0.000		0.000						20.000		20.000									
21	Traslado de los equipos de comunicación satelital de la oficina de Gestión de la Red en Tucumán.		20.000		20.000																	
22	Redes meteorológicas. Consultoría para selección de sitios, adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas y de comunicaciones.										2.500.000		2.500.000									
23	Remodelación de las oficinas de Hidromet en el edificio Sun Tower		30.000		30.000																	
24	Habilitación del sistema ISOS.		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000		7.000	
25	Presentación del Pronóstico en la WEB de ETESA.																					
26	Servicio de Descargo de Informes de Tormentas eléctricas atmosféricas (rayos) en la web (licencias, entrenamientos, sw, instalación y equipos)						75.000		75.000						75.000		75.000					
27	Sistema de adquisición de datos meteorológicos a través de automática.		5.000		5.000						75.000		75.000		75.000		75.000					
28	Consultoría y adquisición de un sistema de Pronóstico Hidrológico interactivo a corto, mediano y largo plazo						50.000		50.000		133.000		133.000		235.000		235.000				188.000	
29	Elaboración de mapas y memorias de cálculo de análisis hidrológico. Caudales pronosticados en el nacional																					
30	SAT Pastor Fase II (ICG, HECRAS, IIMS)																					
31	Balaceo Hidrico Superficial Automatizado (Arz Gie)																					
32	Consultoría sobre Disponibilidad y Calidad del Recurso Hídrico del Área Sur (Cuenca Pililla)																					
33	Proyecto de Relleno de series hidrometeorológicas utilizando un Modelo Lluvia-escorrentía (BDH, Saramiento, HBV, etc.)																					
34	Capacitación y confección del Atlas Hidrometeorológico de Paraná (Aspectos en Análisis, elaboración de mapas, generación de documentos)																					
35	SW para la generación de las curvas Información Dirección Pronóstico (D) y para la generación de la Base de los Vientos. Elaboración de Curvas de Descarga de Estaciones Hidrológicas.		52.000		52.000																	
36	Consultoría para la instalación de un sistema de control de calidad de datos meteorológicos.																					
37	Actualización de la base de datos: modulo de captura y despliegue de datos de las estaciones automáticas																					
<b>CONCEPTO</b>			<b>Año 2013</b>				<b>Año 2014</b>				<b>Año 2015</b>				<b>Año 2016</b>				<b>Año 2017</b>			
			Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre	Monto Total	1º Semestre	2º Semestre		
			6.126.000	165.000	396.000	2.375.000	755.000	270.000	2.442.000	2.801.000	2.074.000	480.000	3.671.000	811.000	500.000	5.967.000	744.000	151.000				

### 2.3. Ingreso Permitido para el servicio de Hidrometeorología

Los ítems de gastos e inversiones propuestos en los puntos anteriores se resumen en el Cuadro No. 52 siguiente.

Como se ha mencionado a esos valores es preciso adicionar las depreciaciones y la rentabilidad sobre la base de capital neta.

La integración de todos los valores resultantes: costos operativos, inversiones, depreciaciones y rentabilidad determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del servicio de Hidrometeorología para cada año del periodo tarifario. En el Cuadro No. 53 se muestran los resultados.

**Cuadro No. 52**  
**Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.**  
**Gerencia de Hidrometeorología**  
**Presupuesto de funcionamiento e Inversión 2013-2017 (Valores en Balboas de 2012)**

CONCEPTO	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2	TOTAL
<b>Inversiones</b>	306,600	339,100	316,600	242,100	2,974,600	429,560	611,600	309,400	744,600	151,900	<b>6,426,060</b>
<b>Gastos de Funcionamiento</b>	1,299,811	1,299,811	1,429,792	1,429,792	1,585,770	1,585,770	1,741,747	1,741,747	1,923,721	1,923,721	<b>15,961,683</b>
<b>TOTAL</b>	1,606,411	1,638,911	1,746,392	1,671,892	4,560,370	2,015,330	2,353,347	2,051,147	2,668,321	2,075,621	<b>22,387,743</b>

**Cuadro No. 53**  
**Ingreso Permitido para el Servicio de Hidrometeorología. 2013-2017**  
**(Valores en Balboas de Dic. 2012)**

CONCEPTO	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2	2017-S1	2017-S2	TOTAL
<b>Inversiones</b>	306,600	339,100	316,600	242,100	2,974,600	429,560	611,600	309,400	744,600	151,900	<b>6,426,060</b>
<b>Gastos de Funcionamiento</b>	1,299,811	1,299,811	1,429,792	1,429,792	1,585,770	1,585,770	1,741,747	1,741,747	1,923,721	1,923,721	<b>15,961,682</b>
<b>Depreciaciones</b>	35,016	35,016	35,016	35,016	35,016	35,016	29,500	29,500	-	-	<b>269,096</b>
<b>Rentabilidad</b>	10,633	10,633	7,867	7,867	5,100	5,100	2,334	2,334	-	-	<b>51,868</b>
<b>TOTAL</b>	1,652,060	1,684,560	1,789,275	1,714,775	4,600,486	2,055,446	2,385,181	2,082,981	2,668,321	2,075,621	<b>22,708,706</b>

### PARTE III: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO FINAL

En puntos anteriores se ha calculado la componente del IMP para las distintas actividades de ETESA a saber:

- Sistema Principal y de Conexión
- Centro Nacional de Despacho e Hidrometeorología

En el Cuadro No. 54 se resumen los resultados finales, tanto por año calendario como por año tarifario. También se calcula el Valor Presente Neto (VPN) de los valores anuales el cual constituye el monto total a reconocer, a valor presente, para todas las actividades de ETESA durante el periodo tarifario.

**Cuadro No. 54**  
**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.**  
**CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO**  
**(Miles de Balboas de Dic. 2012)**

RESUMEN		2013	2014	2015	2016	2017
<b>INGRESO ANUAL</b> (Año Calendario)						
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		47,759	51,308	58,990	66,354	83,310
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		-	-	-	-	39,136
CONEXIÓN		3,198	4,639	5,093	4,994	4,895
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		9,468	10,044	13,239	11,158	11,008
Centro Nacional de Despacho		6,131	6,540	6,583	6,689	6,264
Hidrometeorología		3,337	3,504	6,656	4,468	4,744
<b>INGRESO ANUAL</b> (Año Tarifario)(1)		<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>		48,652	55,446	62,368	74,940	
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>		-	-	-	19,568	
<b>CONEXIÓN</b>		3,747	5,133	5,043	4,945	
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>		10,324	13,285	10,509	11,645	
Centro Nacional de Despacho		6,850	6,970	6,069	6,894	
Hidrometeorología		3,474	6,315	4,441	4,751	
<b>FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>		0.96200	0.89157	0.82629	0.76579	
<b>Valor Presente Neto del IMP</b> (Al 1 de Julio de 2013)	<b>VPN(2)</b>					
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>	<b>205,160</b>	46,804	49,434	51,534	57,388	-
230 kV	175,463	40,029	42,278	44,074	49,081	
115 kV	29,697	6,775	7,156	7,460	8,307	
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>						
230 kV	14,985	-	-	-	14,985	
<b>CONEXIÓN</b>	<b>16,135</b>	3,605	4,576	4,167	3,786	-
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>	<b>39,378</b>	9,931	11,844	8,684	8,918	-
Centro Nacional de Despacho	23,098	6,590	6,214	5,014	5,280	-
Hidrometeorología	16,280	3,342	5,630	3,669	3,639	-
<b>TOTAL</b>	<b>275,658</b>	<b>60,340</b>	<b>65,855</b>	<b>64,385</b>	<b>85,078</b>	-

(1) El Año Tarifario comprende del 1° de julio al 30 de junio del año siguiente

(2) Referido al 1° de julio de 2013



## **ANEXOS**

- ANEXO I: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN
- ANEXO II: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ
- ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND Y GASTOS A RECONOCER

## ANEXO I

# ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

### 1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE ETESA

Este documento tiene por finalidad mostrar el desempeño en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA). Para ello se analiza en la primera parte datos del sistema de transmisión, pérdidas del sistema, inversiones, gastos e ingresos para los años desde el 2009 al 2012 abarcando así un periodo tarifario. Estos valores son representados en una forma de valor absoluto y con los valores nominales obtenidos de la información disponible. Luego se muestra la evolución de la calidad del servicio. Por último se determinan una serie de indicadores que relacionan las principales variables económicas financieras entre sí a los efectos de obtener información relativa respecto de cada una de ellas.

La fuente de información para los análisis es la obtenida a partir de la suministrada por la empresa transportista ETESA, estudios tarifarios realizados durante periodos tarifarios pasados e información adicional obtenida de los registros publicados por la ASEP (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos), convenientemente revisada y validada.

El objetivo principal de este informe es el de dar una serie de elementos básicos que permitan, sin necesidad de analizar toda la información disponible en forma detallada, obtener una visión clara del desempeño de la empresa en los aspectos principales que a continuación se analizan.

#### 1.1. Características del sistema eléctrico operado por la empresa transportista

ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica S. A.) brinda el uso de la red de transmisión, con acceso abierto y a tarifas reguladas. ETESA está autorizada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) a prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión.

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por las líneas de transmisión de alta tensión (de 230 kV y 115 kV), subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica desde el punto de entrega de dicha energía por parte del generador, hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente, incluyendo las interconexiones internacionales y todos los bienes necesarios para su adecuado funcionamiento.

La longitud de las líneas de 230 kV del sistema, en el año 2012 totalizó 1,966 km., mientras que la extensión de las líneas de 115 kV, suma 306.90 km, dando como resultado un total de 2,272.90 km de líneas de transmisión en todo el sistema. En el Cuadro No. 1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda del mismo. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan, por medio de líneas de 115 kV propiedad de las empresas distribuidoras, las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen y Chilibre, propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país. La subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En el Cuadro No. 2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

En la Figura No. 1 se presenta un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.

**Cuadro No. 1: Líneas de transmisión de ETESA, diciembre 2012**

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA								
LINEAS	NUMERACION	SUBESTACIONES	ANO	LONG. (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		
						Normal	Cont.	
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68,14	636 ACSR	186,0	350,0	
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12,94	636 ACSR	186,0	350,0	
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39,00	750 ACAR	193,0	366,0	
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142,19	750 ACAR	193,0	366,0	
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109,36	750 ACAR	193,0	366,0	
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84,49	750 ACAR	193,0	366,0	
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37,50	750 ACAR	193,0	366,0	
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195,00	1200 ACAR	276,0	450,0	
	230-14,15	VELADERO - LL.SANCHEZ	2004	110,07	1200 ACAR	276,0	450,0	
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84,30	1200 ACAR	276,0	450,0	
		<b>TOTAL</b>		<b>882,99</b>				
		<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>1.765,98</b>				
	CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27,00	750 ACAR	193,0	366,0
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27,00	750 ACAR	193,0	366,0
230-10		PROGRESO - FRONTERA	1986	9,70	750 ACAR	193,0	366,0	
230-18		GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16,00	1200 ACAR	276,0	450,0	
230-20A		FORTUNA - LA ESPERANZA *	2009	97,55	750 ACAR	304,0	450,0	
230-20B		LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24,11	750 ACAR	304,0	450,0	
230-21		CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15,00	750 ACAR	304,0	450,0	
230-29		GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2012	44,00	750 ACAR y 1200 ACAR	276,0	450,0	
230-30		CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76,65	750 ACAR	304,0	450,0	
		<b>TOTAL</b>		<b>337,01</b>				
	<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>2.102,99</b>					
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46,60	636 ACSR y 1200 ACAR	150,0	175,0	
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6,20	636 ACSR	150,0	175,0	
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25,00	636 ACSR	93,0	175,0	
		<b>TOTAL</b>		<b>77,80</b>				
	<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>155,60</b>					
CIRCUITO SENCILLO	115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22,50	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31,50	637 ACSR	93,0	175,0	
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40,70	638 ACSR	93,0	175,0	
	115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16,70	639 ACSR	93,0	175,0	
	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0,80	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5,80	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2,00	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0,50	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30,00	636 ACSR	93,0	175,0	
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0,80	750 XLPE	142,0	178,0	
		<b>TOTAL</b>		<b>151,30</b>				
		<b>TOTAL</b>		<b>306,90</b>				

\* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.

\*\* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

**Cuadro No. 2**  
**Transformadores de ETESA – 2012**

TRANSFORMADORES DE ETESA												
No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACIÓN
			OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.		
1	PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13,8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13,8	EST/EST/DEL	1999
2	PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13,8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13,8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13,8	EST/EST/DEL	1981
3	CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1975
4	LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4,16		DEL/EST	1988
8	CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34,5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1	37,5	50	62,5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34,5		EST/DEL	2010
10	BOQUERON III	1	50	66,7	83,3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34,4		EST/DEL	2010
<b>TOTAL</b>			<b>1.155,5</b>	<b>1.540,7</b>	<b>1.919,8</b>							

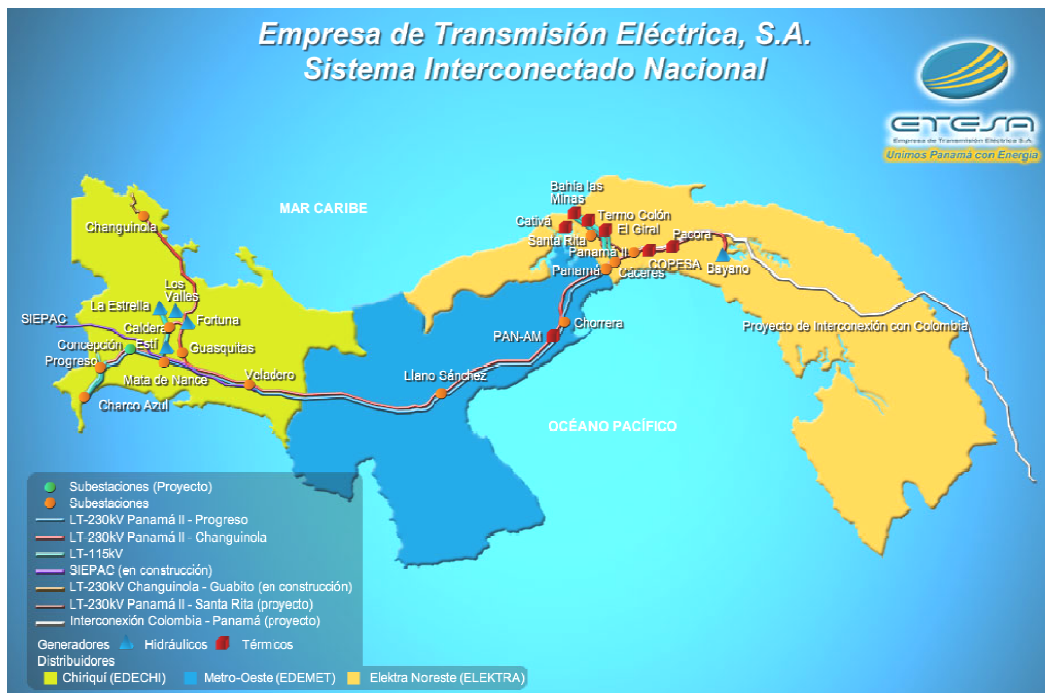


Figura No. 1: Sistema interconectado nacional de Panamá

## 1.2. Pérdidas del sistema principal de transmisión

Las pérdidas del sistema de transmisión se calculan como porcentaje de la diferencia entre el total de la energía recibida y el total de la energía entregada por el sistema de transmisión.

En el Cuadro No. 3 se muestran las pérdidas en el sistema principal de transmisión de la empresa ETESA para el periodo 2009 – 2012, tanto en GWh como en valores porcentuales. Estos datos fueron obtenidos de datos estadísticos sacados de la página web de la ASEP. En la Figura No. 2 se muestra en forma gráfica el aumento progresivo que han tenido las pérdidas del sistema en los años considerados. Se observa que en los últimos tres años estas se han incrementado en un 42% aproximadamente.

Cuadro No. 3  
Pérdidas en el sistema principal de transmisión para el periodo 2009-2012.

AÑO	Energía Recibida por el Sistema de Transmisión (GWh)	Energía Entregada por el Sistema de Transmisión (GWh)	Pérdidas (GWh)	% de Pérdidas
2009	6,605.15	6,478.20	126.95	1.96%
2010	7,083.36	6,941.34	142.02	2.05%
2011	7,489.17	7,324.05	165.12	2.25%
2012	4,047.37	3,938.08	109.29	2.78%

Nota: Las pérdidas para el año 2012 corresponden al primer semestre del año.

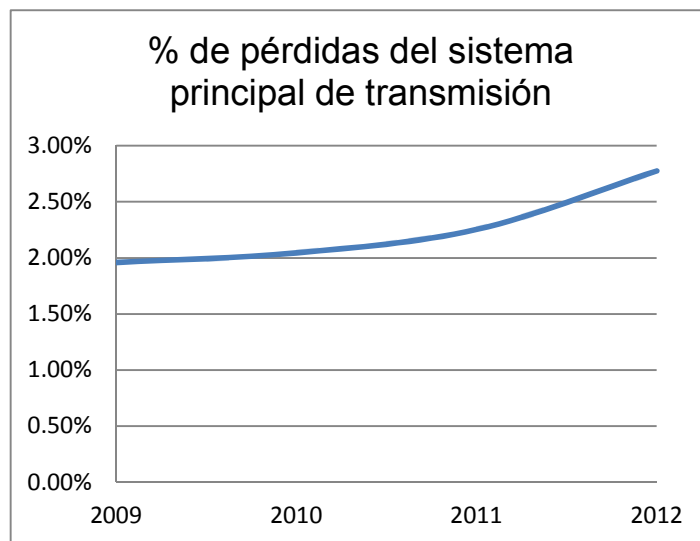


Figura No. 2  
Pérdidas en el sistema principal de transmisión para el periodo 2009-2012

### 1.3. Inversiones

El análisis de las inversiones se realiza presentando el total de las inversiones realizadas por ETESA, incluyendo inversiones para el Sistema Principal de Transmisión (SPT), Sistema de Conexión (SC), y para la Operación Integrada que incluye el Centro Nacional de Despacho (CND) e Hidrometeorología. Se hace una comparación entre las proyecciones de inversiones en el periodo tarifario (datos sacados del informe final de “Ingreso máximo permitido (IMP) para la empresa de transmisión eléctrica, s.a. para el periodo 2009-2013”) e inversiones informadas por la empresa transportistas en los estados financieros de ETESA.

Las inversiones analizadas corresponden a inversiones acumuladas en el periodo, desde el año 2009 al 2012. Es importante destacar que las inversiones obtenidas de los estados financieros, corresponden a montos efectivamente erogados año por año, mientras que las inversiones proyectadas corresponden a valores nominales determinados en la revisión tarifaria anterior.

El Cuadro No. 4 y la Figura No. 3 muestran los resultados de las inversiones totales acumuladas para el periodo 2009-2012, tanto proyectadas según estudio IMP como efectivamente realizadas según estados financieros de la empresa, excluyendo inversiones en curso. Puede observarse de la figura que el total de las inversiones efectivamente realizadas e incorporadas al servicio es sólo el 56.96% de las proyectadas hasta el año 2012.

Cuadro No. 4  
Inversiones totales acumuladas de ETESA.

Inversiones totales acumuladas (Balboas)	2009	2010	2011	2012
Proyectados de IMP	30,882,000	40,598,350	95,296,850	130,187,350
De estados financieros	2,113,168	23,952,320	29,566,590	74,158,731

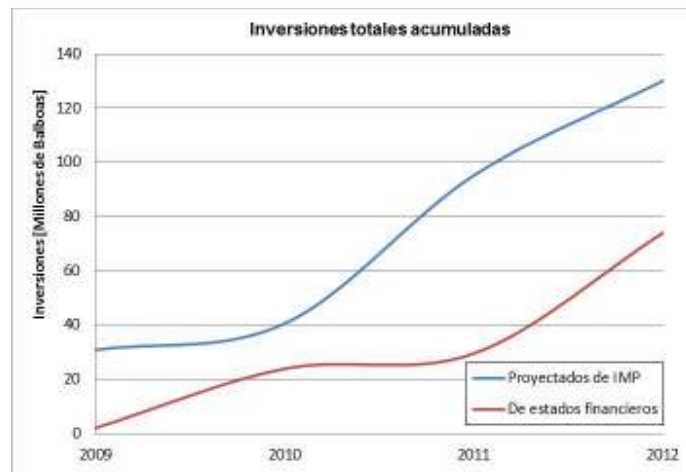


Figura No. 3  
Inversiones totales acumuladas de ETESA

#### 1.4. Gastos

En esta sección se hace una comparación de los gastos totales de la empresa ETESA. La comparación se realiza entre los gastos proyectados para periodo tarifario, obtenidos a partir de la aplicación de la metodología para el cálculo del IMP para el futuro, y los gastos declarados en los estados financieros de la empresa.

Los gastos presentados corresponden a gastos anuales desde el año 2009 a 2012, y corresponden a gastos de operación y mantenimiento, administrativos y generales de la empresa, tanto para el Sistema Principal de Transmisión (SPT), el Sistema de Conexión (SC), y para la Operación Integrada. El Cuadro No. 5 y la Figura No. 4 muestran la evolución que tuvieron los gastos totales anuales de la empresa en el periodo considerado. De los mismos se observa que sostenidamente los gastos declarados por la empresa exceden los proyectados en el estudio del IMP entre un 25% y 38%.

Por otro lado en el Cuadro No. 5 y en Figura No. 5 se muestra la evolución de las depreciaciones de la empresa en el periodo de análisis. Los depreciaciones incluyen depreciación por: equipos de sub-estación, torres y accesorios, postes y accesorios, conductores aéreos, edificio, equipos de comunicación, equipo y mobiliario de oficina, equipos de transporte, caminos y senderos, equipos de informática, equipos de laboratorios, equipos mecánicos, etc.

Cuadro No. 5  
Gastos totales anuales de ETESA

	2009		2010		2011		2012	
	Proyectados según IMP	Según estados financieros	Proyectados según IMP	Según estados financieros	Proyectados según IMP	Según estados financieros	Proyectados según IMP	Según estados financieros
Gastos totales anuales [B/.]	14,629,000	18,595,576	15,126,400	20,023,145	16,198,700	22,440,579	17,347,000	21,974,826
Depreciación [B/.]	9,680,000	12,564,066	11,092,000	11,960,278	11,015,000	12,839,446	13,031,000	15,058,722

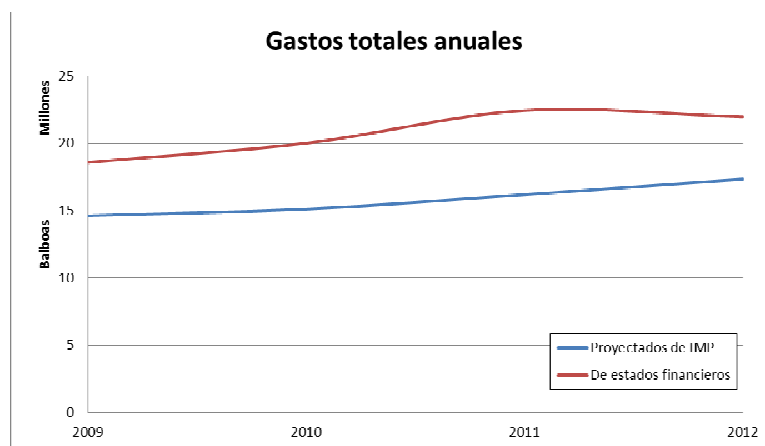


Figura No. 4  
Gastos totales anuales de ETESA



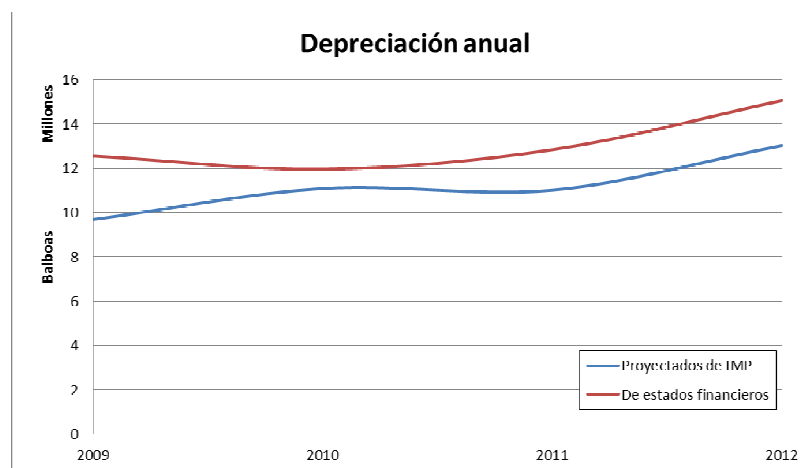


Figura No. 5  
Depreciaciones anuales de ETESA

### 1.5. Ingresos

A continuación se presenta los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para la empresa ETESA correspondiente al periodo 2009-2013. El proceso de cálculo del IMP hace uso de criterios y definiciones analizadas y resueltas en informes previos relacionados básicamente con el tema de las Empresas Comparadoras y Tasa de Retorno. En el Cuadro No. 6 y en la Figura No. 6 se muestra la evolución del IMP en el periodo tarifario, comparado con los ingresos reales obtenidos por la empresa en esos años. Los ingresos presentados corresponden a ingresos que tuvo la empresa por el Sistema Principal de Transmisión (SPT), el Sistema de Conexión (SC), y por la Operación Integrada.

Cuadro No. 6  
IMP e ingresos de ETESA para el periodo 2009-2012.

	2009		2010		2011		2012	
	Proyectados de IMP	De estados financieros	Proyectados de IMP	De estados financieros	Proyectados de IMP	De estados financieros	Proyectados de IMP	De estados financieros
<b>Ingresos totales Anuales (Balboas)</b>	47,133,000	48,155,301	49,371,000	51,641,125	52,718,000	48,607,242	58,788,000	56,388,831

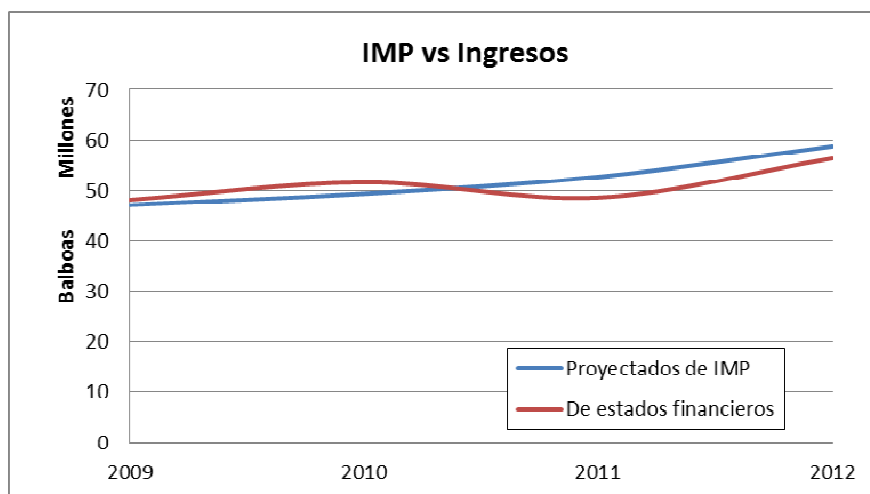


Figura No. 6  
IMP versus Ingresos de ETESA para el periodo 2009-2012.

## 1.6. Calidad del Servicio

El Reglamento de Transmisión, en su Título VII: Normas de Calidad del Servicio para el Sistema de Transmisión, sección VII.1.1: Confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión establece los indicadores que deben cumplir los prestadores del Servicio Público de Transmisión.

Estos indicadores son el FMIK (Frecuencia Media de Interrupción) y el TTIK (Tiempo Total de Interrupción).

Para calcularlos se utilizan las siguientes expresiones matemáticas:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi}}{kVA_{max}}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} * T_{fsi}}{kVA_{max}}$$

Donde:

$kVA_{fsi}$  = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su

determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

kVA máx = kVA máximo instalado en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

Tfsi = Duración de cada interrupción.

n = número de interrupciones en el período.

Los límites de referencia para cada uno de estos indicadores se estipulan en el Artículo 106 del referido Reglamento y son los que muestra el Cuadro No. 7.

Cuadro No. 7  
Límites de *FMIK* y *TTIK*

	Vigencia de la norma	
	Antes del 1-01-06	A partir del 1-01-06
<i>FMIK</i>	2/año	1.5/año
<i>TTIK</i>	8 hr./año	6 hr./año

Los indicadores de Calidad miden la confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión (SPT) en nueve (9) puntos de entrega, los cuales se muestran a continuación en el Cuadro No. 8.

Cuadro No. 8  
Puntos de entrega para evaluación de indicadores *FMIK* y *TTIK*

Puntos de entrega para evaluación de indicadores <i>FMIK</i> y <i>TTIK</i>			
IDPtoEntrega	Punto de Entrega	Ubicación	Cliente
7101	115-3 <sup>a</sup>	S/E Chilibre	ENSA
7102	115-3B		
7103	115-7	S/E Panamá	
7104	115-9		
7105	115-10		
7106	115-6	S/E Panamá	EDEMET
7107	115-8		
7108	115-22		
7109	115-CP	S/E Cemento Panamá	Cemento Panamá

Los criterios, para establecer si un evento es válido o no para el cálculo de los Índices de Confiabilidad son los siguientes:

- ✓ Ser un evento responsabilidad de ETESA.
- ✓ Ocurrir en el Sistema Principal de Transmisión (SPT).
- ✓ Tener una duración mayor a los tres (3) minutos.
- ✓ No haber sido aceptados por la Autoridad como Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

En el Cuadro No. 9 se muestran los valores de los indicadores FMIK y TTIK para el período 2009-2012 según lo informado por la empresa ETESA en los documento: “Indicadores de calidad 2009, 2010, 2011 y 2012”. Durante los años 2009 a 2012, no hubieron eventos responsabilidad de ETESA, que afectaran los puntos de entrega asociados al cumplimiento de los indicadores de calidad. Consecuentemente, los valores finales FMIK y TTIK para los 9 puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión son cero, tal como se muestra en el Cuadro No. 9.

Cuadro No. 9  
Indicadores *FMIK* y *TTIK* para el periodo 2010-2012

ID Pto Entrega	2009		2010		2011		2012	
	<i>FMIK</i>	<i>TTIK</i>	<i>FMIK</i>	<i>TTIK</i>	<i>FMIK</i>	<i>TTIK</i>	<i>FMIK</i>	<i>TTIK</i>
7101	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7102	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7103	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7104	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7105	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7106	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7107	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7108	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7109	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Lógicamente por los valores declarados, los indicadores de calidad de servicio se encuentran dentro de los límites establecidos para este periodo en todos los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión. No obstante ello esta situación merecería ser revisada pues resulta extraño que durante 4 años ningún evento que haya afectado al sistema de transmisión haya sido responsabilidad de ETESA.

### 1.7. Análisis de la Evolución Económica Financiera (Indicadores)

Los indicadores económicos financieros permiten lograr un diagnóstico general de la situación de la empresa. A continuación se hace un análisis de los principales indicadores económicos financieros.

### 1.7.1. *Indicadores de rentabilidad*

Estos indicadores pretenden reflejar los resultados económicos de una gestión. Por lo general vinculan distintos componentes del estado de resultados con el balance general. Los principales indicadores de rentabilidad a analizar son: Margen neto, Tasa de retorno sobre el patrimonio neto (ROE, Return On Equity), y Tasa de retorno sobre activos (ROA, Return On Assets). El Margen neto expresa el beneficio neto final (resultado del ejercicio) de la empresa como porcentaje de los ingresos. El ROE indica el porcentaje que representa la ganancia, o pérdida, de la empresa respecto del capital propio, esto es la ganancia que los accionistas están obteniendo por su inversión. El ROA mide la capacidad de la empresa para remunerar los capitales a su disposición, ya sean propios o ajenos.

El Cuadro No. 10 y la Figura No. 7 muestran la evolución de los indicadores. Se observa un mantenimiento de los indicadores ROE y ROA en los años analizados. Se destaca el alto valor del margen neto para los primeros años, sin embargo se observa también una baja sostenida de este indicador después del 2010.

Cuadro No. 10  
Indicadores de rentabilidad

	2009	2010	2011	2012
<b>ROE</b> = Resultado Neto / Patrimonio neto	4.86%	5.40%	3.77%	4.03%
<b>ROA</b> = Resultado Neto / Activo total	3.38%	3.94%	2.64%	3.00%
<b>Margen Neto</b> = Resultado Neto / Ingresos totales	21.29%	22.65%	18.17%	14.79%

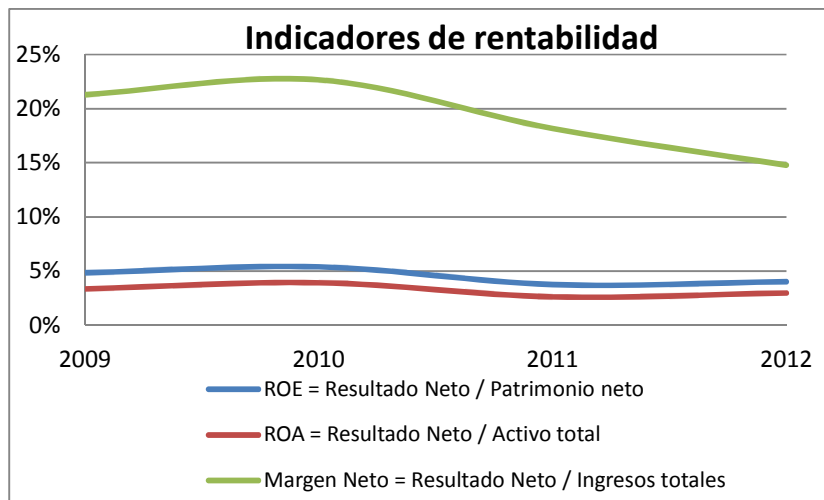


Figura No. 7  
Indicadores de rentabilidad

### 1.7.2. *Indicador de liquidez*

El indicador de liquidez pretende medir la capacidad de pago de la empresa de corto plazo. El análisis de liquidez muestra una buena relación de este indicador, inclusive en los últimos años donde se observa una caída de su valor pero siempre por encima de uno, lo que muestra a la compañía en una adecuada situación para hacer frente a sus obligaciones inmediatas.

El Cuadro No. 11 y la Figura No. 8 muestran la evolución del indicador para los años considerados.

Cuadro No. 11  
Indicador de liquidez

	2009	2010	2011	2012
<b>Liquidez</b> = Activo corriente / Pasivo corriente	1.58	1.63	1.14	1.08

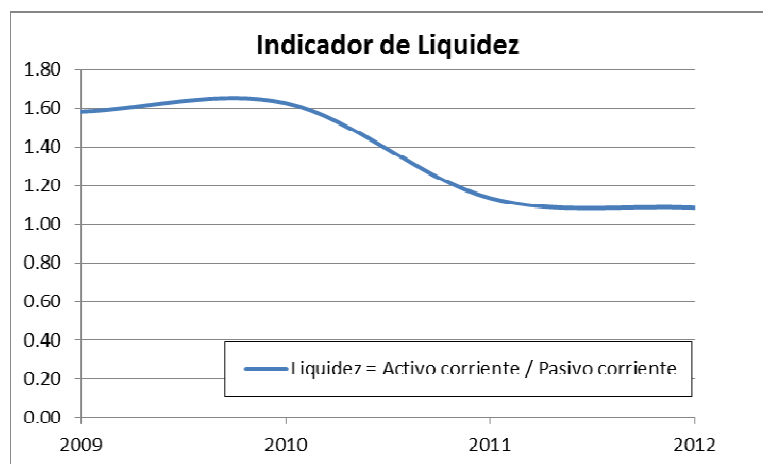


Figura No. 8  
Evolución del indicador de liquidez

### 1.7.3. Relaciones de endeudamiento

Estos indicadores pretenden medir la forma en que se está financiando la empresa, la relación de recursos propios y de terceros. El indicador solvencia sirve a los acreedores para considerar la garantía que tiene sus deudas con los bienes de la empresa. El indicador de endeudamiento muestra en qué medida la empresa financia su activo total con capital propio o capital ajeno. Si el indicador es mayor que 1 significa que la empresa financia su activo con una mayor parte de deudas.

El Cuadro No. 12 y las Figuras No. 9 y 10 muestran la evolución de estos índices.

Cuadro No. 12  
Indicadores de endeudamiento.

	2009	2010	2011	2012
<b>Solvencia</b> = Activo total / Pasivo total	3.29	3.70	3.35	3.91
<b>Endeudamiento</b> = Pasivo total / Patrimonio neto	0.44	0.37	0.43	0.34

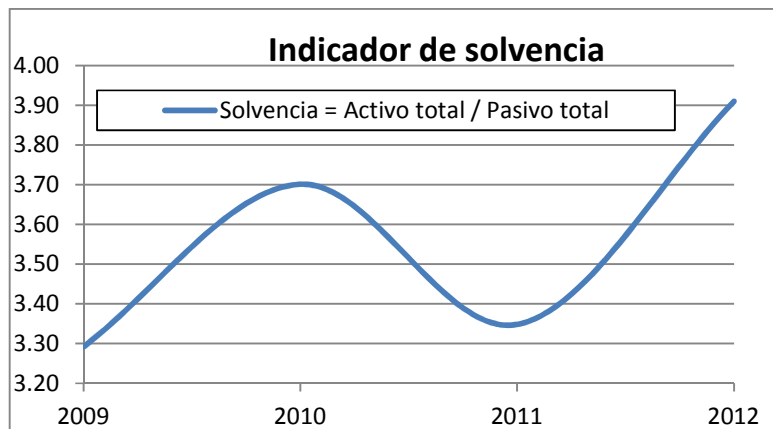


Figura No. 9  
Evolución del indicador de solvencia

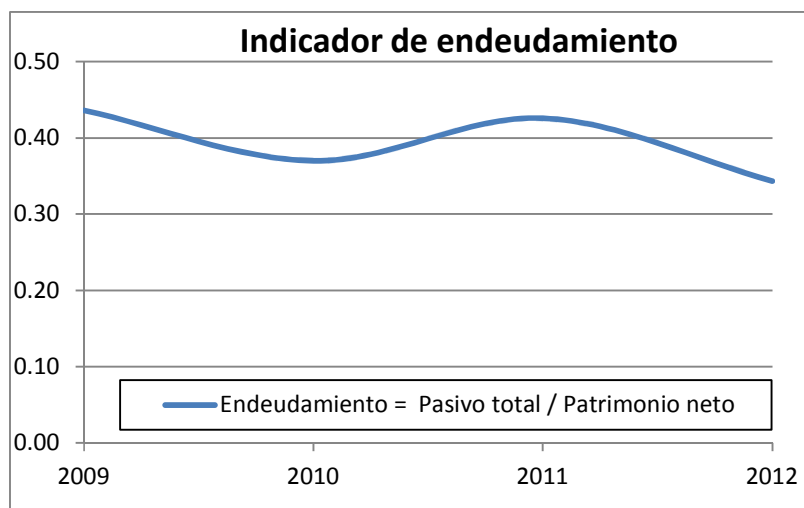


Figura No. 10  
Evolución del indicador de endeudamiento

### 1.8. Conclusiones del análisis de la gestión de ETESA

El análisis de la gestión de ETESA, muestra que tanto desde el punto de vista técnico, visto desde los indicadores de calidad de servicio, como económico, esta es, en términos generales, buena. Los distintos indicadores económico-financieros muestran valores más que aceptables, debiendo sólo mencionarse una baja sostenida en el Margen Neto en el periodo 2010-2012.

Por otro lado los indicadores técnicos informados por la empresa, medidos a partir de lo establecido en la normativa de calidad de servicio, muestran una absoluta falta de fallas responsabilidad de la empresa, lo cual debería ser analizado pues, al menos, resulta llamativo. Las pérdidas por sulado muestran un paulatino y sostenido crecimiento en el periodo 2009-2012.



Una situación distinta se observa cuando se comparan las inversiones y gastos previstos en los estudios del IMP respecto de las realmente realizadas por la empresa según sus balances, los resultados muestran:

- Para las inversiones acumulados del periodo 2009-2012, que las realizadas han sido inferiores a las previstas, alcanzando sólo el 57% de estas.
- Para los gastos totales que los declarados en balances han excedido a los asignados en los estudios en porcentajes que varían entre el 26% y el 33% en el periodo 2009-2012.

*En la práctica, sin que medien variaciones importantes respecto de la demanda prevista, se ejecutó sólo algo más del 50% de lo previsto y, no obstante ello, la calidad resulta alta. Esto, a priori, sólo puede tener dos explicaciones: O el plan original estaba sobreestimado o existen deficiencias en la medición de la calidad del servicio.*

Finalmente la comparación de ingresos entre proyectados en estudio IMP y reales muestran una buena correspondencia difiriendo entre ambos, cuando se los mide en forma acumulada, en menos del 2% para el periodo 2009-2012.

## **2. ANALISIS DE LA GESTIÓN DE TRANSBA**

Dadas las particulares condiciones en que se ha debido desarrollar su actividad el sector eléctrico argentino a partir del shock devaluatorio ocurrido en diciembre de 2001 con un desajuste relativo muy significativo de todas las magnitudes económicas, parece razonable antes de realizar un análisis de la gestión de TRANSBA, brindar un resumen de su historia, principalmente en lo que tiene que ver con los aspectos regulatorios y tarifarios.

### **2.1. Breve historia**

La Ley No 11.771 de la provincia de Buenos Aires, sancionada en enero de 1996, autorizó al Poder Ejecutivo de dicha provincia a privatizar la actividad de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestaciones que se encontraban a cargo de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires Sociedad Anónima (Eseba S.A.).

A fin de llevar a cabo esta privatización, Eseba S.A. constituyó el 20 de marzo de 1996 la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires Sociedad Anónima (Transba SA).

Asimismo, Transba y el Estado Nacional, firmaron el Contrato de Concesión para la prestación del servicio público de energía eléctrica por distribución troncal de la provincia de Buenos Aires, por el término de 95 años. El Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la provincia de Buenos Aires convocó a licitación pública nacional e internacional para la venta del 100% del paquete accionario de la sociedad. La privatización se perfeccionó mediante la firma del Contrato de Transferencia suscrito entre el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la provincia de Buenos Aires y Eseba S.A., en su carácter de vendedores, y Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (Transener). Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio privatizado.

### **2.2. Panorama general**

*La Compañía posee y opera la Red de Transba conforme al Contrato de Concesión de Transba que confiere el derecho exclusivo a prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires (66kV a 220kV) por líneas de distribución troncal en toda la Red de Transba durante un período de 95 años contado a partir de la fecha de transferencia de Transba.*

*Conforme al Contrato de Concesión, Transba, recibe ingresos de la operación y mantenimiento de la Red. Los ingresos que recibe son revisados por el ENRE de conformidad con la Ley de Energía Eléctrica y los Contratos de Concesión y están sujetos a deducciones por penalidades por la falta de disponibilidad de equipos de la red que se calculan de conformidad con una fórmula establecida en el mismo y en otras reglamentaciones aplicables.*

---

<sup>1</sup> TRANSBA: Memoria a los estados contables al 31/12/2012.

*Las Tarifas tienen tres componentes de remuneración: (i) ingresos por el transporte de energía eléctrica, (ii) cargos por capacidad y (iii) cargos por conexión. De acuerdo a lo establecido en el Contrato de Concesión, estos ingresos se deben calcular en Dólares y convertir a Pesos en base al tipo de cambio aplicable al momento de la facturación. El Contrato de Concesión establece un ajuste semestral conforme a una fórmula vinculada con los índices CPI/PPI de Estados Unidos.*

*Asimismo, el Contrato de Concesión prevé que los ingresos por transporte de energía eléctrica deben ser revisados por el ENRE cada cinco años (se denomina a cada período de cinco años conforme al Contrato de Concesión de Transba un Período Tarifario de Transba) y que los ingresos pagaderos a nuestra Compañía por capacidad y conexión deben ser revisados por el ENRE al finalizar cada Período de Gestión. Sin embargo, la Ley de Emergencia convirtió nuestros ingresos a Pesos a un tipo de cambio de Ps. 1.00 por cada U\$S 1.00 y quedaron sin efecto los ajustes conforme al CPI/PPI de Estados Unidos previstos en los términos de los Contratos de Concesión. Una de las consecuencias de la Ley de Emergencia ha sido la eliminación de la primer Revisión de Tarifas de Transba debido al hecho de que las tarifas son actualmente objeto del proceso de renegociación de los Contratos de Concesión. En enero de 2002, el Estado Nacional pesificó y congeló nuestras tarifas y la actual renegociación de los Contratos de Concesión podría dar como resultado nuevos términos y condiciones que podrían tener un impacto adverso significativo sobre nuestra situación patrimonial futura.*

*Transba percibe los ingresos por tarifas por la operación y mantenimiento del sistema de transporte en pagos mensuales efectuados por CAMMESA que los abona con los cargos que percibe de los distribuidores locales de electricidad, generadores y grandes usuarios de electricidad.*

*Además de los ingresos regulados, Transba percibe otros ingresos relacionados con la prestación de servicios a terceros como Participación en las obras de ampliación del sistema, supervisión de obras y otros.*

### **2.3. Estado de situación a diciembre 2012**

Por constituir un informe que refleja el estado de situación de la empresa en forma completa y actualizada, consideramos de valor reproducir en forma textual lo mencionado por la empresa en las Memorias al Balance 2012:

*“En su decimoquinto período de operaciones, Transba, continuó reafirmando su liderazgo en el sector de transmisión de energía eléctrica por distribución troncal en la Región Eléctrica Buenos Aires, cumpliendo los objetivos técnicos, de operación y de calidad de servicio previstos por el Directorio y afianzando el compromiso con el medio ambiente.*

*La Compañía ha finalizado el año con un valor de índice de fallas cada 100 km de líneas de 1,51.*

*La Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561), a la vez que estableció los precios y tarifas de los contratos de servicios públicos en pesos a la relación de cambio un peso (\$ 1) igual un dólar estadounidense (U\$S 1), impuso sobre las empresas que*

*brindan servicios públicos, tales como Transba S.A., la obligación de renegociar los contratos existentes con el Estado Nacional mientras se continúa con la prestación del servicio. Esta situación afectó significativamente la situación económica y financiera de la Sociedad.*

*En Mayo de 2005 Transba S.A. firmó el Acta Acuerdo con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) que contienen los términos y condiciones de la adecuación del Contrato de Concesión.*

*En función de las pautas establecidas en la mencionada Acta Acuerdo, estaba previsto i) llevar a cabo una Revisión Tarifaria Integral (RTI) ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y determinar un nuevo régimen tarifario para Transba S.A., el cual debería haber entrado en vigencia en Mayo de 2006 y ii) el reconocimiento de los mayores costos operativos que ocurran hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte de la mencionada RTI.*

*Desde el año 2006 Transba S.A. ha solicitado al ENRE la necesidad de regularizar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Acta Acuerdo, manifestando el incumplimiento por parte de dicho organismo de los compromisos establecidos en la misma, la grave situación planteada con motivos de dichos incumplimientos, y su disponibilidad a continuar el proceso de RTI en la medida que se continúe con la vigencia de los restantes compromisos asumidos por las Partes y se resuelva el nuevo régimen resultante del proceso de RTI.*

*Oportunamente, Transba S.A. presentó sus pretensiones tarifarias en virtud de lo establecido en el Acta Acuerdo y en el artículo 45 y concordantes de la Ley 24.065, a los efectos de su tratamiento, desarrollo de Audiencia Pública y definición del nuevo cuadro tarifario.*

*A pesar de ello, a la fecha, el ENRE no ha convocado aún a Audiencia Pública y no le dio tratamiento correspondiente a los requerimientos tarifarios solicitados por Transba S.A. en el marco de la RTI.*

*Con el fin de comenzar a regularizar la situación tarifaria Transba S.A. firmó con la Secretaría de Energía y el ENRE un Acuerdo Instrumental al Acta Acuerdo UNIREN (el Acuerdo Instrumental), estableciendo entre otros puntos:*

- el reconocimiento de un crédito a Transba S.A. por las variaciones de costos por el período Junio 2005 – Noviembre 2010, calculado a través del índice de variación de costos del Acta Acuerdo (IVC),*
- la cancelación mandatoria del financiamiento recibido de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) mediante la cesión de los créditos resultantes del reconocimiento de variaciones de costos, mencionados en el punto anterior,*
- un mecanismo de pago de los saldos a favor pendientes, durante el año 2011,*
- el reconocimiento de un monto adicional a recibir a través de CAMMESA a destinar a inversiones en el sistema por \$ 18.4 millones,*
- un procedimiento para la actualización y pago de las variaciones de costos que surjan siguiendo la secuencia de los semestres ya transcurridos desde el 1 de Diciembre de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2011,*

*CAMMESA estimó el monto adeudado a Transba S.A. por las variaciones de costos ocurridas en el período Junio 2005-Noviembre 2010 al 17 de Enero de 2011, ascendiendo dicho monto a \$119.1 millones.*

*En virtud del Acuerdo Instrumental, el día 2 de Mayo de 2011, se firmó con CAMMESA la ampliación al acuerdo de financiamiento (Addenda II) por la cual se acordaron: i) la cancelación de las sumas percibidas al día 17 de Enero de 2011 en virtud de los préstamos otorgados por los acuerdos de financiamiento del 12 de Mayo de 2009, ii) otorgar a Transba S.A. un nuevo préstamo por la suma de \$ 134.1 millones, correspondiente al saldo a favor por los créditos reconocidos por la Secretaría de Energía y el ENRE por las variaciones de costos desde Junio 2005 a Noviembre 2010 y iii) la cesión en garantía del saldo de los créditos reconocidos por mayores costos al 30 de Noviembre de 2010 conforme al Acuerdo Instrumental a los efectos de cancelar los importes a ser recibidos por aplicación de la nueva ampliación firmada.*

*Cabe destacar que los fondos que conforman la Addenda II estarían destinados a la operación y mantenimiento y al plan de inversiones correspondiente al año 2011 y serían desembolsados mediante adelantos parciales en función de las disponibilidades de fondos con los que contara CAMMESA conforme lo instruyera la Secretaría de Energía de la Nación.*

*Los citados compromisos del Estado Nacional se han visto demorados puesto que al 31 de Diciembre de 2011- fecha de vencimiento del Acuerdo Instrumental- los importes recibidos de CAMMESA no llegaron al 18% de los montos previstos en la Addenda II y no se percibió importe alguno por el ajuste de remuneración que se debió aplicar desde el 1 de Diciembre de 2010.*

*Así, CAMMESA continuó liquidando la remuneración de Transba S.A., por el servicio público de transporte de energía eléctrica bajo el mismo valor establecido en las Resoluciones ENRE N° 327/08, sin tener en consideración los valores tarifarios informados por el ENRE a la SE, mediante Nota N° 99868 del 21 de Junio de 2011, N° 102.539 del 19 de Enero de 2012 y N° 102.731 del 6 de Enero de 2012, conforme lo dispuesto en la cláusula primera inciso B) del Acuerdo Instrumental.*

*Por lo tanto, el ajuste de la remuneración desde el 1 de Diciembre de 2010, el pago de los créditos que se generen por este concepto, y los intereses que correspondan hasta su efectiva cancelación, aún se encuentran pendientes. Dichos montos deberán ser incluidos en nuevas Addendas a firmar con CAMMESA.*

*En virtud de la demora antes indicada, se ha solicitado en reiteradas oportunidades a la Secretaría de Energía adoptar las medidas pertinentes para regularizar los desembolsos previstos en la Addenda II del Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en Garantía, de manera que se cumplan las obligaciones previstas dentro del plazo establecido en el Acuerdo Instrumental.*

*Con fecha 19 de Marzo de 2012 la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA efectuar los cálculos de los montos adeudados a Transba S.A. por las variaciones de costos incurridos en el período Diciembre 2010 – Diciembre 2011, incluyendo los intereses correspondientes, para lo cual debería procederse a la ampliación del Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en Garantía con los importes que resultan de los cálculos practicados por el ENRE para dicho período.*

Por su parte, el 22 de Mayo de 2012, CAMMESA remitió a la Secretaría de Energía los resultados de los cálculos realizados. Los mismos han sido observados por la Compañía mediante nota DG N° 46/12 del 28 de Junio de 2012, remitida a la Secretaría de Energía. A la fecha, aún se encuentra pendiente la ampliación del Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos.

En el mes de Marzo de 2012, Transba S.A. inició las acciones judiciales pertinentes ante la falta de respuesta de la Secretaría de Energía, el ENRE y/o CAMMESA respecto de las numerosas presentaciones administrativas realizadas a los efectos de lograr el cumplimiento del Acta Acuerdo y Acuerdo Instrumental, a saber: (a) demanda para que la SE remita a CAMMESA el saldo de pago del período Junio 2005 – Noviembre 2010, según el Contrato de Mutuo celebrado con CAMMESA; (b) demanda para que la SE instruya a CAMMESA a ampliar el Contrato de Mutuo por el diferencial del período Diciembre 2010 – Diciembre 2011 entre la remuneración liquidada según Resoluciones ENRE N° 327/08 y los valores remunerativos determinados en el Acuerdo Instrumental; y remita los fondos para los desembolsos; (c) acción de amparo contra la SE para que apruebe los IVC ya calculados e informados por el ENRE mediante Notas 102.539 y 102.731; e instruya a CAMMESA a ampliar el Contrato de Mutuo; y remita los fondos para los desembolsos; y (d) acción de amparo contra el ENRE para que se instruya a CAMMESA a liquidar, a partir de Enero 2012, la remuneración considerando los valores remunerativos determinados en el Acuerdo Instrumental.

Con fecha 16 de Julio de 2012 la Sociedad recibió una copia de la Nota SE N° 4309 en virtud de la cual la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a celebrar con Transba S.A. una tercera Addenda al Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en Garantía (el Contrato de Mutuo), ampliando el monto a la suma de \$ 98.2 millones, respectivamente (los cuales a su vez fueran informados por CAMMESA a la Secretaría de Energía mediante Nota B-70754-1).

Sin perjuicio de ello, la Secretaría de Energía indicó que previo a dar cumplimiento a la celebración de la tercera Addenda, Transba S.A. deberá presentar ante CAMMESA, las constancias correspondientes a los desistimientos ante los Tribunales pertinentes de todas las acciones judiciales que se hubieran iniciado respecto al motivo de la Nota SE N°4309/2012, lo cual se encuentra en análisis a la fecha.

Al 31 de Diciembre de 2012 los desembolsos recibidos de CAMMESA no llegaron al 54% de los montos previstos en las Addendas II, no habiéndose percibido monto alguno con relación a los montos adicionales para inversiones en el sistema previstos en el Acuerdo Instrumental.

En el siguiente cuadro se detallan los montos percibidos y el saldo pendiente de desembolsar con relación a las Addendas II:

Concepto	Millones de Pesos
Montos adeudados según Acuerdo Instrumental	119.1
Cancelación financiamiento al 17/01/11	(32.2)
Montos para inversiones y otros conceptos	47.2
Monto total Addenda II	134.1
Montos percibidos Addenda II al 31/12/12	(71.0)
Saldo pendiente de desembolso al 31/12/12	63.1

*El pasivo por la totalidad de los desembolsos percibidos por la Addenda II al 31 de Diciembre de 2012 ha sido cancelado a través de la cesión de los créditos reconocidos por mayores costos, conforme al Acuerdo Instrumental. Con posterioridad al 31 de Diciembre de 2012 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados contables ingresaron desembolsos por \$ 8.0 millones.*

*Se han registrado en los presentes estados contables los resultados generados por el reconocimiento de las variaciones decostos por parte de la Secretaría de Energía y el ENRE, hasta las sumas percibidas a través de la Addenda II.*

*Consecuentemente Transba S.A. ha reconocido ingresos por ventas por \$ 20.2 millones y \$ 7.8 millones e intereses ganados por \$ 23.6 millones y \$ 9.7 millones, para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.*

*La demora en el cumplimiento de los compromisos asumidos por el Estado Nacional en virtud de los mencionados acuerdos y el constante aumento de los costos de operación, continúan afectando significativamente la situación económica y financiera de la Sociedad.*

*La Sociedad estima que de continuar las condiciones existentes a la fecha de los presentes estados contables y los atrasos de CAMMESA en el pago de la remuneración mensual por el servicio de transporte de energía eléctrica registrados a partir de Octubre de 2012, la situación seguiría deteriorándose, previéndose para el próximo ejercicio resultados operativos negativos.*

*Las circunstancias descritas podrían afectar el desarrollo futuro de las operaciones de Transba S.A., ya que depende de la evolución de factores no controlables por la Sociedad. La Sociedad ha preparado los presentes estados contables utilizando principios contables aplicables a una empresa en marcha. Por lo tanto, dichos estados contables no incluyen los efectos de los eventuales ajustes y reclasificaciones, si los hubiere, que podrían requerirse de no resolverse las situaciones descritas a favor de la continuidad de las operaciones de la Sociedad y la misma se viera obligada a realizar sus activos y cancelar sus pasivos, incluyendo los contingentes, en condiciones diferentes al curso normal de sus negocios”.*

## 2.4. Descripción de las instalaciones

TRANSBA S.A., *Transporte de Energía Eléctrica de Buenos Aires Sociedad Anónima*, tiene a su cargo la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires, con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. Adicionalmente, opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de TRANSENER S.A. (TIBA), y algunas instalaciones de 66 kV.

Un resumen de las instalaciones que la componen, según Memoria y Balance 2012, es el siguiente:

1. 6,158 km de líneas
  - ✓ 398 km de 66 kV
  - ✓ 5,583 km de 132 kV
  - ✓ 177 km de 220 kV
2. 91 Estaciones Transformadoras
  - ✓ 3 Estaciones Transformadoras de 500 kV (TIBA)
  - ✓ 3 Estaciones Transformadoras de 220 kV
  - ✓ 80 Estaciones Transformadoras de 132 kV
  - ✓ 5 Estaciones Transformadoras de 66 kV
3. 5,397 MVA de Transformación
  - ✓ 1,800 MVA de Transformación en 500 kV (TIBA)
  - ✓ 3,597 MVA de Transformación en 220, 132, 66 y 33 kV
4. 583 Conexiones
  - ✓ 325 Conexiones en 13,2 kV
  - ✓ 189 Conexiones en 33 kV
  - ✓ 7 Conexiones en 66 kV
  - ✓ 59 Conexiones en 132 kV (22 de TIBA)
  - ✓ 1 Conexión en 220 kV
  - ✓ 2 Conexiones en 500 kV (TIBA)

Se vincula con TRANSENER S.A. en los siguientes puntos:

- ✓ Olavarría 500 kV
- ✓ Bahía Blanca 500 kV
- ✓ Campana 500 kV
- ✓ Ramallo 220 kV



- ✓ Atucha 132 kV
- ✓ Henderson 220 kV
- ✓ Villa Lía 220 kV

Dentro de su área de concesión Transba S.A. presta servicio de transporte a 3 empresas distribuidoras provinciales (EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A.), 27 Cooperativas (como distribuidoras) y otros 19 agentes del MEM (GUMAS) que se encuentran conectados directamente a su red.

Asimismo a la red de la provincia de Buenos Aires están conectados 167 grupos generadores con una potencia instalada de 1.982 MW.

A ello debe agregarse unos 500 interruptores de alta tensión, aproximadamente 1.189 de media tensión, más de 3.000 seccionadores, más de 100 equipos de servicios auxiliares de CC y CA, más de 2.000 relés de protección, aproximadamente 3.000 transformadores de medida, sistemas SCADA, comunicaciones, etc.

Un detalle de las principales instalaciones del sistema de transmisión existentes a la fecha de elaboración de la Guía de Referencia 2013-2020 (principios de 2012) se aprecia en los Cuadros No. 13 y 14.

**Cuadro No. 13**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Líneas de transmisión**

E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens. nom.	Ramal (1)	Propietario	Long. total	Conductores				Hilo guardia		Torres		
		Nº	kV	Nº		km	Secc. mm²	Tipo	Material	Nº x fase	Secc. mm²	Material	Material	Si/No	km
SAN ANTONIO DE ARECO	"T" A 1CAVL1		132		TRANSBA	18.40	300/50		Al/Ac	1	50	AC		NO	
ATUCHA	ZARATE		132		TRANSBA	22.10	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
AZUL	CACHARI	1	132		TRANSBA	55.70	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
AZUL	OLAVARRIA		132		TRANSBA	51.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	CORONEL PRINGLES		132		TRANSBA	102.09	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	CORONEL DORREGO		132		TRANSBA	77.50	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	NORTE DOS		132		TRANSBA	19.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	PEDRO LURO		132		TRANSBA	141.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132		TRANSBA	29.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132		TRANSBA	29.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132		TRANSBA	29.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	PUNTA ALTA		132		TRANSBA	24.10	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA	TORNQUIST		132		TRANSBA	77.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BARADERO	PAPEL PRENSA		132		TRANSBA	24.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	CHACABUCO		132		TRANSBA	60.60	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	CHIVILCOY		132		TRANSBA	49.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	LINCOLN		132		TRANSBA	109.40	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	SALADILLO		132		TRANSBA	83.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BARKER	OLAVARRIA		132		TRANSBA	139.40	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BARKER	TANDIL		132		TRANSBA	47.70	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BALCARCE	MAR DEL PLATA		132		TRANSBA	62.90	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BALCARCE	TANDIL		132		TRANSBA	103.60	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA URBANA	CT LUIS PIEDRABUENA 132 KV		132		TRANSBA	1.90	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BAHIA BLANCA URBANA	PETROQUIMICA		132		TRANSBA	3.20	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA	CORCEMAR		132		TRANSBA	5.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA	PRAXAIR		132		TRANSBA	6.10	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA	SIDERCA 0		132		TRANSBA	2.20	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA	SIDERCA 1		132		TRANSBA	3.20	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA	VILLA LIA		132		TRANSBA	43.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHACABUCO	CHACABUCO INDUSTRIAL		132		TRANSBA	15.90	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON		
CACHARI	LAS FLORES	1	132		TRANSBA	51.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CACHARI	RAUCH	1	132		TRANSBA	19.60	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHACABUCO INDUSTRIAL	SALTO		132		TRANSBA	48.60	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON		
CORONEL PRINGLES	INDIO RICO	1	132		TRANSBA	44.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CORONEL PRINGLES	LAPRIDA		132		TRANSBA	71.50	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	

**Cuadro No. 13 (Continuación)**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Líneas de transmisión**

E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens. nom.	Ramal (1)	Propietario	Long. total	Conductores				Hilo guardia		Torres		
		Nº	kV	Nº		km	Secc. mm²	Tipo	Material	Nº x fase	Secc. mm²	Material	Material	Si/No	km
CORONEL DORREGO	TRES ARROYOS		132		TRANSBA	99.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHANARES	NORTE DOS		132		TRANSBA	15.70	185/30		Al/Ac	1	50	AC			
CHANARES	PETROQUIMICA		133		TRANSBA	15.70	185/30		Al/Ac	1	50	AC			
CHIVILCOY	MERCEDES		132		TRANSBA	69.10	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHILLAR	GONZALEZ CHAVES	1	132		TRANSBA	89.14	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM	NO	
CHILLAR	OLAVARRIA	1	132		TRANSBA	73.43	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM	NO	
CAMPANA 132 KV	PRAXAIR		132		TRANSBA	1.10	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA 132 KV	SIDERCA 0		132		TRANSBA	0.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
CAMPANA 132 KV	ZARATE		132		TRANSBA	9.40	120/20		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
COLON	PERGAMINO		132		TRANSBA	52.70	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CORCEMAR	ZARATE		132		TRANSBA	7.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CAMPANA TRES	MATHEU		132		TRANSBA	16.84	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
CAMPANA TRES	ZARATE		132		TRANSBA	21.03	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
CORONEL ROSALES	PUNTA ALTA		132		TRANSBA	4.10	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHASCOMUS	DOLORES		132		TRANSBA	90.23	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHASCOMUS	MONTE		132		TRANSBA	114.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CHASCOMUS	VERONICA		132		TRANSBA	70.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CALERA AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132		TRANSBA	5.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CALERA AVELLANEDA	OLAVARRIA 132 KV		132		TRANSBA	6.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CORONEL SUAREZ	HENDERSON		132		TRANSBA	126.90	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CORONEL SUAREZ	PIGUE		132		TRANSBA	47.60	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
DOLORES	LAS ARMAS		132		TRANSBA	88.20	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
DOLORES	SAN CLEMENTE		132		TRANSBA	102.60	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
EASTMAN	PROTISA		132		TRANSBA	1.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
GONZALEZ CHAVES	NECOCHEA		132		TRANSBA	138.86	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
GONZALEZ CHAVES	TRES ARROYOS		132		TRANSBA	40.22	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
GENERAL MADARIAGA	LAS ARMAS		132		TRANSBA	64.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
GENERAL MADARIAGA	VILLA GESELL		132		TRANSBA	35.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
GENERAL LAGOS	SAN NICOLAS		132		TRANSBA	13.60	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
GENERAL PICO	TRENQUE LAUQUEN		132		TRANSBA	77.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON		
GUATRACHE	PIGUE		132		TRANSBA	102.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
HENDERSON	OLAVARRIA		132		TRANSBA	139.90	435/55		Al/Ac	1	95	AC	HORMIGON	NO	
HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132		TRANSBA	105.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
IMSA	JUNIN		132		TRANSBA	8.50	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
IMSA	LINCOLN		132		TRANSBA	61.50	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
JUNIN	ROJAS		132		TRANSBA	47.70	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAPRIDA	LA PAMPITA		132		TRANSBA	72.20	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LUJAN DOS	LUJAN		132		TRANSBA	9.02	150/25-185/30		Al/Ac	1	50	AC	RETIC./HORM.		
LUJAN DOS	MORON		132		TRANSBA	38.29	150/25-185/30		Al/Ac	1	50	AC	RETIC./HORM.		
LAS FLORES	ROSAS	1	132		TRANSBA	28.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAS FLORES	SALADILLO		132		TRANSBA	76.30	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LUJAN	MORON		132		TRANSBA	44.56	150/25		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
LUJAN	MERCEDES		132		TRANSBA	41.30	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAS ARMAS	TANDIL		132		TRANSBA	122.20	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	

**Cuadro No. 13 (Continuación)**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Líneas de transmisión**

E. T. Origen	E. T. Destino	Tema		Ramal nom. (1) Nº	Propietario	Long. total km	Conductores				Hilo guardia		Torres		
		Nº	KV				Secc. mm²	Tipo	Material	Nº x fase	Secc. mm²	Material	Material	Si/No	km
LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132		TRANSBA	51.51	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAS TONINAS	MAR DE AJO		132		TRANSBA	29.57	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132		TRANSBA	14.60	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
CT LUIS PIEDRABUENA 132 K	PUNTA ALTA		132		TRANSBA	25.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
LAS PALMAS	PROTISA		132		TRANSBA	4.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC			
LAS PALMAS	SAN PEDRO		132		TRANSBA	67.30	300/50		Al/Ac	1	50	AC			
LAS PALMAS	ZARATE		132		TRANSBA	8.70	300/50		Al/Ac	1	50	AC			
LA PAMPITA	OLAVARRIA		132		TRANSBA	27.50	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
MONTE	ROSAS	1	132		TRANSBA	58.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
MAR DE AJO	PINAMAR		132		TRANSBA	46.40	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132		TRANSBA	39.29	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
MAR DEL PLATA	NECOCHEA		132		TRANSBA	129.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
MIRAMAR	NECOCHEA		132		TRANSBA	103.29	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
NECOCHEA	TANDIL		134		TRANSBA	149.20	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
SAN NICOLAS URBANA	RAMALLO		132		TRANSBA	12.86	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
SAN NICOLAS URBANA	SAN NICOLAS		132		TRANSBA	6.50	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
NEWTON	ROSAS	1	132		TRANSBA	11.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
OLAVARRIA 132 KV	OLAVARRIA		132		TRANSBA	35.59	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
OLAVARRIA	TANDIL		132		TRANSBA	133.20	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM	NO	
PIGUE	TORNQUIST		132		TRANSBA	55.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PATAGONES	PEDRO LURO		132		TRANSBA	151.00	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PATAGONES	VIEDMA		132		TRANSBA	2.70	300/50		Al/Ac	1	0	-	HORMIGON	NO	
PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132		TRANSBA	7.02	185/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PERGAMINO	RAMALLO		132		TRANSBA	66.80	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PERGAMINO	ROJAS		132		TRANSBA	36.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PERGAMINO	SAN NICOLAS		132		TRANSBA	70.80	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
PETROQUIMICA	PROFERTIL		132		TRANSBA	1.80	185/30		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
PAPEL PRENSA	SAN PEDRO		132		TRANSBA	10.90	300/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132		TRANSBA	17.66	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM		
SIDERAR	SAN NICOLAS		132		TRANSBA	1.2	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM		
RAMALLO	SIDERAR		132		TRANSBA	6.4	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM		
RAMALLO INDUSTRIAL	SAN PEDRO		132		TRANSBA	58.00	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL/HORM	SI	7.9
SAN NICOLAS	VILLA CONSTITUCION		132		TRANSBA	14.70	300/50		Al/Ac	1	50	AC	RETICUL	NO	
VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132		TRANSBA	13.38	185/50		Al/Ac	1	50	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	HENDERSON		220		TRANSBA	177.00	435/55		Al/Ac	1	95	AC	HORMIGON	NO	
SAN ANTONIO DE ARECO	CAPITAN SARMIENTO		66		TRANSBA	31.50	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
SAN ANTONIO DE ARECO	LUJAN		66		TRANSBA	49.80	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
ARRECIFES	CAPITAN SARMIENTO		66		TRANSBA	31.90	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
ARRECIFES	PERGAMINO		66		TRANSBA	43.80	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
BRAGADO	NUEVE DE JULIO		66		TRANSBA	60.94	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
CARLOS CASARES	NUEVE DE JULIO		66		TRANSBA	46.80	130/00		Al-Al	1	25	AC	RETICUL	NO	
CARLOS CASARES	PEHUAJO		66		TRANSBA	53.10	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	
PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66		TRANSBA	80.10	070/00		Cobre	1	25	AC	HORMIGON	NO	

**Cuadro No. 14**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Estaciones Transformadoras**

Estación Transformadora	Trafo	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión	Nº arroll.
		Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		
	Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)	Tipo	
9 DE JULIO	1	10	10		66	13.8		Dy11	2
9 DE JULIO	2	10	10		66	13.8		Dy11	2
ARRECIFES	1	10	10		66	13.8		Dy11	2
ARRECIFES	2	5	5		66	33		Yy0	2
ARRECIFES	4	7.5	7.5		66	13.8		Dy11	2
ARRECIFES	3	7.5	7.5	2.5	66	34.5	13.2	Yy0/Yd11	3
ARRECIFES	5	5	5		66	33		Yy0	2
AZUL	1	10	10	3.3	132	35.4	13.2	Yy0/Yd11	3
AZUL	2	15	15	5	132	35.5	13.65	Yy0/Yd11	3
AZUL	3	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BALCARCE	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BALCARCE	2	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BARADERO	1	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BARADERO	2	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BARKER	1	15	15	5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BARKER	3	5	5		33	13.8		Dy11	2
BARKER	2	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BARKER	4	1.5	1.5		33	13.8		Dy11	2
BRAGADO	1	150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3
BRAGADO	2	150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3
BRAGADO	3	20	20	10	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3
BRAGADO	4	20	20	10	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3
BRAGADO	5	10	10	3.3	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
BRAGADO	6	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CAMPANA	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CAMPANA	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CAMPANA III	1	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CAMPANA III	1	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CARLOS CASARES	1	5	5		66	33		Yy0	2
CARLOS CASARES	2	5	5		66	13.8		Dy11	2
CARLOS CASARES	3	7.5	7.5		66	13.8		Dy11	2
CARLOS CASARES		15	10	15	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
C.SARMIENTO	1	10	5	10	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
C.SARMIENTO	2	10	5	10	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
C.DORREGO	1	10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3
C.DORREGO	2	10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3
C.DORREGO	3	10	10		33	13.2		Yd11/Yd1	3
C.DORREGO	4	5	5		34.5	13.2		Yd1	2
C. PRINGLES	1	10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3
C. PRINGLES	2	10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3
C.SUAREZ	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
C.SUAREZ	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHACABUCO	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHACABUCO	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHACABUCO IND.	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHAÑARES	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHAÑARES	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHASCOMUS	1	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHASCOMUS	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHIVILCOY	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
CHIVILCOY	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
COLON	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3

**Cuadro No. 14 (Continuación)**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Estaciones Transformadoras**

Estación Transformadora	Trafo	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº arroll.
		Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		
	Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)		
DOLORES	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
DOLORES	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
G. CHAVES	1	10	10	3.3	132	35.4	13.2	Yy0/Yd11	3
G. CHAVES	2	5	5		33	13.8		Dy11	2
G. MADARIAGA	1	15	15	5	132	35.6	13.6	Yy0/Yd11	3
G. MADARIAGA	2	5	5		33	13.8		Dy11	2
HENDERSON	4	40	40	15	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3
HENDERSON	5	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
HENDERSON	6	20	20	6.6	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
IMSA	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
IMSA	1	5	5		33	13.8		Dy11	2
JUNIN	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
JUNIN	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LAPRIDA	1	10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3
LAPRIDA	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LAPRIDA	3	5	5		34.5	13.2		Yd1	2
LAS ARMAS	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LAS ARMAS	2	5	5		33	13.2		Dy11	2
LAS FLORES	1	15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3
LAS FLORES	2	15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3
LAS PALMAS	1	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LAS TONINAS	1	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LINCOLN	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LINCOLN	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LUJAN	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LUJAN	3	15	15		132	69		Yy0	2
LUJAN	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
LUJAN	4	15	15		132	69		Yy0	2
LUJAN DOS	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MAR DE AJO	1	30	10	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MAR DE AJO	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MAR DE AJO	3	44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3
MAR DEL TUYU	1	20	20	6.6	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MERCEDES	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MERCEDES	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MIRAMAR	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MIRAMAR	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MONTE	1	15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3
MONTE	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
MONTE	3	14	14		33	13.8		Dy11	2
NECOCHEA	1	10	10		132	14.2		Yd11	2
NECOCHEA	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
NECOCHEA	3	15	5	15	132	34.2	14.2	Yy0/Yd11	3
NORTE 2	1	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
NORTE 2	2	20	20	6.3	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
OLAVARRIA	1	30	30	15	132	35.2	13.9	Yy0/Yd11	3
OLAVARRIA	2	30	30	15	132	35.2	13.9	Yy0/Yd11	3
OLAVARRIA	3	30	30	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PAPEL PRENSA	1	15	15	5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PATAGONES	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PATAGONES	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PEDRO LURO	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3

**Cuadro No. 14 (Continuación)**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Estaciones Transformadoras**

Estación Transformadora	Trafo	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión	Nº arroll.
		Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		
	Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)	Tipo	
PEHUAJO	1	5	5		66	13.8		Dy11	2
PEHUAJO	2	5	5		66	13.8		Dy11	2
PEHUAJO	3	16	16		70	13.2		Yd11	2
PERGAMINO	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PERGAMINO	2	30	10	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PERGAMINO	5	15	15		132	69	6.6	Yy0	2
PERGAMINO	3	10	10	3.3	132	70.8	13.2	Yy0/Yd11	3
PERGAMINO	4	10	10	3.3	132	70.8	13.2	Yy0/Yd11	3
PERGAMINO	6	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PETROQUIMICA	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PETROQUIMICA	2	40	31.5	12.5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PETROQUIMICA	3	40	31.5	12.5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PIGUE	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PIGUE	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PIGUE	3	7.5	7.5		69.7	33		Yd1	2
PINAMAR	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PINAMAR	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PUNTA ALTA	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
PUNTA ALTA	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
QUEQUEN	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
RAMALLO IND.	1	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
ROJAS	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
ROJAS	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SALADILLO	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SALADILLO	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SALTO	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN A.DE ARECO	1	5	5	1.66	66	13.8	6.6	Yy0/Yd11	3
SAN A.DE ARECO	2	5	5	1.66	66	13.8	6.6	Yy0/Yd11	3
SAN A.DE ARECO	3	15	15		132	69		Yy0	2
SAN A.DE ARECO	4	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN CLEMENTE	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN CLEMENTE	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN NICOLAS	6	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN NICOLAS	7	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN PEDRO	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
SAN PEDRO	2	15	15	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
T.LAUQUEN	1	5	5		66	13.8		Dy11	2
T.LAUQUEN	2	5	5		66	13.8		Dy11	2
T.LAUQUEN	3	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
T.LAUQUEN	4	40	40	15	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3
T.LAUQUEN	5	40	40	15	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3
T.LAUQUEN	6	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TANDIL	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TANDIL	2	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TANDIL	3	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TORNQUIST	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TRES ARROYOS	1	30	30	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
TRES ARROYOS	2	30	30	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
URBANA BBKA	1	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
URBANA BBKA	2	40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
URBANA SAN NICOLAS	1	44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3
URBANA SAN NICOLAS	2	44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3

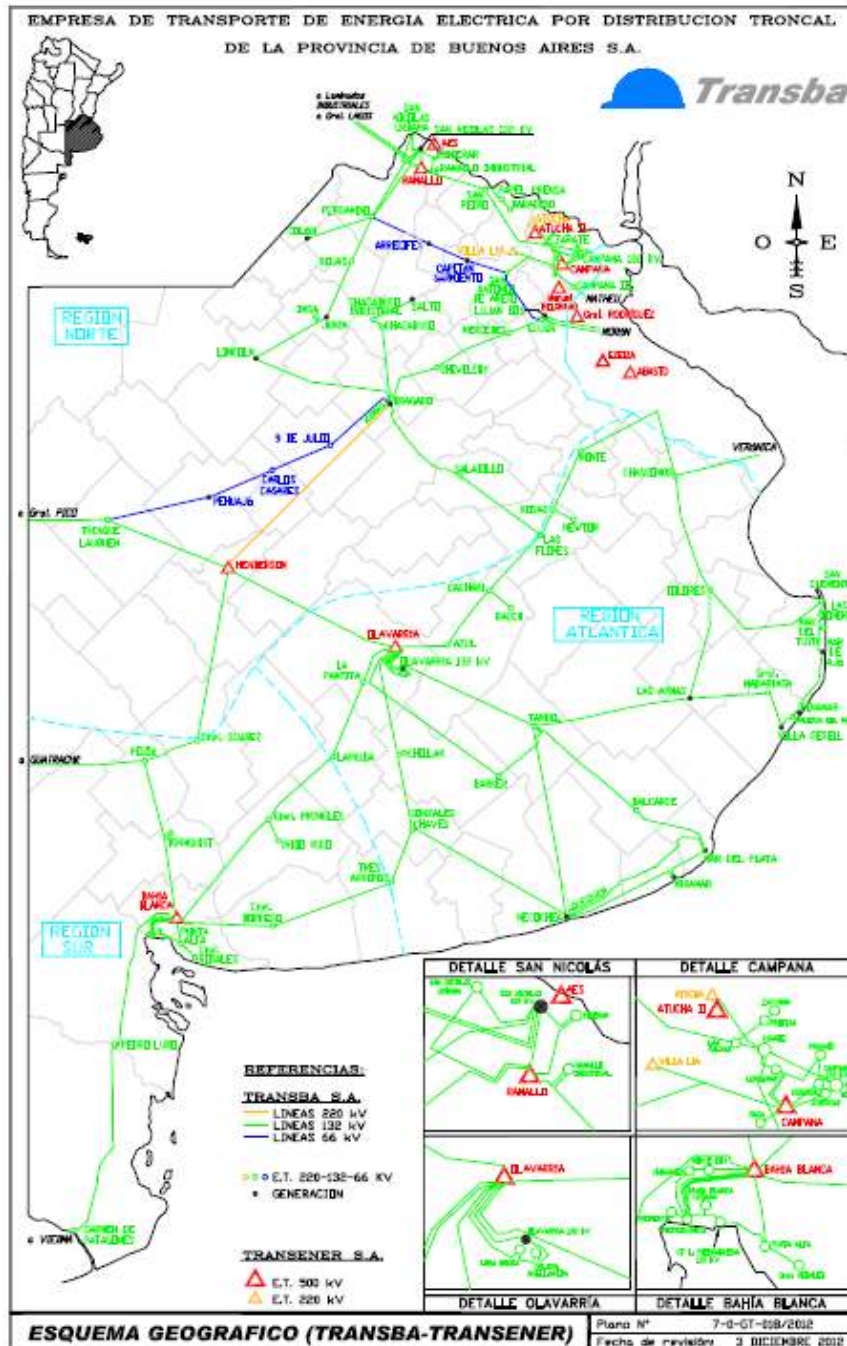
**Cuadro No. 14 (Continuación)**  
**Detalle instalaciones TRANSBA: Estaciones Transformadoras**

Estación Transformadora	Trafo	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº arroll.
		Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		
	Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)		
VALERIA DEL MAR	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
VILLA GESELL	1	30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
VILLA GESELL	2	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
VILLA GESELL	3	40	40		132	13.8		Yy0	2
VILLA LIA	1	150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3
ZARATE	1	15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
ZARATE	2	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
ZARATE	3	30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3
ZARATE	4	30	30	20	132	34.5	13.8	YY0/YD11	3
CAMPANA	2	300	300	50	500	138	13.8	Yy0/Yd11	3
CAMPANA	2	300	300	50	500	138	13.8	Yy0/Yd11	3
OLAVARRÍA	1	300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3
OLAVARRÍA	2	300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3
BAHIA BLANCA	1	300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3
BAHIA BLANCA	2	300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3



El Gráfico No. 1 muestra la conformación del sistema eléctrico de TRANSBA sobre la base de un plano de la Provincia de Buenos Aires correspondiente al año 2012.

**Gráfico No. 1**  
**Sistema Eléctrico de TRANSBA- Año 2012<sup>2</sup>**

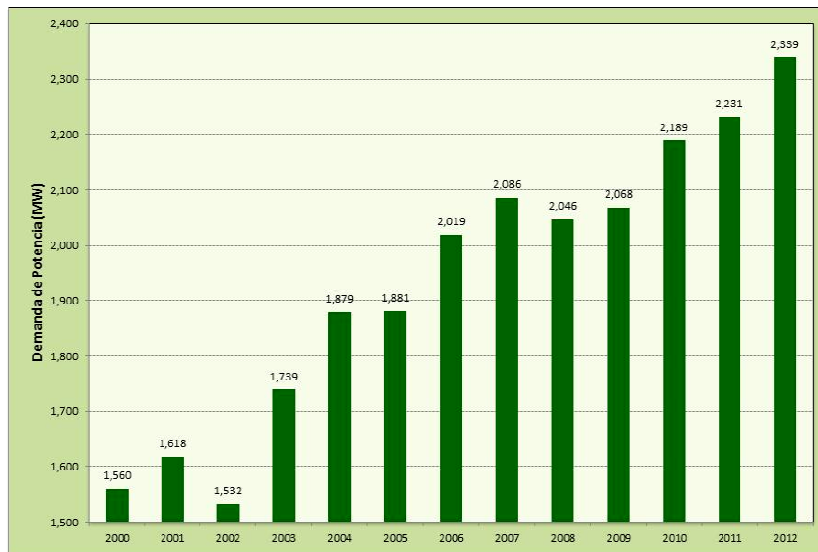


<sup>2</sup>FUENTE: Guía de Referencia 2013-2020 de TRANSBA SA.

## 2.5 La demanda

La demanda soportada por las instalaciones de TRANSBA ha evolucionado tal como lo muestra los Gráficos No. 2 para la potencia y 3 para la energía.

**Gráfico No. 2**  
**Evolución de la demanda de potencia de TRANSBA**



**Gráfico No. 3**  
**Evolución de la demanda de energía de TRANSBA**



De ambos gráficos se observa que la demanda ha tenido un crecimiento sostenido hasta el año 2008 inclusive, un decrecimiento en el 2009 (especialmente en energía), retomando el crecimiento en el año 2010 hasta el 2012.

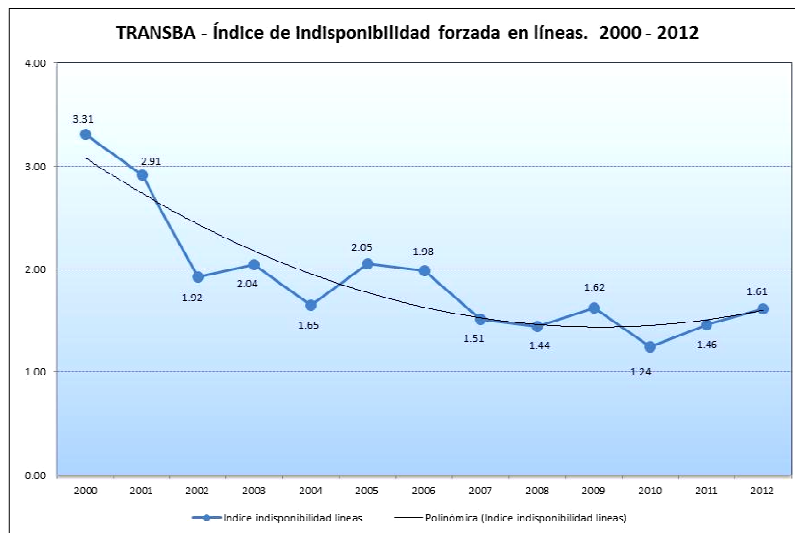
El crecimiento de la demanda de energía en el periodo 1997-2012 ha sido del 69.4% mientras que el de potencia fue del 61,3%.

## 2.6 La gestión técnica

Ante el contexto de evolución de la demanda y de las inversiones antes visto, resulta de interés analizar la evolución del desempeño técnico de la empresa, no sólo en cuanto a los principales indicadores relacionados con fallas en las instalaciones sino también con aquellos que tienen que ver con las actividades de mantenimiento, operación y gestión general de la empresa.

En el Gráfico No. 4 se presenta la evolución de la tasa de falla específica para las líneas de transmisión. Se aprecia del mismo que los índices se encuentran sensiblemente por debajo del límite de 7 fallas/(100 km-año) con tendencia a permanecer por debajo de las 2 fallas/(100 km-año) desde el año 2006 a la fecha, nivel que se considera óptimo dado el contexto operativo en que desarrolla su gestión la empresa. No obstante se observa una ligera tendencia creciente en los últimos tres años.

**Gráfico No. 4**  
**Evolución de la tasa de fallas de TRANSBA<sup>3</sup>**

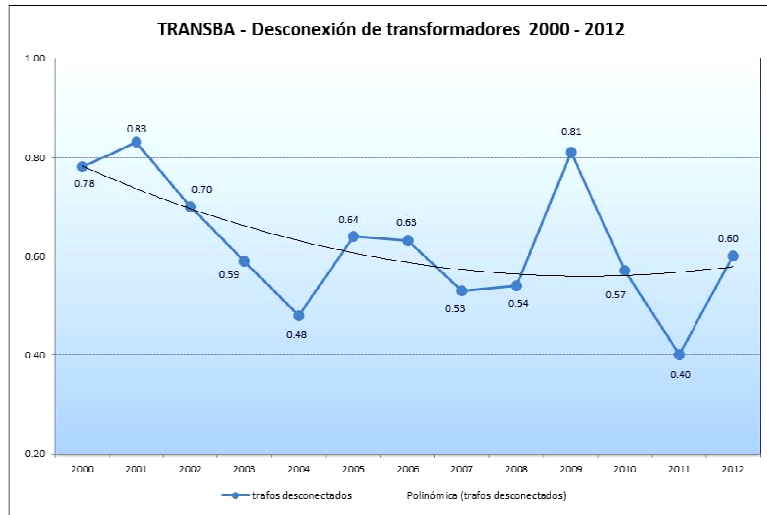


Es preciso tener en cuenta que la reglamentación establece un límite de 7 fallas/(100 km.-año) para pérdida de concesión y de 4 fallas/(100 km.-año) como límite a partir del cual se duplican las penalizaciones.

<sup>3</sup>FUENTE: Memoria y balance 2012 de TRANSBA SA.

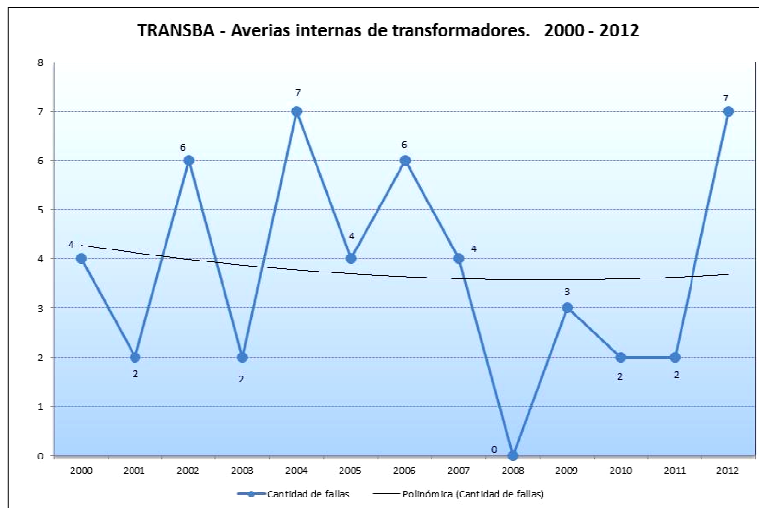
En el Gráfico No. 5 se presenta la evolución del Índice de desconexión de transformadores. El mismo muestra también una tendencia decreciente en el tiempo manteniéndose por debajo de 0.7 desde el año 2002, con la excepción de un pico de 0.81 en el año 2009.

Gráfico No. 5  
TRANSBA SA. Índice de desconexión de transformadores<sup>4</sup>



En el Gráfico No. 6 se muestra la evolución de la cantidad de fallas de transformadores debidas a averías internas. Se observa que luego de una tendencia decreciente a partir del año 2006, en el año 2012 se presentaron 7 fallas casi todas debidas a fallas en Bushings.

Gráfico No. 6  
TRANSBA SA. Cantidad de fallas de transformadores originas en causas internas<sup>5</sup>

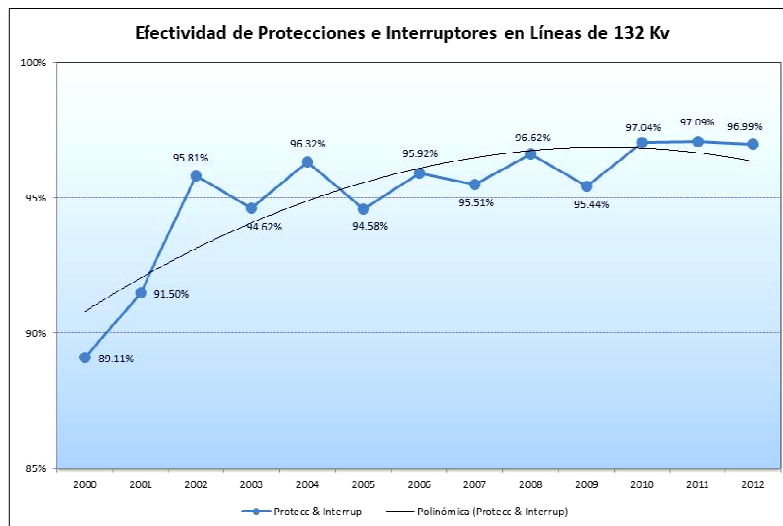


<sup>4</sup> FUENTE: Memoria y balance 2012 de TRANSBA SA.

<sup>5</sup> FUENTE: Memoria y balance 2012 de TRANSBA SA.

Finalmente, en lo que hace a la operación del sistema eléctrico propiamente dicho, en el Gráfico No. 7 se presenta el comportamiento del sistema de protecciones e interruptores en líneas de 132 kV. Se aprecia que el nivel de efectividad supera el 95% desde el año 2006.

Gráfico No. 7



Complementario con el comportamiento mostrado por los indicadores de calidad merece tenerse en cuenta lo expresado en la Guía de Referencia 2013-2020:

***“Reflexiones finales Guía de Referencia TRANSBA SA 2013-2020.***

*La situación crítica por la falta de desarrollo de la red de Transba S.A. ha podido ser afrontada mediante la instalación de numerosas centrales de generación distribuida por parte de ENARSA en la Provincia de Buenos Aires. Sin embargo, es claro que hasta tanto se implementen soluciones de infraestructura en transporte, el recurso de la generación distribuida se agota rápidamente con el crecimiento vegetativo de la demanda.”*

Uno de los factores centrales para la mejora continua de la gestión operativa mostrada anteriormente es el sistema de gestión de la empresa.

TRANSBA ha consolidado desde Julio de 1997 su Sistema de Aseguramiento de la Calidad, el que utiliza como principal herramienta de gestión y mantiene certificado conforme a Normas ISO 9001-2008, alcanzando a todas las actividades que desarrolla la compañía. Adicionalmente mantiene la certificación de Medio Ambiente (ISO 14001-2004). El 29/11/2012 se Re-Certificó el Sistema de Calidad de acuerdo a la Norma ISO 9001:2008.

La estructura del sistema de gestión de mantenimiento está compuesta por<sup>6</sup>:

1. Procedimientos Generales de Mantenimiento que indican “*que se hace*”,
2. Procedimientos de Planificación y programación que indican “*cuándo se hace*”.
3. Sistema de Órdenes de Trabajo que son “*un registro*” ó evidencia objetiva de que lo que debía hacerse efectivamente se hizo, dando rastreabilidad al mantenimiento.
4. Instructivos de mantenimiento que normalizan los métodos de trabajo, indican “*cómo se hace*”.

Los Procedimientos Generales definen estrategias y asignan responsabilidades, indican “*que se hace*” en mantenimiento y quién es el responsable de que se cumpla. En el Gráfico No. 8 se esquematiza el procedimiento empleado.

**Gráfico No. 8**  
**TRANSBA SA. Estructura del sistema de gestión de mantenimiento**



La estructura operativa es del tipo descentralizada para llevar los niveles de decisión al lugar donde se encuentra el problema, con un responsable por actividad.

Las tareas de planificación anual y programación semanal, ingeniería de mantenimiento, ingeniería de protecciones, especificación y compra de equipos, plan de inversiones, desarrollo de nuevos métodos de trabajo, control estadístico, logística, consolidación de repuestos disponibles para reserva se realizan en forma centralizada.

Finalmente la gestión de mantenimiento se completa con el análisis de la evolución estadística de índices que aportan información y permiten realimentar la gestión del proceso de mejora.

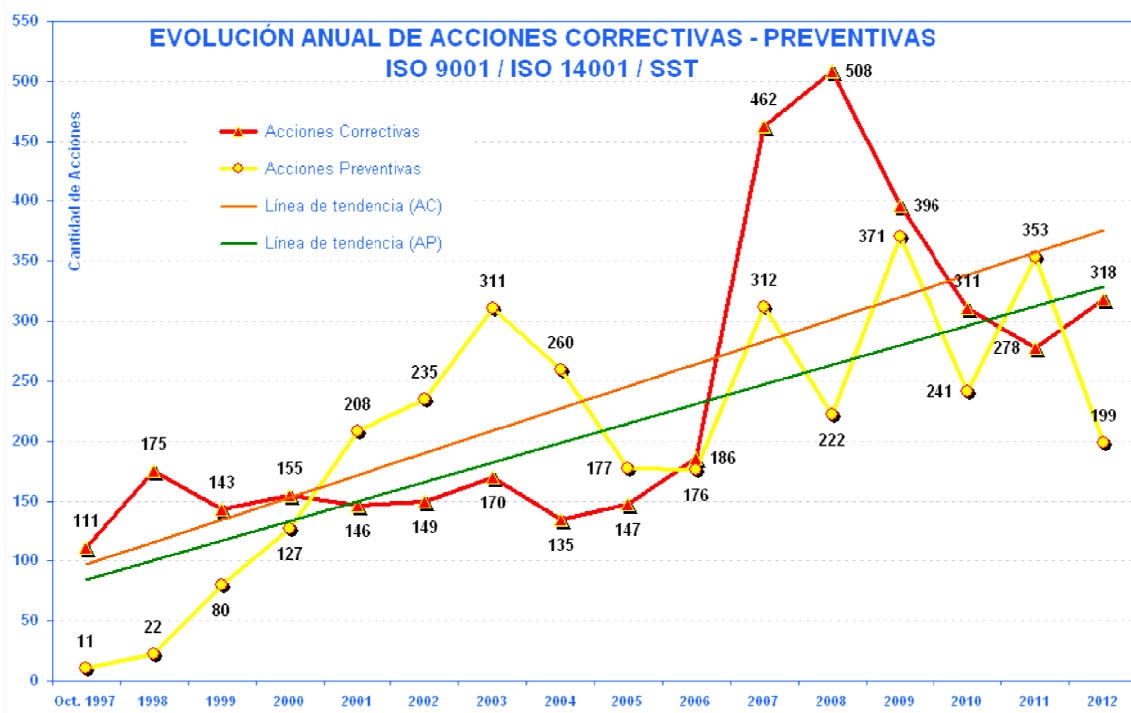
<sup>6</sup>R. Ferrelli-TRANSBA S., “La gestión de mantenimiento en una empresa de transmisión de energía eléctrica”- Indicadores de gestión técnica”; XII ERIAC, Foz Iguazú, Brasil, 20 a 24 de mayo de 2007 (Trabajo A3.05).

Para controlar el cumplimiento de los requisitos establecidos (internos y externos) se realizan auditorias interna del sistema de gestión.

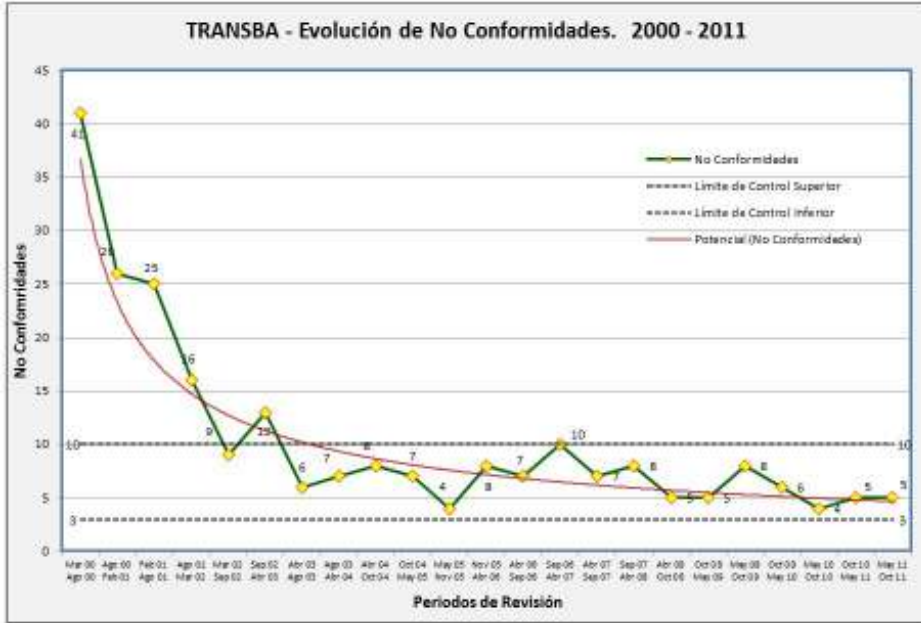
Con la programación estacional de mantenimiento, para el año 2012, se alcanzó el 85,4% cumplimiento en “líneas y estaciones transformadoras” y el 90,7% en transformadores. Se debe destacar la creciente dificultad para disponer de instalaciones para mantenimiento, debido a la falta de reserva de transmisión y transformación.

Los resultados asociados a la operación del Sistema Integral de Gestión en todas las actividades de la empresa se aprecian en los gráficos siguientes. Ellos muestran un comportamiento que resulta congruente con el comportamiento de los indicadores puramente técnicos antes vistos y que confirman el nivel de eficiencia alcanzado en la gestión de la empresa.

**Gráfico No. 9**  
**TRANSBA SA. Evolución anual de acciones correctivas y preventivas**



**Gráfico No. 10**  
**TRANSBA SA. Evolución de No Conformidades**



**Gráfico No. 11**  
**TRANSBA SA. Inspección de Instalaciones. Diagrama de tendencia**





## 2.7 La evolución de activos y gastos

En el Cuadro No. 15 se muestra la evolución temporal de las instalaciones para el periodo 1997-2012, con discriminación anual desde 2007.

**Cuadro No. 15**  
**Evolución instalaciones TRANSBA 1997-2012**

Ítem	Unidad	Agosto 1997	2007	2008	2009	2010	2011	2012(*)	Crecim. 1997-2012
km red 220 kV	km						177	177	
km red 132 kV	km						5,535	5,583	
km red 66 kV	km						398	398	
km totales de red	km	5,548	5,901	6,106	6,108.7	6,108.7	6,110.0	6,158.0	11.0%
Nro. Estaciones	Cant.	66	78	86	88	91	91	91	37.9%
Potencia total instalada	MVA	3,788		4,967	5,132	5,277	5,307	5,397	42.5%
Cantidad de conexiones				523	535	554	565	583	----
Área de cobertura	km <sup>2</sup>	307,500	307,500	307,500	307,550	307,500	307,500	307,500	----

NOTA: (\*) Existe una discrepancia entre los valores aquí informados y los que resultan de la Guía de Referencia 2013-2020 debido a que los datos de esta última corresponden a comienzos de 2012.

Según se aprecia en el cuadro anterior las inversiones, especialmente en líneas de transmisión, prácticamente han sido inexistentes en los 4 últimos años, habiendo crecido sólo un 11% desde el inicio de la concesión en Agosto de 1997 (más de 15 años). La cantidad de estaciones transformadoras y la potencia instalada en ellas han crecido, para igual periodo 1997-2012, el 37.9% y 42.5% respectivamente.

La evolución antes vista del crecimiento de la demanda para el periodo 1997-2007 (61.3% en potencia y 69.4% en energía), unido al cuasi estancamiento en las inversiones en instalaciones de transmisión, justifican las conclusiones contenidas en las memorias que acompañan a los balances anuales de la empresa. Para concluir sobre el estado del sistema, a continuación se transcribe parte de la Memoria correspondiente al año 2012 sobre el particular:

*“Al comienzo de la concesión – en agosto de 1997 -, las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la región eléctrica Buenos Aires se integraban por 5.548 km. de líneas de 220, 132 y 66 kV, 66 estaciones transformadoras y 3.788 MVA de capacidad de transformación. Luego de transcurrido quince años de vigencia de la concesión, en la actualidad las instalaciones que integran el sistema han aumentado a 6.158 km. de líneas de transmisión (un 11,0 % de crecimiento), 92 estaciones transformadoras y 5.397 MVA de capacidad de transformación (42,5 % de crecimiento).*

*En el mismo período, la energía eléctrica transportada por el sistema de transporte de la Provincia de Buenos Aires se incrementó de 8.400 GWh a 14.240 GWh anuales (69,4 % de crecimiento). Este aumento de la demanda abastecida mediante nuestras instalaciones se observó en un contexto sin las correspondientes ejecuciones de obras de ampliación necesarias en un sistema que desde el momento de concretarse la privatización ya evidenciaba problemas estructurales de diversa severidad en varias áreas de la provincia, ya que no se encontraba adaptado a las necesidades de*

la demanda, y presentaba importantes restricciones por capacidad de transporte y transformación insuficiente.

En virtud de ello, sigue manteniéndose el virtual estado de saturación - en importantes áreas - del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la Región Eléctrica Buenos Aires, en función de que - tal como ocurriera en años anteriores- no hubieron avances sustantivos en la concreción – en el corto plazo - de las obras vitales para asegurar el suministro y evitar ENS ante la ocurrencia de algunas contingencias simples. En general se puede concluir que fundamentalmente seha repetido la ejecución de obras asociadas al incremento de capacidad de transformación en aquellas Estaciones Transformadoras con transformadores altamente solicitados, mediante el reemplazo de equipamiento por otro de mayor capacidad nominal, instalación de un segundo transformador en EETT con transformador único o con la construcción de nuevas estaciones transformadoras que se vinculan al Sistema de Transporte por Distribución Troncal mediante el seccionamiento de líneas existentes (durante este año se habilitó comercialmente una nueva ET en estas condiciones).

Adicionalmente se ha concretado la habilitación comercial de nuevas salidas de distintos niveles de tensión, mediante las cuales se han vinculado nuevas centrales térmicas y demandas de distribuidoras y grandes usuarios en distintas estaciones transformadoras propiedad de Transba.

La red del Sistema de Transba presenta las siguientes características:

1. Gran parte de la demanda se importa desde el SADI a través de los distintos puntos de vinculación de Transba con el Sistema de 500 y 220 kV de TRANSENER y con empresas distribuidoras vecinas en 132 kV, por lo que desde el punto de vista operativo hay una fuerte incidencia tanto de las magnitudes de los aportes desde cada uno de los puntos de interconexión como de las diferentes proporciones entre ellos.
2. En ciertas zonas el sistema de transporte presenta una estructura débil, con líneas de transmisión operando al límite (lo que en general implica en la operación diaria tener que trabajar con altos niveles de tensión en un extremo de línea y con bajos niveles en el otro, o tener que afrontar un colapso ante una salida de servicio de algún equipamiento);
  1. Hay algunas demandas que se presentan alimentadas en forma radial por líneas largas.
  2. Hay zonas con problemas de control de tensión, debido a que hay barras con baja potencia de cortocircuito, unidas por líneas largas.
  3. Varias demandas siguen siendo alimentadas mediante líneas de 66 kV.
  4. Existe mayor riesgo de falla para el equipamiento, por estar sometido a mayor carga y tensión;
  5. Energía no suministrada en condiciones N-1, en general, el sistema carece de la reserva necesaria para afrontar contingencias simples;
  6. Dificultades para la ejecución de mantenimiento por falta de redundancia (lo que incrementa el riesgo de falla);

Cabe señalar que, respecto de las restricciones en algunas áreas puntuales de la Provincia de Buenos Aires y de las necesidades de generación para cubrir requerimientos zonales de demanda de potencia y energía, a la habilitación comercial - durante los años 2008, 2009, 2010 y 2011 - de distintas unidades en los nodos de Pinamar, Junín, Pehuajó, Olavarría 132 kV, Las Armas, Salto, Bragado, Villa Gesell y Lincoln y sus vinculaciones al Sistema de Transporte, se sumaron durante el año 2012 unidades con un total de 20 MW vinculadas a la ET Miramar.

*Adicionalmente, por el crecimiento de la demanda debido a la temporada turística 2012 - 2013 y como consecuencia de la indisponibilidad de algunas máquinas del parque térmico del Área de la Costa Atlántica, a partir de diciembre de 2012 la Generación Móvil de ENARSA instalada en la ET de Mar del Plata quedó con la potencia liberada a 30 MW, conectada a la red de 13,2 kV de EDEA y 9 MW en la CT 9 de Julio, previéndose la instalación a corto plazo de nueva Generación Móvil de ENARSA en las EETT Balcarce, Cobo y Miramar (38 MW) y en la CT 9 de Julio (10 MW) para suplementar la falta de generación de la citada Área.*

*No obstante que con la incorporación de esta generación han disminuido los riesgos de abastecimiento y baja confiabilidad del sistema, en días y horarios de máxima demanda los requerimientos de transmisión continúan superando la capacidad del mismo”.*

## 2.8 La situación tarifaria

Todo lo analizado en puntos anteriores respecto a evolución de activos y gastos, evolución de la demanda y nivel de calidad alcanzado en la gestión técnica, debe entenderse en el marco de la situación tarifaria de la empresa, tal como se transcribió a partir de la Memoria correspondiente a la gestión del año 2012.

## 2.9 Los gastos de administración y explotación

Según se desprende de los estados contables de TRANSBA SA correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2012 (ejercicio 2012), esta declara los gastos que se indican en el Cuadro No. 16.

**Cuadro No. 16  
Costos de Explotación y Gastos de Administración de TRANSBA**

RUBRO	TOTAL 2012	Costos de Explotación	Gastos de Administración	TOTAL 2011
	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Sueldos y contribuciones sociales	110,172,834	96,137,480	14,035,354	87,862,622
Honorarios	3,825,659	1,537,829	2,287,830	2,438,291
Mantenimiento	14,193,772	13,737,488	456,284	12,438,706
Seguros	3,497,494	30,416	3,467,078	2,810,923
Comunicaciones	1,064,240	1,014,516	49,724	852,678
Otros Gastos	14,666,931	13,619,535	1,047,396	12,511,738
<b>Total</b>	<b>147,420,930</b>	<b>126,077,264</b>	<b>21,343,666</b>	<b>118,914,958</b>

Según se observa del cuadro anterior, el incremento de gastos entre el 2011 y el 2012 se justifica en un 83% por el incremento de costos laborales (Sueldos, contribuciones sociales y honorarios). Por

otro lado el incremento de costos laborales observado entre 2011 y 2012 es del 26.2% cifra bastante parecida al incremento salarial logrado por el sector durante 2012. El análisis anterior muestra que, a precios constantes, el nivel de gastos de administración y costos de explotación de Transba no ha variado significativamente entre el 2011 y 2012.

Otro dato interesante lo brinda el reducido porcentaje que representan, dentro de los costos totales, los correspondientes a Administración (14.5%), mientras que el 85.5% restante están asignados a Operación y Mantenimiento.

### 2.10 El Valor Nuevo de Reemplazo de los activos de TRANSBA

A partir de los activos disponibles por TRANSBA en el 2012 se determinó su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)<sup>7</sup>. Para ello se valorizaron todas las instalaciones a costos de diciembre de 2012.

El valor resultante se muestra en el Cuadro No. 17.

**Cuadro No. 17**  
**Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de TRANSBA 2012**

RUBRO	VNR 2012
	[\$]
Valor Nuevo de Reemplazo	5,332,146,238

### 3. DETERMINACION DE LOS COMPARADORES

El Reglamento de Transmisión establece en su artículo 180 que se deben definir indicadores para la empresa comparadora, llamados *Comparadores*, los cuales serán parte del cálculo del IMP para la Empresa de transmisión Eléctrica. Asimismo establece que los indicadores que se aplican en un periodo tarifario permanecieran vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos.

Asimismo, el Artículo 182 establece cuales son esos indicadores, o *Comparadores*:

1.  $OMT\%^{M*}$ : Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente
2.  $AMDT\%^{M*}$ : Costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente

Los cuales se han utilizado en las anteriores revisiones tarifarias y que, dado que no hay evidencias fehacientes de que deban modificarse, se proponen también para la presente.

<sup>7</sup>Activo fijo bruto eficiente según legislación Panamá

Para poder calcular el valor de estos Comparadores, los cuales luego serán aplicados al caso de ETESA, se deben referir los valores económicos al mercado de Panamá. Esta referenciación se analiza en los puntos siguientes.

### **3.1. Los gastos y VNR expresados en Balboas**

Tanto los valores de costos de explotación y gastos de administración del Cuadro No. 16 como los del VNR del Cuadro No. 17 de TRANSBA, están expresados en pesos argentinos. Para poder establecer una relación entre ellos, que resulte válida para aplicar al caso de una empresa en Panamá, resulta necesario convertir esos valores a la moneda local (Balboas). Igual consideración aplica al caso de cualquier otro país de referencia.

A los fines de esa conversión se utilizará el esquema ya utilizado en la determinación del IMP de distribución, que se resume a continuación.

#### **3.1.1. Consideraciones teóricas**

A fin de referenciar magnitudes económicas entre países, se seguirá la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla (IIT) en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 elaborado para la Dirección de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá (actualmente la ASEP) denominado “Establecer la metodología para estimar la base de capital inicial de las empresas de distribución eléctrica a ser utilizada en los próximos períodos tarifarios”, propuesta que por otro lado resulta correcta. Sin bien en el documento de referencia la metodología está aplicada a la traslación de costos unitarios, resulta igualmente aplicable a la traslación de las diferentes magnitudes económicas. Respecto a la propuesta del IIT se ha introducido una corrección en cuanto al tratamiento de los materiales importados.

A partir del documento de referencia resulta que, previo a cualquier proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se debe dividir en dos grandes grupos asociados con: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar no sólo el ítem correspondiente sino todo aquel directamente relacionado. Por ejemplo en Mano de Obra se deben agrupar no sólo remuneraciones sino también cargas sociales, vacaciones, etc. Para los Materiales se debe incluir, además del costo de adquisición, todos los gastos anteriores a la instalación de los mismos (transporte hasta almacenes, almacenaje, transporte hasta la obra, costos administrativos imputados a la adición del activo, etc.). Por otro lado entre los materiales es preciso diferenciar entre aquellos de producción nacional de aquellos importados. En función de ello la metodología de actualización se present a continuación.

➤ **Para los costos de Mano de Obra (MO):**

$$CMO^M = CMO^K / CLR^{K(M)}$$

donde:

M = Moneda del país al que se adopta como referencia

K = Moneda del país de origen de los datos

$CMO^K$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda K

$CMO^M$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda M

$CLR^{K(M)}$  = Costo Laboral Relativo entre el país de moneda K y el país de moneda M. Se calcula a partir de:

$$CLR^{K(M)} = \left[ \frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

siendo:

$REM^{K(K)}$  = Remuneración Total de la Mano de Obra del país de moneda K

$REM^{M(M)}$  = Remuneración Total de la Mano de obra del país de moneda M

$PBI_{cf}^{K(K)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda K

$PBI_{cf}^{M(M)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda M

$PPA^{K(M)}$  = Paridad del Poder Adquisitivo del país de moneda K con el país de moneda M

#### ➤ **Para los costos de Materiales:**

En el caso de los Materiales es necesario realizar una separación entre los Materiales locales y los importados o comercializables internacionalmente.

Para los primeros, es decir los Materiales Locales, el principio de traslación se rige por la siguiente fórmula:

$$CMA^M = CMA^K / PPA^{K(M)}$$

siendo:

$CMA^K$  = Costo de Materiales para el país de moneda K

$CMA^M$  = Costo de Materiales para el país de moneda M

Para los Materiales Importados o Comercializables Internacionalmente la conversión es directamente a través de la Tasa de Cambio, es decir:

$$CMA^M = CMA^K / TasadeCambio^{K(M)}$$

### **3.1.2. Valores necesarios para la conversión**

En función de los datos necesarios para la conversión entre países, en el Cuadro No. 18 se presenta los valores de los indicadores requeridos para realizar todas ellas en el caso bajo estudio. Se han expresado los valores de los años 2009, 2010, 2011 y 2012 no obstante que los valores a utilizar en lo posible son los del 2012 en correspondencia con los datos disponibles. Cuando así no sea se lo mencionará.

Es de hacer notar que cualquier proceso de conversión requiere primero llevar los valores locales a dólares internacionales y luego de dólares internacionales a Balboas.

**Cuadro No. 18**  
**Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países**

País	Indicador	Año				Unidades	Fuente de datos
		2009	2010	2011	2012		
Panamá	PBIpc	24,162.9	27,053.0	30,569.0	34,819.0	Balboas x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10, 11); 2 (2012)</b>
	PBIcf	22,233.60	24,771.76	28,541.71	32,033.48	Balboas x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10, 11); Estimación (2012)</b>
	PPA	0.588	0.593	0.604	0.624	Balboas por dólar	<b>2</b>
	Remuneración Asalariados	7,829.64	8,412.01	9,442.51	10,724.25	Balboas x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10, 11); Estimación (2012)</b>
	Tasa de cambio a mitad de año	1.00	1.00	1.00	1.00	Balboas por Dólar	<b>2</b>
EEUU	PBIpc	13,973,681	14,498,922	15,075,667	15,681,523	Dólares x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>4</b>
	PBIcf	13,010,181	13,500,922	14,039,467	14,612,023	Dólares x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>4(Como PBIpc- Impuestos Netos)</b>
	PPA	1.00	1.00	1.00	1.00		<b>2</b>
	Remuneración Asalariados	7,841,300	7,970,000	8,295,200	8,565,700	Dólares x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>4</b>
Argentina	PBIpc	1,145,336	1,441,774	1,839,954	2,195,416	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>2</b>
	PBIcf		1,242,196	1,590,341	1,929,669	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>1 y estimaciones</b>
	PPA	1,996	2.238	2.568	2.939	Pesos por dólar	<b>2</b>
	Remuneración Asalariados		403,697	533,587	658,625	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>1 y estimaciones</b>
	Tasa de cambio a mitad de año		3.94	4.12	4.51	Pesos por dólar	



**Cuadro No. 18 Continuación**  
**Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países**

País	Indicador	Año				Unidades	Fuente de datos
		2009	2010	2011	2012		
Chile	PBIpc	97,799,161	110,371,423	120,158,169	129,420,483	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10); 2 (2011, 12)</b>
	PBIcf	86,886,450	93,313,546	104,485,364	112,539,550	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10); Estimación (2011, 12)</b>
	PPA	375.49	398.31	401.26	405.19	Pesos por dólar	<b>2</b>
	Remuneración Asalariados	36,532,940	39,524,675	43,016,625	46,332,533	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10); Estimación (2011, 12)</b>
	Tasa de cambio a mitad de año	523.16	536.59	470.20	500.50	Pesos por dólar	
Colombia	PBIpc	504,647,000	543,747,000	615,727,000	658,113,400	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>2 – 3 (2009, 10) 2 (2011, 12)</b>
	PBIcf	452,385,000	485,669,000	550,459,938	588,353,380	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10); Estimación (2011, 12)</b>
	PPA	1,219.17	1,246.44	1,304.81	1,316.36	Pesos por dólar	<b>2</b>
	Remuneración Asalariados	165,638,000	178,207,000	201,958,456	215,861,195	Pesos x 10 <sup>6</sup> a precios corrientes	<b>3 (2009, 10);</b>
	Tasa de cambio a mitad de año	2,148.0	1,901.65	1,786.73	1,805.60	Pesos por dólar	<b>5</b>

**Ref:**

PBIpc Producto Bruto Interno a precios corrientes o precios de mercado

PBIcf Producto Bruto Interno a costo de factores

PPA Paridad del Poder Adquisitivo

Fuente de Datos	
<b>1</b>	República Argentina. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.
<b>2</b>	WEO Database – Octubre 2012
<b>3</b>	CEPAL-CEPALSTAT – Estadísticas e Indicadores Económicos – Cuentas Nacionales en moneda nacional
<b>4</b>	US Department of Commerce. Bureau of Economic Analysis BEA

### 3.1.3. Valores convertidos para TRANSBA

Previo a la conversión, un análisis de datos de TRANSBA ha permitido definir los porcentajes de Mano de Obra respecto del total del costo, tanto en gastos, costos e inversiones, como el porcentaje del Material Nacional dentro del total de Materiales. En el Cuadro No. 19 se muestran estos porcentajes para TRANSBA en el caso de la Mano de Obra.

Cuadro No. 19  
Participación de la Mano de Obra en distintos ítems de costos y activos

PARTICIPACIÓN DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS TOTALES [%]	
Concepto	2012
Administración	65.8 (*)
Operación y Mantenimiento	76.3 (*)
VNR	42.0

(\*) Según Balance 2012 y Cuadro N° 3.4

En el caso de la participación de los Materiales de origen Nacional respecto del total de Materiales, esta se ha estimado mediante el análisis de ciertas estructuras de costos considerando la disponibilidad de materiales nacionales. Los valores finalmente adoptados se muestran en el Cuadro No. 20.

Cuadro No. 20  
Participación de los Materiales Nacionales respecto del total de Materiales

PARTICIPACION DE LOS MATERIALES NACIONALES EN EL TOTAL DE MATERIALES [%]	
Administración	70.0
Operación y Mantenimiento	60.0
VNR	60.0

Finalmente, en el Cuadro No. 21 se muestran los valores de los Cuadros No. 16 y 17 de TRANSBA expresados en Balboas, convertidos a través del procedimiento señalado en el punto anterior.

Cuadro No. 21  
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de TRANSBA 2012

CONCEPTO	Valores en [B/.]
VNR Total	1,229,068,367
Costos de Operación y Mantenimiento	4,363,518
Gastos de Administración	24,013,731

### 3.1.4. El valor de los Comparadores según TRANSBA

En función de los valores expresados en Balboas, en el Cuadro No.22 se muestran los valores de los *Comparadores* según los datos de TRANSBA 2012 referenciados al mercado de Panamá (B/). A modo de ejemplo se transcriben los mismos valores determinados en el estudio tarifario anterior (periodo 2009-2013).

**Cuadro No. 22**  
**Valores de los Comparadores según TRANSBA**

CONCEPTO	Unidad	2007 <sup>8</sup>	2007 <sup>9</sup>	2012
VNR Total	B/. x 10 <sup>3</sup>	-----	-----	1,320,963,940
Costos de Operación y Mantenimiento	B/. x 10 <sup>3</sup>	-----	-----	27,961,071
Gastos de Administración	B/. x 10 <sup>3</sup>	-----	-----	4,939,804
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	-----	-----	2.12
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	-----	-----	0.37
VNR Total	USD x 10 <sup>3</sup>	1,143,000	1,143,000	-----
Gastos de OyM y Administración	USD x 10 <sup>3</sup>	15,707	21,974	-----
AOYM/VNR	%	<b>1.37</b>	<b>1.92</b>	<b>2.49</b>

Se observa que el porcentaje de gastos de OyM y Administración referidos al VNR de las instalaciones de TRANSBA, con valores monetarios referidos al mercado de Panamá, es del 2.49% (2.12% para OyM y 0.37% para Administración), valor mayor que el 1.92% determinado en el estudio tarifario anterior.

### 3.2. Valor de los Comparadores según otras referencias

A los fines de verificar el nivel de los Comparadores resultantes según TRANSBA, se ha recopilado información de otras empresas de transporte del mercado latinoamericano que puedan considerarse razonablemente representativas en función del tamaño y del marco regulatorio en el cual operan.

#### 3.2.1. El caso de TRANSELEC

El **Sistema de Interconexión Eléctrica** en Chile funciona en base a cuatro sistemas interconectados: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), y los sistemas Aysén y Magallanes. **Transelec** es la principal proveedora de

<sup>8</sup>Datos correspondientes al año 2007 reales en dólares según estudio IMP 2009-2013

<sup>9</sup>Datos correspondientes al año 2007 ajustados, en dólares, según estudio IMP 2009-2013

servicios de transmisión eléctrica entre los sistemas interconectados del Norte Grande y de la Zona Central.

Su sistema se extiende desde de la región Arica y Parinacota hasta la región de los Lagos, y cubre cerca de 3.200 km del territorio del país. Posee líneas de alta tensión de 500kV y la mayor parte de las líneas en voltajes de hasta 110kV. Alcanza un total de 8.239 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, 50 subestaciones y una capacidad total de transformación de 10.486 MVA.

Empresariamente se divide en Transelec SA, que opera el sistema de transmisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Transelec Norte SA que opera el sistema de transmisión en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Las instalaciones de transmisión se clasifican en tres categorías, explicadas a continuación:



Dado que corresponde realizar la estimación del valor de los Comparadores sobre la base del VNR eficiente de la empresa, se ha seleccionado la última valuación con que se cuenta del sistema. Esta valuación se inicia con los estudios específicos contratados por la Comisión Nacional de Energía durante el año 2010 con datos a diciembre de 2009<sup>10</sup>, estudio realizado para estimar las tarifas del sistema de transmisión.

<sup>10</sup>Comisión Nacional de Energía: "Estudio de Transmisión Troncal". Realizado por SINEX y otros. Informe Final Dic 2010

Los resultados del estudio de referencia se sometieron luego a las consultas previstas en la legislación hasta que, finalmente, el Ministerio de Energía, dicta el Decreto N° 61<sup>11</sup> en donde fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal y las valorizaciones correspondientes. En particular, en cuanto a las valorizaciones definidas, estas difieren ligeramente entre las del estudio original y las finalmente aprobadas. Tanto el estudio como el decreto refieren sólo al Sistema de Distribución Troncal.

En ambos casos, Estudio de Transmisión Troncal y Decreto N° 61, los valores están referidos a Diciembre de 2009, no obstante que resultan de aplicación, adecuadamente actualizados según fórmulas previstas, a partir del año 2011.

Por otro lado TRANSELEC declara el valor de sus activos a nuevo en sus balances, valores que se supone comprenden a todas sus instalaciones.

En el Cuadro No. 23 se muestran los valores referidos.

**Cuadro No. 23**  
**Valor de las Instalaciones (VI) de TRANSELEC y Filiales**

CONCEPTO	VI-2009 <sup>(1)</sup> [u\$s x 10 <sup>3</sup> ]	VI-2010 <sup>(2)</sup> [u\$s x 10 <sup>3</sup> ]	VI-2011 <sup>(3)</sup> [u\$s x 10 <sup>3</sup> ]	VI-2012 <sup>(4)</sup> [u\$s x 10 <sup>3</sup> ]
Según Estudio de Transmisión Troncal	1,401,492			
Según Decreto N° 61	1,206,124			
Según Memoria y Balance (*)	2,149,000	2,378,000	2,950,000	3,181,000
Tasa de cambio [\$Ch/u\$s] al 31/12	507.10	468.01	519.20	479.96

NOTAS:

(\*) Comprende el total de instalaciones

(1) Según Memoria y Balance 2009, Página 18 ; (2) Según Memoria y Balance 2010, Página 26

(3) Según Memoria y Balance 2011, Página 34; (4) Según Memoria y Balance 2012, Página 39

En el cuadro anterior los valores resultantes según Decreto N° 61 se obtuvieron calculando sólo las instalaciones de TRANSELEC, para lo cual se utilizó la asignación de cada tramo establecida en el Estudio de Transmisión Troncal.

Las diferencias entre el valor de las instalaciones declarado por la empresa y los valores estimados para el sistema por el ETT y el Decreto N° 61 se deben no sólo a diferencias de valorización de los mismos activos, sino también a que en el balance la empresa valoriza todas las instalaciones y no sólo las troncales (reguladas), es decir que incluye las líneas adicionales.

En la última fila del Cuadro N° 4.6 se muestra la tasa de cambio utilizada para convertir el Valor de las Instalaciones (VNR) en dólares a Pesos Chilenos.

<sup>11</sup> Ministerio de Energía. Decreto N° 61. Diario Oficial de la República de Chile (17 Nov 2011) N° 40.112

Por otro lado, de la Memoria y Balance del año 2009 de la empresa resultan los Gastos de Explotación y Costos de Administración y Ventas correspondientes al ejercicio. Dado que estos incluyen las depreciaciones se han corregido sustrayéndolas. Para los restantes años analizados los valores mostrados en la Memoria respectiva ya son netos. En el Cuadro No.24 se muestran los valores resultantes.

**Cuadro No. 24**  
**Gastos y Costos de TRANSELEC y Filial**

CONCEPTO	2009 <sup>(1)</sup> [\$ x 10 <sup>3</sup> ]	2010 <sup>(2)</sup> [\$ x 10 <sup>3</sup> ]	2011 <sup>(2)</sup> [\$ x 10 <sup>3</sup> ]	2012 <sup>(3)</sup> [\$ x 10 <sup>3</sup> ]
Costos de Explotación	70,529,938			
Gastos de Administración y Ventas	6,452,814			
Depreciaciones contempladas en Costos de Explotación	40,438,182			
Depreciaciones contempladas en Gastos de Administración	620,760			
<b>Costos de Explotación netos de depreciaciones</b>	<b>30,091,756</b>	<b>24,491,000</b>	<b>32,053,000</b>	<b>34,975,000</b>
<b>Gastos de Administración y Ventas netos de depreciaciones</b>	<b>5,832,054</b>	<b>7,835,000</b>	<b>9,219,000</b>	<b>13,561,000</b>

**NOTAS:**

- (1) Memoria y balance 2009 Transelec : Nota 9 a los Estados Contables
- (2) Memoria Transelec 2011 – “Análisis razonado de los estados financieros consolidados” –Página 155
- (3) Memoria Transelec 2012 – “Análisis razonado de los estados financieros consolidados” –Página 164

A los efectos de determinar el valor de los Comparadores es necesario convertir los valores anteriores a Balboas siguiendo el procedimiento descrito antes en este trabajo. Los valores de referencia necesarios son los expuestos en el Cuadro No. 18.

Luego del proceso de conversión resultan los valores indicados en el Cuadro No. 25.

**Cuadro No. 25**  
**Valores de los Comparadores según TRANSELEC**

CONCEPTO	Unidad	2009 según Decreto 61	2009 según ETT	2009 Según Empresa
VNR Total	B/.	1,098,180,188 <sup>(1)</sup>	1,276,063,446 <sup>(2)</sup>	1,956,672,136 <sup>(3)</sup>
Costos de Operación y Mantenimiento	B/.	44,745,384	44,745,384	44,745,384
Gastos de Administración	B/.	9,259,827	9,259,827	9,259,827
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	4.07	3.51	2.29
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	0.84	0.73	0.47
AOYM/VNR	%	<b>4.92</b>	<b>4.23</b>	<b>2.76</b>

- Notas: (1) VNR según Decreto N° 61  
(2) VNR según Estudio Transmision Troncal  
(3) VNR según Memoria y Balance 2009

Los valores de los Comparadores resultantes cuando se considera la valorización de las instalaciones según el ETT y el Decreto N° 61 están sobreestimadas debido a que en la valorización (VNR) se considera sólo las instalaciones troncales (no se considera el VNR de las líneas adicionales) mientras que los costos y gastos son totales. En el caso de los datos según empresa (última columna del Cuadro No. 25) los valores son totales. Dado que los gastos son totales, a los efectos de este estudio los porcentuales de interés son sólo los de la última columna del Cuadro No. 25.

Se puede hacer un análisis similar al anterior considerando valores de los restantes años (2010, 2011 y 2012). Los porcentajes resultantes sobre la base de valores del VNR según ETT y Decreto N° 61 no es posible obtenerlos pues el VNR está dado a valores de diciembre de 2009, tanto en valor como en cantidad de instalaciones y si bien el valor es posible de actualizar, esto no sucede con la cantidad de instalaciones. Por lo tanto se trabajará sólo con los que resultan a partir de la valorización de las instalaciones según balance y memoria de la empresa.

Los costos y gastos son los ya indicados en el Cuadro No. 24 mientras que el valor de las instalaciones (VNR) resulta del Cuadro No. 23. Luego del proceso de conversión a Balboas, resultan los valores del Cuadro No. 26.

**Cuadro No. 26**  
**Valores de los Comparadores según TRANSELEC**

CONCEPTO	Unidad	2010	2011	2012
VNR Total según balance	B/.	1,883,505,100	2,707,844,717	2,668,846,171
Costos de Operación y Mantenimiento	B/.	33,707,170	45,389,077	50,188,276
Gastos de Administración	B/.	11,573,377	14,001,829	20,754,718
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	1.79	1.68	1.88
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	0.61	0.52	0.78
AOYM/VNR	%	<b>2.40</b>	<b>2.19</b>	<b>2.66</b>

De todos los análisis anteriores se observa que, referido al mercado de Panamá, el valor del 2.66% total de los Comparadores, calculados sobre la base de los costos, gastos y VNR de TRANSELEC para el año 2012, último año con datos disponibles, resulta ser razonablemente eficiente.



### 3.2.2. El caso de ISA Colombia

ISA (Interconexión Eléctrica SA) es el principal operador del sistema de transporte de energía eléctrica en Colombia. Opera 10,115 km de circuitos en 230 y 500 kV, 12,811 MVA instalados en 61 subestaciones transformadoras.

Los servicios prestados por la empresa, en el área eléctrica se concentran en:

- Transporte de energía eléctrica
- Conexión al Sistema de Transporte Nacional (STN),
- Servicios asociados.

Dado que corresponde realizar la estimación del valor de los Comparadores sobre la base del VNR eficiente de la empresa, se ha seleccionado la última valuación con que se cuenta del sistema (Nota 11 a los Estados Contables 2011-2010 -Informe Anual 2011- pág. 311 y Nota 11 a los Estados Contables 2012. Pág. 326). Los valores resultantes se reproducen en el Cuadro No. 27.

**Cuadro No. 27**  
**Valor de las Instalaciones (VI) de ISA**

CONCEPTO	2012 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2011 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2010 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]
Líneas de Transmisión	2,596,647	2,772,697	2,946,435
Subestaciones	1,725,214	1,751,921	1,632,934
Total	4,321,861	4,524,618	4,579,369

Respecto de los costos de operación y gastos de administración, los mismos, sin considerar depreciaciones y amortizaciones son los indicados en el Cuadro No. 28, según el Balance 2011 y 2012 (Notas 22 y 23).

**Cuadro No. 28**  
**Costos y Gastos de ISA**  
**(sin depreciaciones y amortizaciones)**

CONCEPTO	2012 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2011 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2010 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]
Gastos de Administración	105,731	93,603	91,437
Costos de Operación	310,717	301,923	250,869
Total	416,448	395,526	342,306

El total de costos y gastos antes mencionado corresponde al total de la empresa, la cual desarrolla diversas actividades adicionales al servicio de transporte de energía eléctrica. Debido a ello es necesario sustraer a los valores anteriores aquellos conceptos que claramente no corresponden a la gestión del negocio eléctrico.

En el Cuadro No. 29 se ha realizado el ajuste para los costos de operación. En el caso del concepto “Materiales y Mantenimiento” se ha sustraído el 50% como estimación de aquellos gastos adicionales en que incurre la compañía consecuencia de ataques terroristas a sus instalaciones.

**Cuadro No. 29**  
**ISA. Costos de Operación ajustados**

CONCEPTO	2012 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2011 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2010 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]
Costos de Operación antes de depreciación y amortizaciones	310,717	301,923	250,869
<b>MENOS:</b>			
50% Materiales y Mantenimiento	(34,581)	(39,140)	(25,066)
Ambiental – Social ISA Región	(4,653)	(3,884)	(7,326)
Diversos	(14,330)	(17,174)	(9,010)
Contribuciones e Impuestos	(111,605)	(111,707)	(100,095)
Total Neto	<b>145,548</b>	<b>130,018</b>	<b>109,372</b>

**NOTA:** Según Nota 22 a los Estados Contables (Informe Anual 2011, pág. 338 e Informe anual 2012, pág 367)

El ajuste de los gastos de administración no es tan claro pues sobre ellos influyen más aquellas actividades distintas del negocio de la transmisión eléctrica. No obstante ello se intentará realizar alguna aproximación.

En el Cuadro No. 30 se ha realizado el ajuste para los Gastos de Administración a partir de la información de la Nota 23 a los Estados Contables de ISA correspondientes a los Balance 2011 – 2010 (Informe Anual 2011, pág. 340) y Balance 2012 (Informe anual 2012, pág. 368).

**Cuadro No. 30**  
**ISA. Costos de Administración ajustados**

CONCEPTO	2012 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2011 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2010 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]
Costos de Administración antes de depreciación y amortizaciones	105,731	93,603	91,437
<b>MENOS:</b>			
Materiales y Mantenimiento	(1,047)	(2,132)	(801)
Intangibles	(3,301)	(2,220)	(2,540)
Ambiental – Social ISA Región	(4,385)	(4,181)	(13)
Estudios	(5,050)	(6,968)	(4,916)
Diversos	(2,119)	(1,929)	(1,984)
Contribuciones e Impuestos	(2,485)	(679)	(637)
<b>Total Neto</b>	<b>87,344</b>	<b>75,494</b>	<b>80,546</b>

NOTA: Según Nota 23 a los Estados Contables 2011-2010 ((Informe Anual 2011, pág. 340)

Adicionalmente se puede realizar un ajuste en función de la relación entre Ingresos por uso de Sistema de Transporte Nacional Existente e Ingresos Operacionales Totales tal como se muestra en el Cuadro No. 31 siguiente.

**Cuadro No. 31**  
**ISA. Costos de Administración ajustados por Ingresos**

CONCEPTO	2012 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2011 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	2010 [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]
Costos de Administración antes de depreciación y amortizaciones ajustados según Cuadro N° 4.16	87,344	75,494	80,546
Ingresos por Uso del STN Existente	759,334	737,839	696,757
Ingresos Operacionales Totales	1,008,858	996,688	941,971
Factor de ajuste	0.7527	0.7403	0.7397
<b>Costos de Administración final ajustado</b>	<b>65,741</b>	<b>55,888</b>	<b>59,580</b>

NOTA: Ingresos según Nota 21 a los Estados Contables 2011-2010 ((Informe Anual 2011, pág. 337)

Luego del proceso de conversión a Balboas, resultan los valores del Cuadro No. 32.

**Cuadro No. 32**  
**Valores de los Comparadores según ISA**

CONCEPTO	Unidad	2012	2011	2010
VNR Total	B/.	2,477,911,602	2,429,859,561	2,502,949,080
Costos de Operación y Mantenimiento	B/.	51,520,197	59,816,830	52,204,869
Gastos de Administración	B/.	29,461,814	27,124,369	29,921,589
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	2.08	2.46	2.09
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	1.19	1.12	1.20
AOYM/VNR	%	3.27	3.58	3.28

Se observa que, no obstante los ajustes realizados a los costos de operación y a los gastos de administración, el valor de los Comparadores tomando como referencia la empresa ISA, resultan superiores a los valores determinados en los dos casos anteriores (TRANSBA y TRANSELEC).

Un dato adicional de interés es el porcentaje reconocido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia a TRANSELCA en concepto de reconocimiento de gastos de AOM. Según Res CREG 061/2011 se le reconoce a Transelca el 3.41% del VNR como remuneración anual para el reconocimiento de gastos de AOM. Ese porcentaje se habría incrementado al 3.81% a partir de Julio de 2011.

#### 4. RELACIÓN ACTIVOS NO ELÉCTRICOS – ACTIVOS ELÉCTRICOS

Como un elemento adicional a los efectos de evaluar algunos aspectos del Plan de Inversiones presentado por ETESA, se ha calculado la relación entre los Activos No Eléctricos (ANE) y los Activos Eléctricos (AE) de TRANSBA, comparándolos con los determinados en el estudio del IMP 2009-2013. Para ello se han utilizado iguales clasificaciones que en el estudio tarifario anterior y se ha completado el cuadro correspondiente, el cual se presenta aquí como Cuadro No. 33.

**Cuadro No. 33**  
**Relación entre Activos No Eléctricos y Activos eléctricos de TRANSBA**

Concepto	Clasificación	2004	2005	2006	2007	2011	2012
		[\$ x 10 <sup>3</sup> ]					
Terrenos	ANE	761	761	761	761	761	761
Vehículos	ANE	1,521	1,417	1,552	1,557	1,076	7,501
Muebles y útiles	ANE	384	369	350	342	166	279
Equipamiento informático	ANE	21	172	217	258	192	505
Líneas de alta tensión	AE	224,317	215,589	207,569	198,818	153,517	141,656
Equipo eléctrico	AE	182,661	175,865	171,864	164,640	160,723	164,912

Concepto	Clasificación	2004	2005	2006	2007	2011	2012
		[\$ x 10 <sup>3</sup> ]					
Edificio, otras obras civiles y edificios en terreno de terceros	ANE	34,886	32,826	31,569	30,313	31,671	31,324
Laboratorio y mantenimiento	AE	0	0	0	380	604	294
Elementos de comunicaciones	AE	4,311	3,981	3,752	3,394	12,364	12,036
Varios	AE	67	78	93	100	79	109
Obras en curso	AE	29,883	33,281	39,386	46,427	22,463	10,614
Repuestos	AE	10,945	13,018	12,813	11,191	11,873	13,266
Anticipos	AE	259	241	6	11	3,087	932
Total		490,016	477,601	469,933	458,192	398,578	384,191
Sub total AE		452,443	442,054	435,483	424,961	364,710	343,819
Sub total ANE		37,573	35,546	34,450	33,231	33,866	40,370
<b>Relación ANE/AE</b>		<b>8.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>7.9%</b>	<b>7.8%</b>	<b>9.3%</b>	<b>11.7%</b>

**Fuente:** Estructura del cuadro y datos 2004, 2005, 2006 y 2007 según Informe Estudio IMP 2009-2013 ASEP. Datos años 2011 y 2012 según Balances TRANSBA.

Se consideraron los valores contables netos (en pesos argentinos) y los diferentes conceptos fueron clasificados en AE o ANE de acuerdo a lo que establece la tabla precedente. Los ANE están conformados por los Terrenos, Vehículos, Muebles y útiles, Equipamiento informático y Edificio, otras obras civiles y edificios en terreno de terceros. Se observa que la relación de ANE en relación a los AE ha crecido del 8% aproximadamente en el periodo 2004-2007 al 9.3% en 2011 y 11.7% en 2012. Las causas de este comportamiento, especialmente en el año 2012 se deben a un incremento en las inversiones realizadas en Vehículos y Equipamiento Informático, unido a una sostenida disminución del valor de los activos eléctricos consecuencia de las depreciaciones y el escaso incremento de activos eléctricos.

Un análisis similar se puede realizar para el caso de ISA Colombia partiendo de datos de activos eléctricos y no eléctricos para los años 2010 y 2011 contenidos en el Informe Anual 2011 (Nota 11 a los Estados Contables 2011 y 2010).

En el Cuadro No. 34 se han reproducido los valores de interés, clasificando los diferentes conceptos en AE o ANE con criterios similares a los empleados en el Cuadro No. 33.

**Cuadro No. 34**  
**Relación entre Activos No Eléctricos y Activos eléctricos de ISA**

Concepto	Clasificación	2010	2011
		[\$ Colombianos x 10 <sup>6</sup> ]	
Líneas de transmisión	AE	2,772,697	2,946,435
Subestaciones eléctricas	AE	1,751,921	1,632,934
Terrenos	ANE	161,475	108,988
Edificios	ANE	199,166	184,723
Telecomunicaciones	ANE	85,237	91,227
Vehículos	ANE	1,857	1,611
<b>Total</b>		<b>4,972,353</b>	<b>4,965,918</b>
Sub total AE		4,524,618	4,579,369
Sub total ANE		447,735	386,549
<b>Relación ANE/AE</b>		<b>9.9%</b>	<b>8.4%</b>

**Fuente:** Datos años 2010 y 2011 según Nota 11 a los Estados contables 2011- 2010 de ISA. Todos los Montos representan valuaciones de los activos a valor de reposición (activos eléctricos) o de Mercado (activos No eléctricos).

Como conclusión de los análisis realizados se puede establecer que un porcentaje entre el 8% y el 10%, aplicado sobre el valor de los Activos Eléctricos, resulta razonable para estimación de los Activos No Eléctricos.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los análisis realizados en este informe relacionados con la selección de la empresa comparadora, las variables a utilizar como Comparadores y el valor de las mismas, se concluye que:

- No existen elementos valederos que justifiquen modificar las variables utilizadas como Comparadores en las revisiones tarifarias anteriores, esto es: OMT%<sup>M\*</sup> (OyM/VNR) y AMDT%<sup>M\*</sup> (ADM/VNR).
- Desde el punto de vista de los valores resultantes, tanto de los Comparadores como de otros indicadores, en base a la gestión de TRANSBA en el año 2012, muestran que esta continúa siendo una referencia eficiente para los objetivos de este estudio. No obstante es preciso evaluar esos valores a la luz de la real situación de la empresa en cuanto a inversiones, tarifas y calidad de servicio, mantenida esta última gracias a la masiva instalación de generación distribuida. Así los valores de los Comparadores determinados para la empresa TRANSBA para la gestión 2012 (2.49% total), si bien resultan ser los inferiores de todos los casos analizados, se considera que no reflejan la real situación dada la anomalía en tarifas e inversiones.

- Los valores determinados para el caso de utilizar a la empresa TRANSELEC de Chile resultan ser suficientemente eficientes y no adolecen de los problemas mencionados para el caso de TRANBA. En función de ello proponemos adoptar los valores determinados para este caso como referencia a aplicar al caso de ETESA.
- Al igual que en estudios anteriores y por idénticas razones, se recomienda incrementar el valor del Comparador de OyM en un 8% para contemplar diferencias entre las condiciones a que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las de TRANSELEC.
- En función de lo anterior, utilizando TRANSELEC como comparadora, los valores sugeridos son:

Valores recomendados	Unidad	Valores TRANSELEC	Valores recomendados para ETESA
OMT% <sup>M*</sup> (OyM/VNR)	%	1.88	2.03
AMDT% <sup>M*</sup> (ADM/VNR)	%	0.78	0.78
AOYM/VNR	%	<b>2.66</b>	<b>2.81</b>

- Respecto del la valorización de los Activos No Eléctricos, valores razonablemente eficientes de los mismos, deberían estar entre el 8% y el 10% del valor de los Activos Eléctricos.

## ANEXO II

### RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ

#### 1 MARCO LEGAL

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. En este sentido, el Capítulo II - Tarifas de Transmisión, en su Artículo 96 señala lo siguiente: *“Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa Transmisión. Para el efecto de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

Agrega el mismo artículo en su segundo párrafo: *“Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria”*

#### 2 MARCO CONCEPTUAL

Si bien el marco legal determina los elementos a tener en cuenta para la fijación de la tasa por parte del regulador, resulta importante que el mismo disponga de cualquier otro elemento que pueda aportar información de referencia adicional al respecto. En tal sentido se incorporará, al igual que en revisiones anteriores, el cálculo de la tasa promedio ponderada utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WACC<sup>12</sup>-CAPM<sup>13</sup>

La definición dada corresponde al concepto de costo de oportunidad del capital, y en el contexto del presente estudio, a la tasa mínima, o retorno, que requiere una inversión para atraer fondos hacia el sector regulado. Debe tenerse presente, tal como lo define la ley, que sea de riesgo

---

<sup>12</sup> Expresión traducida del inglés “weighted average cost of capital”

<sup>13</sup> Siglas de la expresión en inglés “Capital Asset Pricing Model”



comparable<sup>14</sup>. Por lo tanto resulta necesario contemplar tanto la estimación del rendimiento de una inversión como el nivel de riesgo comparable con otras industrias a nivel nacional o internacional.

La literatura de las finanzas corporativas recurre a un modelo ampliamente utilizado y aceptado también en la práctica regulatoria, modelo que permite estimar el costo de capital promedio ponderado, bajo el supuesto que las empresas se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros, y que adopta la siguiente forma:

$$WACC = r_d(1-t)\frac{D}{A} + r_{KP}\frac{E}{A} \quad (1)$$

Donde:

WACC= costo de capital promedio ponderado

$r_d$  = costo de la deuda de largo plazo

$t$  = impuesto a la renta

$D/A$  = proporción de la deuda respecto a los activos totales

$r_{kp}$  = costo del capital propio

$E/A$  = proporción del capital propio respecto a los activos totales

A su vez,  $r_{kp}$  se calcula de la siguiente manera, siguiendo la práctica de utilizar el modelo CAPM para su determinación:

$$r_{KP} = r_l + \beta(r_m - r_l) + r_p \quad (2)$$

donde:

$r_l$ = tasa libre de riesgo

$\beta$ = coeficiente de riesgo sistemático

$r_m$ = retorno de una cartera diversificada de acciones

$r_p$ = tasa de riesgo país

---

<sup>14</sup> Ley nº 6 Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad – Art. 97

Esta fórmula expresa que el costo de capital propio de un activo es igual al retorno que brinda un activo o título libre de riesgo más una prima por el riesgo asumido, que se representa por el término  $\beta (r_m - r_f)$ . Adicionalmente, y en el contexto de la realidad económica de los países emergentes, se suele sumar el concepto de tasa riesgo país ( $r_p$ ).

Este modelo para la determinación del costo del capital propio, aunque internacionalmente es el más utilizado, presenta objeciones respecto a su utilidad como predictor de los retornos de una empresa, sobretodo cuando se aplica en países emergentes, como los latinoamericanos, por distintas razones como por ejemplo, alta volatilidad en las cotizaciones de las acciones, mercados de capitales poco desarrollados donde la mayoría de las transacciones se realizan sobre paquetes accionarios de compañías de capital cerrado, etc.

Se han desarrollado otros modelos alternativos como por ejemplo el Arbitrage Pricing Model (APM), el Dividend Discount Model (DDM), Dividen Growth Model (DGM) y el Price Earning Model (PEM), pero cada uno de ellos presenta sus propias limitaciones, debido a la gran cantidad de información acerca de las cotizaciones bursátiles en los respectivos mercados de capitales que es necesario reunir para obtener resultados estadísticamente significativos, como así también a la poca liquidez de las acciones y bonos que en ellos se cotizan y la escasa proporción del capital puesto a disposición del público respecto al capital total. Se considera por lo tanto que el enfoque propuesto, es decir, utilizar el modelo CAPM, es el que menos limitaciones tiene, avalado por el hecho que es el modelo más empleado para el cálculo del costo de capital, tanto en empresas reguladas como no reguladas

### **3 CALCULO DEL COSTO DE CAPITAL**

Se procede a continuación al cálculo de cada uno de los componentes del modelo WACC-CAPM, con su respectiva explicación respecto de la metodología utilizada, justificación y fuentes de información de los valores de cada uno de los parámetros calculados.

Debe quedar claro que los valores que arroje este cálculo no obligan a su adopción por parte de la ASEP y sólo constituirán elementos de juicio adicionales a tener en cuenta para la fijación de la tasa definitiva.

#### **Tasa libre de riesgo**

Se adopta como activo o título libre de riesgo a los bonos del tesoro de largo plazo emitidos por el gobierno de los Estados Unidos (T-Bonds) porque en su larga trayectoria jamás incurrió en incumplimiento. Se utiliza este criterio porque es práctica usual considerar como tasa libre de riesgo a la tasa interna de retorno de un bono con una duración similar a la vida promedio de los activos eléctricos de las empresas cuyo costo de capital se trata de determinar. Brindan además la ventaja de la amplia gama de instrumentos que se emiten con distintos vencimientos y su gran liquidez.

Para su obtención se recurrió a los valores informados por el Banco Nacional de Panamá. De acuerdo al criterio sostenido en el art. 101 de la Ley N° 6 respecto a la consideración de valores promedios para los rendimientos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, se toma el promedio para el período Julio 2012 – Junio 2013 de los T-Bonds con vencimiento a 30 años. Se toma este periodo por ser el correspondiente al año anterior en que se inicia el nuevo periodo tarifario. En el Cuadro N° A1-b del Anexo se muestra los valores correspondientes al periodo.

El rendimiento promedio se muestra en el Cuadro No. 1.

**Cuadro No. 1**  
**Rendimientos Bonos del Tesoro de los EEUU**  
**Vencimiento a 30 años –Julio 2012 – Junio 2013**

<b>Promedio</b>	<b>2.888</b>
-----------------	--------------

Fuente: Banco Nacional de Panamá

### **Término Beta**

Como ya se definió, el coeficiente  $\beta$  se refiere al riesgo sistemático; es decir, mide el riesgo relativo a que está expuesto el activo que se está analizando respecto al rendimiento de los activos de riesgo que conforman el mercado total.

De acuerdo a la teoría moderna de la diversificación de carteras el riesgo de un activo se puede separar en dos: el riesgo sistemático (riesgo de mercado) y el riesgo asistemático (riesgo único). Respecto a este último no es necesario reconocerle al concesionario por cuanto él mismo puede neutralizarlo combinando ese activo con otros cuyos precios estén correlacionados negativamente. En cambio, el riesgo sistemático, o de mercado, no puede diversificarse porque afecta a todos los activos del mercado<sup>15</sup>. Por esta razón, la práctica regulatoria sólo reconoce el riesgo sistemático, simbolizado por el coeficiente  $\beta$ .

Formalmente:

$$\beta = \sigma^{im} / \sigma^m \quad (3)$$

Donde  $\beta$  es la covariancia entre el rendimiento del activo  $i$  y el rendimiento del mercado  $m$ , respecto a la variancia del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo  $i$  al riesgo de la cartera o portafolio de mercado  $m$ . Ello indica que la  $\beta$

<sup>15</sup> Brealey, R. & Myers, S.; Fundamentos de Financiación Empresarial (McGraw-Hill), Cap. 7

media de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente  $\beta$  con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente  $\beta$  mayor a 1 significa que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente  $\beta$  para ETESA, se recurre, por comparación, a los valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos, donde se pueden obtener de varias fuentes, como por ejemplo, las firmas especializadas Morningstar, Bloomberg, Merrill Lynch, etc. Se toma en este caso las estimaciones de Morningstar<sup>16</sup> sobre actividades eléctricas (comprenden 35 empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica para la venta) agrupadas en el Código SIC (Standard Internacional Code) N° 491 con datos a diciembre de 2012. En el Cuadro N° A2 del Anexo se presenta el detalle de los datos de respaldo del valor propuesto (Valor medio del  $\beta$  desapalancado). El valor adoptado es de 0.34.

Como corroboración de este valor, se calculó el promedio de los betas desapalancados del Cuadro Complementario A5-a con información a Enero de 2013 de A. Damoradan para las Utilities de Estados Unidos. Ponderando por la cantidad de empresas de cada grupo (Electric Utility Central, East and West) el valor resultante es del 0.346.

No obstante ello y atendiendo a comentarios de ETESA, también se ha considerado la alternativa de utilizar el valor promedio estimado a partir de la información de Value Line publicada por Damodaran para el período 2009-2012 (4 años) mostrada en el Cuadro No. 2:

---

<sup>16</sup> Morningstar (Ibbotson Individual Reports and Statistics (SIC 491). Data as of December 31, 2012.

**Cuadro No. 2**  
**Betas estimados para utilities según Value Line 2009-2012**

2012					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	20	0.57	85.00%	30.12%	0.36
Electric Utility (East)	17	0.43	67.90%	33.49%	0.29
Electric Utility (West)	15	0.58	81.37%	29.09%	0.37
Total Electric Utility	52				0.34
2011					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	21	0.75	86.16%	31.82%	0.47
Electric Utility (East)	21	0.7	66.16%	33.14%	0.48
Electric Utility (West)	14	0.75	84.54%	31.30%	0.47
Total Electric Utility	56				0.48
2010					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	23	0.78	96.84%	25.40%	0.45
Electric Utility (East)	24	0.73	75.73%	30.40%	0.48
Electric Utility (West)	14	0.75	83.18%	31.47%	0.48
Total Electric Utility	61				0.47
2009					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	23	0.79	102.89%	32.27%	0.47
Electric Utility (East)	24	0.73	75.74%	33.77%	0.49
Electric Utility (West)	14	0.75	89.99%	32.45%	0.47
Total Electric Utility	61				0.48

El promedio simple de los valores anuales, arroja un valor de 0,44 para empresas reguladas por tasa de retorno.

Debe observarse que el valor estimado por Morningstar (datos de 35 empresas para diciembre de 2012) y el de Value Line para el año 2012 (datos de 52 empresas para todo el 2012) son idénticos: 0.34 en ambos casos.

Ahora bien, como los valores de beta observados se obtienen de la variación en el precio de mercado de los activos involucrados y dicha variación no sólo mide el riesgo implícito en la actividad que desarrolla la empresa cuyo costo de capital se está tratando de medir sino también el riesgo financiero derivado de su política de endeudamiento, para obtener el costo del capital propio resulta apropiado aislar el riesgo propio de la actividad. Así el beta observado debe ajustarse eliminando la parte de riesgo financiero y el tratamiento impositivo aplicado al endeudamiento. El  $\beta$  así resultante es un beta apalancado; es decir, que tiene en cuenta una estructura determinada de endeudamiento, expresado a través de la razón D/E (Deuda sobre Capital Propio) y un tratamiento impositivo particular. A efectos de estimar el  $\beta$  relativo al caso bajo estudio, corresponde entonces quitar esos efectos a través del mecanismo de desapalancamiento, para luego incluir la estructura de endeudamiento que se considera óptima y la tasa impositiva correspondiente. De este modo se obtiene finalmente el  $\beta$  apalancado (equity) aplicable a la República de Panamá.

El procedimiento consiste en los siguientes pasos:

- a) obtención del  $\beta$  desapalancado de empresas eléctricas de los Estados Unidos,
- b) aplicar la estructura de endeudamiento objetivo, denominado también apalancamiento financiero, D/E, y
- c) considerar la tasa del impuesto a la renta correspondiente a la República de Panamá.

Las fórmulas son las siguientes:

$$\beta_a^{EU} = \beta_e^{EU} / [1 + (1 - t_{EU})D/E] \beta \text{ del activo ó desapalancado de los EEUU (4)}$$

Donde “ $t_{EU}$ ” corresponde a Estados Unidos.

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} * [1 + (1 - t_{PAN})D/E] \beta \text{ del patrimonio (equity) apalancado de Panamá (5)}$$

Donde el valor de “ $t_{PAN}$ ” corresponde a Panamá

El valor adoptado del  $\beta_a^{EU}$  de los activos (desapalancado) para las empresas de servicios públicos de electricidad de Estados Unidos es de 0.34 (considerando la fuente descripta de Morningstar – Cuadro N° A2 del Anexo) o 0.44 considerando Value Line. Sobre la base de dichos valores y utilizando la segunda fórmula se obtiene el  $\beta_e^P$  del equity (apalancado) conforme los parámetros considerados para la República de Panamá. Los componentes utilizados en la citada fórmula son:

$$\beta_a^{EU} = 0.34 \text{ ó } 0.44$$

$$t = 0.30 \quad \text{Impuesto a la Renta vigente en República de Panamá}$$

$$D/E = 50/50 \quad \text{Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura de capital)}$$

El rango de niveles de deuda usados por los distintos reguladores se encuentra entre el 50% – 65% de endeudamiento. Así, se puede observar de la misma fuente (Morningstar – Cuadro Complementario No. A2) que el valor medio de la deuda respecto del capital total oscila entre el 46.06% para el último valor y el 48.13% para el promedio de los últimos cinco años. Según la fuente A. Damodaran (Cuadro Complementario A5-c) el valor promedio ponderado de la deuda para los tres sectores resulta ser del 43.83%.

Otros antecedentes al respecto son el 55% de endeudamiento utilizado en las dos revisiones tarifarias anteriores para ETESA y el 60% aceptado por la OFGEM para fijar las tarifas de transmisión en el periodo más reciente<sup>17</sup>.

<sup>17</sup>“Finance Supporting de la RIIO-TI: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas” publicada por OFGEM el 17 de diciembre de 2012.

Al respecto es menester acotar que lo ideal sería proponer una estructura de capital óptima, es decir aquella que minimice el valor del WACC y por lo tanto maximice el valor de la empresa. Dado que la información disponible no permite obtener dicho valor, se considera como razonable una relación de endeudamiento del 50%, en función de la práctica regulatoria de otros países.

Los valores antes considerados tienen como fuente a los Estados Unidos, donde el mecanismo regulatorio se basa en garantizar una tasa de retorno (Rate of Return Regulation). En cambio, en la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos, similar al utilizado en Inglaterra. Se reconoce que este último mecanismo traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, en consecuencia corresponde ajustar el  $\beta_e^P$  por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios.

Así, tomando como referencia el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds<sup>18</sup>, se calcula dicha prima como la diferencia entre el  $\beta_a^{UK}$  (desapalancado de Inglaterra) y el  $\beta_a^{EU}$  (desapalancado de Estados Unidos).

OFGEM ha utilizado un valor de Beta apalancado, o Beta de los activos (equity  $\beta$ ), del 0.95 en la revisión de transmisión más reciente.

Desapalancándolo para la estructura de capital considerada y considerando la alícuota impositiva de Inglaterra (30%), se obtiene un valor para  $\beta_a^{UK}$  de 0.463.

A partir de ello el riesgo regulatorio, sería de 0.123 sobre el beta desapalancado de los Estados Unidos de 0.34 y 0.023 sobre el beta desapalancado de Estados Unidos de 0.44.

En el Cuadro No. 3 se resume toda la información para obtener el valor del coeficiente  $\beta$  para la República de Panamá.

---

<sup>18</sup> Alexander, Mayer y Weeds; Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms (Banco Mundial, 1996)

**Cuadro No. 3**  
**Parámetros para la Determinación del Término  $\beta$**

Beta USA desapalancado	0,340	0,440
Beta UK apalancado	0,950	0,950
Beta UK desapalancado	0,463	0,463
Riesgo Regulatorio	0,123	0,023
Estructura Capital (Duk/CPuk)	1,50	1,50
Estructura Capital (DE/CPE)	1,00	1,00
Tasa Marginal Impuesto Panamá	0,30	0,30
Tasa Marginal Impuesto UK	0,30	0,30
<b>Beta Equity Panamá (apalancado)</b>	<b>0,788</b>	<b>0,788</b>

### Prima de riesgo de mercado

La prima de riesgo de mercado mide el rendimiento adicional que un inversor requiere para mantener una cartera de títulos diversificada en lugar de un bono o título libre de riesgo. En el modelo CAPM está reflejada en la expresión  $(r_m - r_f)$ .

Tanto los trabajos académicos como la práctica para la determinación de esta prima muestran severas discrepancias en su tratamiento. Damodaran<sup>19</sup> señala que estas discrepancias se refieren fundamentalmente a tres factores: el período de tiempo utilizado, la elección del activo libre de riesgo y la utilización de promedios aritméticos o geométricos para la estimación de la serie de retornos pasados.

Respecto al primer factor, aunque existen datos sistemáticamente recopilados desde 1926, muchos autores utilizan períodos más reducidos para realizar sus estimaciones, como por ejemplo 50 años, 30 años, aún 10 y 5 años. Los argumentos varían para la selección de los distintos períodos. Los defensores de los períodos largos aducen que la desviación standard de las estimaciones para períodos largos es menor en comparación con las estimaciones para períodos más cortos. Y por su parte, aquellos autores que prefieren períodos más cortos alegan que la aversión al riesgo por parte del inversor promedio cambia a lo largo del tiempo, por lo que tomar períodos cortos permite obtener una estimación más actualizada.

En cuanto a la elección del activo libre de riesgo se puede tomar ya sea las letras del Tesoro (de corto plazo) o los bonos del Tesoro (de largo plazo). Lo importante es que haya consistencia entre el título que se adopte como libre de riesgo y el plazo que se considere para estimar los retornos esperados.

<sup>19</sup> Damodaran, Aswath; Estimating Equity Risk Premiums; SternSchool of Business - 1998



Por último, la utilización de promedios aritméticos o geométricos también genera diferencias en los valores de los estimadores del premio de mercado. Según Damodaran los estudios empíricos señalan que los promedios aritméticos tienden a sobreestimar los premios de mercado a diferencia de la utilización de promedios geométricos que no poseen sesgo.

No obstante la discusión sobre el tema parece prevalecer el uso de promedio aritmético por parte de los reguladores.

En el Cuadro Complementario No. A6 se reproducen los valores para el periodo 1928-2012. A partir de esos datos, a los efectos de este estudio, se adopta el criterio de considerar el promedio aritmético de los retornos históricos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos, para el período 1973-2012; es decir, un período que comprende los últimos 40 años. El valor de la prima de mercado resultante es del 3.15%. Se justifica la elección de este período en el hecho que abarca el período de posguerra y no contempla la etapa de la Gran Depresión y la Segunda Guerra Mundial, acontecimientos que seguramente influyeron en la variabilidad de los retornos, y por lo tanto en la estimación de la prima de mercado. Adviértase que de considerar el período más largo, 1928-2012, el premio de mercado resultante es más alto y alcanza un valor de 5.88%<sup>20</sup>. Atendiendo a la solicitud de ETESA también se estima la prima a partir de la información de Ibbotson<sup>21</sup>. Finalmente el valor adoptado es de 3.68% resultante del promedio para el periodo 1973-2012 según Damoradán e Ibbotson.

En el Cuadro No. 4 se observan valores para distintos periodos y el valor final adoptado.

**Cuadro No. 4**  
**Prima Riesgo de Mercado**

Promedio aritmético	S&P 500 – T. Bonds Según Damoradán	Premio por riesgo de mercado de largo plazo según Ibbotson	Valor Adoptado
1928-2012	5.88%	6.7% (1926-2012)	
1973-2012	3.15%	4.2%	3.68%
2003-2012	3.08%	4.6%	
Promedio geométrico	S&P 500 – T. Bonds	---	
1973-2012	2.61%	---	

<sup>20</sup> Damodaran, Aswath; <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>21</sup> 2013 Ibbotson S&B Valuation Yearbook, Appendix A, Table A-1.

No obstante, en el análisis de sensibilidad, se ha considerado también el caso del periodo 1926/8-2012 con promedio aritmético (promedio Damoradán-Ibbotson 6.29%).

A modo de referencia, el valor utilizado por OFGEM en la última revisión tarifaria de transmisión es del 5.25%.

### Tasa riesgo país

Tradicionalmente el riesgo país es cuantificado en base a la diferencia (spread) entre el rendimiento de un instrumento libre de riesgo y su equivalente en el país bajo análisis. Los bonos del tesoro americano son utilizados como el instrumento libre de riesgo y su equivalente son los bonos emitidos por los gobiernos de las economías emergentes, por ejemplo los bonos emitidos por el gobierno panameño. Si ambos bonos se encuentran emitidos en la misma moneda, la diferencia de rendimientos reflejará sólo riesgo de default. En cambio, si el bono nacional se encuentra emitido en moneda doméstica, el spread estará incluyendo, además, el riesgo devaluatorio. En el caso de Panamá se está en la primera situación.

La racionalidad de su aceptación como elemento que se incorpora en la estimación del costo de capital consiste en la idea de que un inversionista que cuenta con la oportunidad de invertir en una economía en vías de desarrollo exigirá un retorno mayor por estar expuesto a un riesgo adicional respecto a una economía desarrollada; y en el caso en que ya se encuentre operando, el diferencial de retorno que le resulte atractivo para no retirar sus inversiones. Las fuentes de riesgo que se utilizan para justificar el diferencial de tasas se atribuye a factores tales como inestabilidad institucional y política, frecuentes cambios en el rumbo económico, modificaciones en la legislación tributaria, laboral, etc.

Es práctica usual utilizar como prima por riesgo país el índice EMBI + publicado por JP Morgan Chase.

En este caso el valor promedio de los últimos 12 meses (01 de Julio 2012 al 30 de Junio de 2013) alcanza los **148.23 puntos básicos (ó 1.4823%)**, según resulta del promedio del Cuadro N° A3 del Anexo para el citado periodo.

A modo de comparación también se ha calculado la prima promedio para los últimos 12 meses entre el bono Global 29 emitido por la República de Panamá y el UST20 (Bonos de Tesoro de Estados Unidos T-bonds a 20 años).

El valor promedio del rendimiento de los Bonos (UST20) a 20 años de los últimos 12 meses (Julio 2012 – Junio 2013) es del 2.586%, según resulta del promedio del Cuadro Complementario No. A1-a para el citado periodo y tipo de bono.

Por otro lado el rendimiento promedio para el mismo periodo del Global 29 según lo informado por el Banco Nacional de Panamá (Cuadro Complementario No. A1-b) es del 3.827%. Así el spread entre ambos bonos resulta ser el que muestra el Cuadro No. 5.

**Cuadro No. 5**  
**Spread entre Rendimientos bono Global 29 y UST20**

Rendimiento Global 29	Rendimiento UST 20	Spreads
3.827%	2.586%	1.241%

En función de lo anterior se recomienda utilizar como tasa por riesgo país el valor 1.4823%.

### Costo de la Deuda

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos.

El modelo utilizado en este trabajo a los fines de estimar el costo de endeudamiento, se basa en considerar el costo marginal de obtener fondos. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional, los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un spread asociado al riesgo crediticio del sector como también del país en el cual se encuentra dicha firma.

En síntesis, el costo de endeudarse es igual a la tasa de interés libre de riesgo más la prima de riesgo país, más un spread asociado al riesgo de default de la empresa.

$$r_d = r_l + r_p + SD \tag{6}$$

Donde:

$r_d$ : costo de la deuda

$r_l$ : tasa libre de riesgo

$r_p$  : riesgo país

*SD*: Spread Default

Para la tasa libre de riesgo, sólo a los efectos del cálculo del costo de la deuda, se consideró la tasa de interés de los Bonos del Tesoro a 20 años – UST20- (promedio para el período Julio 2012 – Junio 2013). Si bien usualmente se ha considerado el comportamiento del bono a 5 años, atendiendo al periodo de maduración de los préstamos con que cuenta ETESA y, fundamentalmente al periodo asociado al mecanismo de financiamiento para la construcción de la tercera línea (30 años) se consideró el bono a 20 años. En el Cuadro No. 6 se aprecia el valor promedio adoptado a partir de los datos del Cuadro Complementario A1.

**Cuadro N° 6**  
**Tasa libre de riesgo para el cálculo del costo de la deuda**  
**Bonos del Tesoro a 20 años (UST20)**

Promedio Julio 2012-Junio 2013	2.5856%
--------------------------------	---------

Fuente: U.S. Department of the Treasury

El riesgo país es el antes determinado. Respecto del cálculo del spread por default para una empresa de transmisión eléctrica en la República de Panamá, se consideró el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses, con la misma calificación considerada para el país, pagan por encima de la tasa libre de riesgo.

A los efectos de la calificación de riesgo para estimar el spread por default crediticio para una empresa en la República de Panamá se consideró la calificación para la República de Panamá que arroja Standard & Poor's al mes de Setiembre de 2012, la cual se ubica en "BBB/Estable/A-2"<sup>22</sup> para el largo y corto plazo respectivamente, calificación basada en los siguientes fundamentos:

*“Las calificaciones de la República de Panamá reflejan el fuerte crecimiento económico del país, su creciente diversificación económica y su marco macroeconómico estable. Por otro lado, las calificaciones también consideran la vulnerabilidad del soberano ante marcadas oscilaciones en el entorno económico mundial, un mercado local de capitales en desarrollo y sus instituciones políticas en desarrollo.*

*Se espera que el ritmo de crecimiento económico de Panamá se mantenga fuerte durante los próximos años. Estimamos que el PIB crezca en 7.8% en 2012 y en un 6% en promedio hasta 2015. Esto, a su vez, sigue impulsando una posición fiscal fuerte la cual ha permitido que el gobierno siga invirtiendo en infraestructura pública más del 50% de PIB de 2011, mientras mantiene su nivel de deuda con una tendencia estable.*

<sup>22</sup> Fuente: <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/es/la/?articleType=HTML&assetID=1245301683014>

*La inversión pública en infraestructura productiva y en la expansión del sector de servicios que se beneficia del rol emergente del país como central regional para el comercio, las finanzas y el transporte, seguirá respaldando el crecimiento económico y la cada vez mayor resistencia y diversificación de la economía de Panamá. El PIB ha crecido 9% promedio anual desde 2007, y se ha duplicado desde 2005.*

*Además, la asamblea nacional aprobó recientemente un fondo soberano de riqueza para gestionar los ingresos del Canal de Panamá después de concluir su expansión a finales de 2014. La creación del fondo, así como las reformas fiscales implementadas en 2010 y 2011, darán al gobierno recursos amplios para fondear sus ambiciosos planes de inversión sin deteriorar su flexibilidad fiscal, mientras mantiene la tendencia estable de su nivel de deuda. La deuda neta del gobierno general, en un esperado 30% del PIB en 2012, se compara favorablemente con la de pares con calificaciones similares.*

*Dicho lo anterior, la economía abierta de Panamá sigue siendo vulnerable a los shocks externos. Aunque la tasa de ahorro interno (estimada en 17% del PIB en 2012) se ha fortalecido en años recientes, todavía es muy baja para financiar el gran programa de inversión del país. Esto se refleja en los altos déficits de la cuenta corriente de los últimos años, que esperamos se mantengan en 10% del PIB hasta 2015. Tales déficits han sido financiados con inversión extranjera directa (IED) y deuda, pero tanto la deuda externa del sector público (esperada en 41% de los ingresos de la cuenta corriente en 2012) como la deuda externa neta del sector financiero (prevista en 20% de los ingresos de la cuenta corriente en 2012) son moderadas. Sin embargo, Panamá sigue siendo vulnerable a cambios en la percepción de los inversionistas y de las contrapartes ya que depende de manera significativa del financiamiento externo, debido a la falta de desarrollo de su mercado doméstico de capitales.*

*Al mismo tiempo, debido a la ruptura de la coalición gobernante, el entorno político se ha polarizado más. La presión del presidente Ricardo Martinelli para alcanzar una reforma constitucional que permita un segundo periodo presidencial después de las próximas elecciones generales –programadas para 2014–ha deteriorado su popularidad. Esto, ha abierto oportunidades para la oposición y Panamá está entrando rápidamente al ambiente electoral. En nuestra opinión, aunque esto probablemente genere ruido político en el mediano plazo, no afectará el entorno económico general de Panamá, ya que el partido oficial gobernante y la oposición coinciden de manera importante en la política macroeconómica.*

*Es baja la probabilidad de que el gobierno deje de utilizar el dólar como su moneda local, en nuestra opinión. La autoridad para la implementación de las políticas monetaria y cambiaria, corresponde en gran medida al gobierno de Estados Unidos, por lo que nuestra evaluación de transferencia y convertibilidad (T&C) para Panamá es igual que la de Estados Unidos ('AAA').*

### **Perspectiva**

*La perspectiva estable pondera nuestra opinión de que el gobierno continuará implementando sus planes de inversión sin que su posición fiscal se vea afectada o se revierta la tendencia del nivel de deuda. También incorpora el posible ruido político que podría derivarse de un entorno político más polarizado a medida que se acercan las elecciones generales.*

*Si el gobierno puede convertir sus inversiones de capital en mejoras adicionales efectivas sobre su posición fiscal, que reduzcan su nivel de deuda mientras continúa desarrollando su mercado doméstico de capitales, podríamos revisar la perspectiva a positiva. Por otro lado, si el entorno político se deteriora y este afecta la gestión fiscal o compromete la expansión exitosa del Canal de Panamá, la confianza de los inversionistas se verá debilitada –lo que reduciría las expectativas de crecimiento del país en el largo plazo, y afectaría la reciente mejora en la deuda del soberano, y posiblemente daría como resultado una perspectiva negativa”.*

Se recurre entonces a la información que proporciona la agencia Reuters acerca de los niveles de spread publicadas en [www.bondsonline.com](http://www.bondsonline.com) para el sector de Utilities, los cuales se muestran en el Cuadro No. 7, para el día 28 de febrero de 2013. El valor a adoptar se corresponde con la duración estimada del crédito (20 años) y con la calificación supuesta de la empresa que se supone al menos igual a la del país (BBB). Dado que no se dispone del dato para 20 años se adoptó el promedio entre 10 años (146) y 30 años (182) el cual resulta ser de 164 puntos básicos o 1.64%.

**Cuadro No. 7**  
**Premio por riesgo crediticio según calificación y vencimiento**

REUTERS CORPORATE BOND SPREAD TABLES

---

Reuters Corporate Spreads for Utilities  
02/28/2013

Rating	1 yr	2 yr	3 yr	5 yr	7 yr	10 yr	30 yr
Aaa/AAA	35	40	46	54	62	71	82
Aa1/AA+	37	44	51	58	66	75	88
Aa2/AA	40	48	55	63	70	79	93
Aa3/AA-	42	52	59	68	74	82	99
A1/A+	45	56	63	72	79	86	104
A2/A	47	60	67	77	83	90	110
A3/A-	50	64	72	82	89	96	118
Baa1/BBB+	62	79	88	100	108	116	141
Baa2/BBB	70	93	106	123	134	146	182
Baa3/BBB-	108	133	148	167	180	193	234
Ba1/BB+	152	182	204	231	254	279	331
Ba2/BB	196	230	260	295	329	366	427
Ba3/BB-	240	279	316	359	403	452	524
B1/B+	283	327	372	423	477	539	620
B2/B	327	376	427	487	552	625	717
B3/B-	371	424	483	551	626	712	813
Caa/CCC+	415	473	539	615	700	798	910
US Treasury Yield	0.17	0.25	0.36	0.77	1.26	1.89	3.10

Spread values represent basis points (bps) over a US Treasury security of the same maturity, or the closest matching maturity.

**Methodology:**  
Reuters Pricing Service (RPS) has eight experienced evaluators responsible for pricing approximately 20,000 investment grade corporate bonds. Corporate bonds are segregated into four industry sectors: industrial, financial, transports and utilities. RPS prices corporate bonds at a spread above an underlying treasury issue. The evaluators obtain the spreads from brokers and traders at various firms. A generic spread for each sector is created using input from street contacts and the evaluator's expertise. A matrix is then developed based on sector, rating, and maturity.

US Treasury Yields for this date are available in the [BondsOnline Chart Center](#)

Teniendo en cuenta los comentarios de ETESA, también se estimará el costo de la deuda considerando el spread determinado como el promedio del spread para el periodo Agosto 2012-Julio 2013 para los bonos a 10 años y 30 años. El valor resultante es de 1.816% según se desprende del cuadro siguiente:

**Cuadro No. 8**  
**Premio por Riesgo Crediticio. Reuters Corporate Spreads for Utilities.**  
**Calificación BBB**

Período	5 yr	10 yr	30 yr
2012-08	207	218	239
2012-09	195	211	232
2012-10	183	204	225
2012-11	138	197	218
2012-12	123	153	188
2013-01	127	149	185
2013-02	126	148	182
2013-03	120	144	181
2013-04	119	142	179
2013-05	117	140	177
2013-06	116	141	181
2013-07	116	142	182
<b>Promedio Ago 12-Jul 13</b>	<b>140.6</b>	<b>165.8</b>	<b>197.4</b>
<b>Promedio spread bonos 10 y 30 años</b>		<b>181.6</b>	

Fuente: BondsOnline Group, Thompson Reuters

Lo anterior arroja los resultados que se muestran en el Cuadro No. 9:

**Cuadro No. 9**  
**Determinación Costo Endeudamiento**

<b>Cálculo Costo Deuda</b>	Base	Alternativa
Tasa Libre de Riesgo 20 Años	2.59%	2.59%
Prima por Riesgo País 1 Año	1.48%	1.48%
Spread Adicional (promedio 10 y 30 años)	1.64%	1.82%
<b>Tasa Endeudamiento sin Impuesto Ganancias</b>	<b>5.71%</b>	<b>5.88%</b>
<b>Tasa Marginal Impuesto</b>	<b>0.30</b>	<b>0.30</b>
<b>Tasa Endeudamiento con Impuesto Ganancias</b>	<b>4.00%</b>	<b>4.12%</b>

Si bien los resultados no difieren sustancialmente, se adoptará para los cálculos el valor del 4.00%.

## Valores Nominales y Reales

Los valores antes obtenidos están expresados en términos nominales. Dado que el mecanismo de regulación en la República de Panamá permite la actualización periódica de las tarifas, entonces el costo de oportunidad del capital a utilizar deberá ser el real, es decir descontando los efectos de la inflación.

A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, se adoptó una inflación esperada en los Estados Unidos de largo plazo del 1.98% anual calculada como la variación del Consumer Price Index - All Urban Consumers elaborado por el Congressional Budget Office de los Estados Unidos. El Cuadro No. 10 muestra los principales indicadores extraídos del Cuadro Complementario N° A4.

**Cuadro No. 10**  
**Proyección principales Índices EE.UU.**  
**Años 2011 a 2023**  
**Datos para año calendario**

	Promedio anual proyectado			
	2011	2012	2013 a 2017	2018 a 2023
Nominal GDP (Billions of dollars)	15,076	15,692	18,047	23,633
Nominal GDP (Percentage change)	4.0	4.1	5.2	4.4
Real GDP (Percentage change)	1.8	2.3	3.3	2.3
GDP Price Index (Percentage change)	2.1	1.8	1.9	2.0
Consumer Price Index <sup>c</sup> (Percentage change)	3.1	2.1	1.98	2.3

Fuente: CBO's February 2013 report *The Budget and Economic Outlook: Fiscal Years 2013 to 2023*.

## Resultados Finales

En base a las consideraciones y cálculos realizados a lo largo del estudio, finalmente se expone en el Cuadro No. 11 los valores propuestos de los parámetros y las estimaciones del costo de capital (WACC) que se obtienen.



Cuadro No. 11  
Resultados Obtenidos

Concepto	Caso Base
Tasa Libre de Riesgo	2.888%
Beta Equity Panama	0.788
Prima Riesgo Mercado	3.68%
Riesgo Pais (Promedio 12 Meses Julio 2012 - Junio 2013)	<b>1.48%</b>
<b><i>Costo Capital Propio</i></b>	<b>7.27%</b>
<b><i>Tasa Endeudamiento antes de Impuesto</i></b>	5.71%
<b><i>Tasa Endeudamiento después de Impuesto</i></b>	4.00%
D/(D+E)	50.0%
E/(D+E)	50.0%
<b><i>WACC Nominal después de Impuestos</i></b>	<b>5.63%</b>
<b><i>WACC Nominal antes de Impuestos</i></b>	<b>8.04%</b>
Tasa Inflación EEUU Largo Plazo	1.98%
<b><i>WACC Real después de Impuestos</i></b>	<b>3.58%</b>
<b><i>WACC Real antes de Impuestos</i></b>	<b>5.95%</b>

### **Análisis de Sensibilidad**

A continuación se realiza un Análisis de Sensibilidad para el caso en que se hubieran adoptado otros valores alternativos para la Prima de Riesgo de Mercado, habida cuenta que, como se adujo en el acápite respectivo, existen diversos criterios para su determinación a diferencia de los otros parámetros cuyos valores están determinados por las fuentes correspondientes.

Las alternativas consideradas son las siguientes:

- Alternativa 1: Ídem al caso base con promedio aritmético para el periodo 1928-2012

- Alternativa 2: Ídem caso base con promedio geométrico para el período 1973 – 2012

En el Cuadro No. 12 se presenta los resultados obtenidos, tanto para el caso Base antes expuesto, como para las dos alternativas planteadas como análisis de sensibilidad.

**Cuadro No. 12**  
**Resultados Obtenidos análisis de sensibilidad**

<i>Periodo para cálculo riesgo de mercado</i>	1973-2012	1926/8-2012	1973-2012
<i>Tipo de ajuste utilizado para cálculo riesgo de mercado</i>	Aritmético	Aritmético	Geométrico
<b>Concepto</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Alt 1</b>	<b>Alt 2</b>
Tasa Libre de Riesgo	2,888%	2,888%	2,888%
Beta Equity Panamá	0,788	0,788	0,788
Prima Riesgo Mercado	3,68%	6,29%	2,61%
Riesgo País	<b>1,482%</b>	<b>1,482%</b>	<b>1,482%</b>
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7,27%</b>	<b>9,32%</b>	<b>6,43%</b>
<b>Tasa Endeudamiento antes de Impuesto</b>	5,71%	5,71%	5,71%
<b>Tasa Endeudamiento despues de Impuesto</b>	4,00%	4,00%	4,00%
<b>Estructura de Capital</b>			
% de Deuda	50,0%	50,0%	50,0%
% de Capital Propio	50,0%	50,0%	50,0%
<b>WACC Nominal despues de Impuestos</b>	<b>5,63%</b>	<b>6,66%</b>	<b>5,21%</b>
<b>WACC Nominal antes de Impuestos</b>	<b>8,04%</b>	<b>9,51%</b>	<b>7,45%</b>
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	1,98%	1,98%	1,98%
<b>WACC Real despues de Impuestos en u\$s</b>	<b>3,58%</b>	<b>4,59%</b>	<b>3,17%</b>
<b>WACC Real antes de Impuestos en u\$s</b>	<b>5,95%</b>	<b>7,39%</b>	<b>5,36%</b>
Riesgo Cambiario	0,00%	0,00%	0,00%
<b>WACC Real despues de Impuestos en B/.</b>	<b>3,58%</b>	<b>4,59%</b>	<b>3,17%</b>
<b>WACC Real antes de Impuestos en B/.</b>	<b>5,95%</b>	<b>7,39%</b>	<b>5,36%</b>

#### Valores de Tasa según normativa establecida en la Ley No. 6 de 1997

El Artículo 96 del Texto Único de la Ley No. 6 de 1997 establece que:

*“Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasas de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria. “*

Conforme los datos que surgen del estudio, la aplicación de la Ley arroja los resultados que se muestran a continuación:

**Cuadro No. 13**  
**Valores base y banda resultante según Ley N° 6**

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite superior
2.888%	7%	± 2%	7.888%	11.888%

### Conclusiones

En función de los argumentos desarrollados anteriormente corresponde definir el valor de la tasa sugerida para el nuevo periodo tarifario.

En el Cuadro No. 14 se han volcado los valores obtenidos en el análisis a partir del método WACC-CAPM y también los que resultan como valores extremos por aplicación de la Ley N° 6.

**Cuadro N° 14**  
**Valores resultante según WACC y según Ley N° 6**

WACC real antes de impuesto			Banda Resultante según Ley No. 6	
Caso Base	Alt 1	Alt 2	Límite Inferior	Límite Superior
5.64%	7.08%	5.05%	7.89%	11.89%

Como se observa la tasa de rentabilidad calculada según WACC no alcanza el límite inferior impuesto por la Ley en ninguna de las alternativas.

En función de ello la tasa de retorno sugerida a aplicar para la determinación de Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo tarifario 2013-2017 es del 7.90%.

## 4 CUADROS COMPLEMENTARIOS

### Cuadro N° A1-a

TASAS DIARIAS DE BONOS DEL TESORO DE EEUU											
Date	1 mo	3 mo	6 mo	1 yr	2 yr	3 yr	5 yr	7 yr	10 yr	20 yr	30 yr
07/02/2012	0,06	0,1	0,15	0,21	0,3	0,39	0,67	1,04	1,61	2,3	2,69
07/03/2012	0,08	0,09	0,15	0,21	0,3	0,39	0,69	1,08	1,65	2,36	2,74
07/05/2012	0,07	0,08	0,15	0,19	0,28	0,39	0,68	1,05	1,62	2,34	2,72
07/06/2012	0,06	0,08	0,15	0,2	0,27	0,37	0,64	1,01	1,57	2,28	2,66
07/09/2012	0,06	0,09	0,14	0,2	0,27	0,36	0,63	0,98	1,53	2,24	2,62
07/10/2012	0,07	0,09	0,15	0,2	0,27	0,37	0,63	0,98	1,53	2,22	2,6
07/11/2012	0,07	0,1	0,15	0,2	0,27	0,36	0,64	0,99	1,54	2,22	2,6
07/12/2012	0,08	0,1	0,15	0,2	0,25	0,35	0,63	0,98	1,5	2,18	2,57
07/13/12	0,08	0,1	0,15	0,2	0,25	0,34	0,63	0,99	1,52	2,2	2,58
07/16/12	0,04	0,1	0,14	0,18	0,24	0,31	0,6	0,97	1,5	2,18	2,56
07/17/12	0,08	0,1	0,14	0,18	0,25	0,32	0,62	0,99	1,53	2,22	2,59
07/18/12	0,07	0,09	0,14	0,18	0,22	0,3	0,6	0,97	1,52	2,21	2,59
07/19/12	0,06	0,09	0,14	0,17	0,22	0,31	0,62	0,99	1,54	2,24	2,61
07/20/12	0,07	0,09	0,14	0,17	0,22	0,29	0,59	0,95	1,49	2,17	2,55
07/23/12	0,07	0,1	0,14	0,17	0,22	0,28	0,57	0,93	1,47	2,15	2,52
07/24/12	0,08	0,1	0,15	0,18	0,22	0,28	0,57	0,91	1,44	2,11	2,47
07/25/12	0,08	0,1	0,14	0,17	0,22	0,28	0,56	0,91	1,43	2,11	2,46
07/26/12	0,08	0,11	0,15	0,18	0,23	0,31	0,58	0,94	1,45	2,13	2,49
07/27/12	0,07	0,11	0,15	0,17	0,25	0,34	0,65	1,04	1,58	2,27	2,63
07/30/12	0,06	0,11	0,15	0,18	0,23	0,31	0,61	0,99	1,53	2,22	2,58
07/31/12	0,07	0,11	0,14	0,16	0,23	0,3	0,6	0,98	1,51	2,21	2,56
08/01/2012	0,07	0,1	0,14	0,17	0,24	0,32	0,63	1,03	1,56	2,25	2,6
08/02/2012	0,04	0,09	0,14	0,17	0,24	0,31	0,61	0,98	1,51	2,2	2,55
08/03/2012	0,03	0,09	0,14	0,16	0,24	0,33	0,67	1,07	1,6	2,3	2,65
08/06/2012	0,05	0,1	0,14	0,16	0,24	0,33	0,65	1,05	1,59	2,29	2,65
08/07/2012	0,09	0,11	0,14	0,19	0,27	0,37	0,71	1,13	1,66	2,37	2,72
08/08/2012	0,09	0,11	0,14	0,19	0,29	0,38	0,73	1,14	1,68	2,39	2,75
08/09/2012	0,1	0,11	0,15	0,2	0,29	0,38	0,74	1,15	1,69	2,4	2,78
08/10/2012	0,1	0,1	0,14	0,18	0,27	0,36	0,71	1,11	1,65	2,37	2,74
08/13/12	0,1	0,11	0,15	0,19	0,27	0,36	0,71	1,12	1,65	2,37	2,74
08/14/12	0,11	0,11	0,15	0,19	0,27	0,39	0,75	1,18	1,73	2,45	2,82
08/15/12	0,11	0,09	0,14	0,19	0,27	0,42	0,8	1,25	1,8	2,53	2,9
08/16/12	0,1	0,09	0,14	0,2	0,29	0,42	0,83	1,28	1,83	2,57	2,96
08/17/12	0,09	0,09	0,14	0,2	0,29	0,42	0,81	1,27	1,81	2,55	2,93
08/20/12	0,09	0,11	0,14	0,19	0,29	0,41	0,8	1,26	1,82	2,55	2,93
08/21/12	0,1	0,11	0,14	0,2	0,31	0,42	0,8	1,25	1,8	2,53	2,9
08/22/12	0,1	0,11	0,13	0,19	0,26	0,37	0,71	1,16	1,71	2,44	2,82
08/23/12	0,1	0,11	0,13	0,19	0,26	0,36	0,71	1,13	1,68	2,41	2,79
08/24/12	0,1	0,1	0,13	0,19	0,28	0,37	0,72	1,14	1,68	2,41	2,79
08/27/12	0,1	0,11	0,14	0,18	0,28	0,37	0,7	1,11	1,65	2,38	2,76
08/28/12	0,12	0,1	0,15	0,18	0,27	0,36	0,69	1,1	1,64	2,36	2,75
08/29/12	0,12	0,12	0,14	0,18	0,27	0,36	0,69	1,11	1,66	2,38	2,77
08/30/12	0,12	0,1	0,14	0,17	0,27	0,35	0,66	1,08	1,63	2,36	2,75
08/31/12	0,09	0,09	0,14	0,16	0,22	0,3	0,59	1,01	1,57	2,29	2,68
09/04/2012	0,1	0,1	0,14	0,16	0,23	0,31	0,62	1,03	1,59	2,3	2,69
09/05/2012	0,11	0,11	0,14	0,17	0,25	0,32	0,62	1,04	1,6	2,32	2,7
09/06/2012	0,1	0,11	0,14	0,18	0,27	0,34	0,68	1,12	1,68	2,41	2,8
09/07/2012	0,09	0,11	0,14	0,18	0,25	0,33	0,64	1,09	1,67	2,42	2,81
09/10/2012	0,09	0,1	0,14	0,18	0,25	0,33	0,66	1,1	1,68	2,43	2,83
09/11/2012	0,09	0,1	0,14	0,18	0,25	0,33	0,67	1,12	1,7	2,44	2,84
09/12/2012	0,09	0,1	0,13	0,18	0,25	0,33	0,7	1,17	1,77	2,52	2,92
09/13/12	0,1	0,1	0,13	0,17	0,24	0,32	0,65	1,12	1,75	2,53	2,95
09/14/12	0,08	0,11	0,13	0,18	0,27	0,35	0,72	1,23	1,88	2,68	3,09
09/17/12	0,06	0,11	0,13	0,18	0,25	0,36	0,73	1,22	1,85	2,64	3,03
09/18/12	0,08	0,1	0,13	0,18	0,25	0,35	0,71	1,19	1,82	2,61	3
09/19/12	0,08	0,11	0,14	0,18	0,27	0,35	0,7	1,18	1,79	2,58	2,97
09/20/12	0,06	0,11	0,14	0,18	0,27	0,36	0,7	1,18	1,8	2,58	2,96
09/21/12	0,05	0,11	0,14	0,18	0,27	0,36	0,68	1,14	1,77	2,57	2,95
09/24/12	0,03	0,11	0,14	0,18	0,27	0,35	0,68	1,12	1,74	2,53	2,91
09/25/12	0,06	0,11	0,15	0,18	0,27	0,35	0,66	1,08	1,7	2,47	2,86
09/26/12	0,05	0,11	0,13	0,17	0,26	0,34	0,63	1,03	1,64	2,4	2,79
09/27/12	0,05	0,09	0,14	0,16	0,25	0,34	0,64	1,05	1,66	2,43	2,83
09/28/12	0,06	0,1	0,14	0,17	0,23	0,31	0,62	1,04	1,65	2,42	2,82
10/01/2012	0,05	0,09	0,14	0,17	0,25	0,31	0,62	1,04	1,64	2,41	2,81
10/02/2012	0,09	0,09	0,14	0,16	0,23	0,31	0,61	1,03	1,64	2,41	2,81
10/03/2012	0,09	0,09	0,14	0,16	0,23	0,31	0,61	1,02	1,64	2,42	2,82
10/04/2012	0,1	0,1	0,14	0,18	0,23	0,32	0,63	1,07	1,7	2,48	2,89
10/05/2012	0,1	0,11	0,15	0,18	0,27	0,34	0,67	1,12	1,75	2,55	2,96
10/09/2012	0,11	0,1	0,15	0,18	0,25	0,35	0,67	1,11	1,74	2,52	2,93
10/10/2012	0,12	0,1	0,15	0,18	0,27	0,35	0,66	1,09	1,72	2,48	2,89
10/11/2012	0,12	0,1	0,14	0,18	0,28	0,34	0,67	1,09	1,7	2,45	2,86
10/12/2012	0,12	0,11	0,15	0,18	0,27	0,34	0,67	1,09	1,69	2,44	2,83
10/15/12	0,1	0,11	0,15	0,19	0,27	0,34	0,67	1,09	1,7	2,45	2,85
10/16/12	0,13	0,09	0,15	0,18	0,27	0,36	0,7	1,15	1,75	2,51	2,91
10/17/12	0,13	0,11	0,15	0,18	0,3	0,41	0,78	1,24	1,83	2,6	2,98
10/18/12	0,12	0,1	0,15	0,18	0,29	0,41	0,79	1,26	1,86	2,63	3,02
10/19/12	0,11	0,1	0,14	0,18	0,3	0,41	0,77	1,21	1,79	2,55	2,94
10/22/12	0,1	0,1	0,15	0,19	0,32	0,42	0,79	1,25	1,83	2,57	2,95
10/23/12	0,11	0,11	0,15	0,18	0,29	0,41	0,77	1,21	1,79	2,53	2,91
10/24/12	0,13	0,11	0,16	0,18	0,29	0,4	0,76	1,21	1,8	2,55	2,93
10/25/12	0,13	0,11	0,16	0,19	0,31	0,43	0,82	1,28	1,86	2,6	2,98
10/26/12	0,12	0,12	0,15	0,19	0,3	0,41	0,76	1,2	1,78	2,53	2,92
10/29/12	0,13	0,14	0,16	0,18	0,3	0,4	0,74	1,16	1,74	2,48	2,87
10/31/12	0,09	0,11	0,16	0,18	0,3	0,38	0,72	1,14	1,72	2,46	2,85

**Cuadro N° A1(Continuación)**

<b>TASAS DIARIAS DE BONOS DEL TESORO DE EEUU</b>											
<b>Date</b>	<b>1 mo</b>	<b>3 mo</b>	<b>6 mo</b>	<b>1 yr</b>	<b>2 yr</b>	<b>3 yr</b>	<b>5 yr</b>	<b>7 yr</b>	<b>10 yr</b>	<b>20 yr</b>	<b>30 yr</b>
11/01/2012	0,06	0,09	0,15	0,18	0,3	0,38	0,73	1,16	1,75	2,5	2,89
11/02/2012	0,08	0,09	0,15	0,19	0,28	0,38	0,73	1,16	1,75	2,51	2,91
11/05/2012	0,09	0,11	0,15	0,19	0,28	0,38	0,7	1,13	1,72	2,47	2,88
11/06/2012	0,12	0,1	0,15	0,19	0,3	0,41	0,75	1,19	1,78	2,52	2,92
11/07/2012	0,12	0,1	0,14	0,18	0,27	0,36	0,67	1,08	1,68	2,42	2,83
11/08/2012	0,13	0,1	0,15	0,2	0,27	0,35	0,65	1,04	1,62	2,35	2,77
11/09/2012	0,13	0,09	0,15	0,18	0,27	0,35	0,65	1,04	1,61	2,34	2,75
11/13/12	0,12	0,11	0,15	0,18	0,27	0,33	0,63	1,02	1,59	2,31	2,72
11/14/12	0,15	0,1	0,15	0,18	0,25	0,33	0,63	1,03	1,59	2,31	2,73
11/15/12	0,13	0,08	0,14	0,17	0,24	0,32	0,62	1,02	1,58	2,3	2,72
11/16/12	0,07	0,06	0,13	0,16	0,24	0,32	0,62	1,01	1,58	2,31	2,73
11/19/12	0,06	0,09	0,14	0,16	0,25	0,33	0,64	1,04	1,61	2,34	2,76
11/20/12	0,15	0,08	0,14	0,16	0,27	0,36	0,67	1,09	1,66	2,4	2,82
11/21/12	0,17	0,1	0,14	0,17	0,27	0,37	0,69	1,11	1,69	2,42	2,83
11/23/12	0,16	0,1	0,14	0,19	0,29	0,37	0,7	1,12	1,7	2,42	2,83
11/26/12	0,14	0,1	0,15	0,17	0,27	0,36	0,68	1,09	1,66	2,39	2,8
11/27/12	0,17	0,1	0,15	0,18	0,27	0,36	0,66	1,07	1,64	2,38	2,79
11/28/12	0,17	0,1	0,14	0,18	0,27	0,35	0,64	1,05	1,63	2,36	2,79
11/29/12	0,16	0,09	0,15	0,18	0,25	0,35	0,63	1,04	1,62	2,37	2,79
11/30/12	0,11	0,08	0,13	0,18	0,25	0,34	0,61	1,04	1,62	2,37	2,81
12/03/2012	0,13	0,1	0,14	0,18	0,25	0,34	0,63	1,05	1,63	2,37	2,8
12/04/2012	0,07	0,1	0,15	0,18	0,25	0,34	0,63	1,04	1,62	2,36	2,78
12/05/2012	0,07	0,1	0,14	0,18	0,25	0,32	0,61	1,02	1,6	2,35	2,78
12/06/2012	0,07	0,1	0,14	0,18	0,25	0,32	0,6	1	1,59	2,33	2,76
12/07/2012	0,06	0,09	0,14	0,18	0,25	0,33	0,63	1,04	1,64	2,39	2,81
12/10/2012	0,05	0,09	0,14	0,18	0,24	0,33	0,62	1,04	1,63	2,38	2,8
12/11/2012	0,04	0,08	0,13	0,16	0,24	0,32	0,64	1,06	1,66	2,41	2,83
12/12/2012	0,04	0,07	0,1	0,14	0,25	0,32	0,66	1,11	1,72	2,48	2,9
12/13/12	0,02	0,06	0,11	0,14	0,27	0,34	0,7	1,15	1,74	2,49	2,9
12/14/12	0,01	0,04	0,09	0,13	0,24	0,34	0,7	1,15	1,72	2,46	2,87
12/17/12	0,01	0,05	0,1	0,13	0,25	0,37	0,74	1,2	1,78	2,53	2,94
12/18/12	0,04	0,06	0,12	0,16	0,28	0,39	0,78	1,25	1,84	2,59	3
12/19/12	0,03	0,05	0,1	0,15	0,28	0,39	0,77	1,24	1,82	2,58	2,99
12/20/12	0,02	0,06	0,1	0,15	0,28	0,39	0,77	1,24	1,81	2,57	2,98
12/21/12	0,02	0,06	0,12	0,15	0,26	0,38	0,75	1,2	1,77	2,52	2,93
12/24/12	0,03	0,06	0,11	0,16	0,26	0,38	0,77	1,22	1,79	2,53	2,94
12/26/12	0,05	0,09	0,13	0,16	0,26	0,39	0,76	1,2	1,77	2,52	2,94
12/27/12	0,01	0,08	0,12	0,15	0,26	0,37	0,72	1,15	1,74	2,48	2,89
12/28/12	0	0,01	0,1	0,15	0,27	0,36	0,72	1,15	1,73	2,47	2,88
12/31/12	0,02	0,05	0,11	0,16	0,25	0,36	0,72	1,18	1,78	2,54	2,95
01/02/2013	0,07	0,08	0,12	0,15	0,27	0,37	0,76	1,25	1,86	2,63	3,04
01/03/2013	0,06	0,08	0,12	0,15	0,27	0,4	0,81	1,31	1,92	2,7	3,12
01/04/2013	0,06	0,07	0,11	0,15	0,27	0,41	0,82	1,32	1,93	2,7	3,1
01/07/2013	0,05	0,07	0,11	0,15	0,27	0,41	0,82	1,31	1,92	2,7	3,1
01/08/2013	0,06	0,07	0,11	0,14	0,25	0,38	0,79	1,28	1,89	2,66	3,06
01/09/2013	0,04	0,06	0,09	0,13	0,24	0,37	0,77	1,27	1,88	2,65	3,06
01/10/2013	0,05	0,06	0,1	0,14	0,26	0,37	0,8	1,3	1,91	2,68	3,08
01/11/2013	0,04	0,07	0,1	0,14	0,26	0,37	0,78	1,28	1,89	2,65	3,05
01/14/13	0,05	0,08	0,11	0,14	0,26	0,37	0,78	1,27	1,89	2,65	3,05
01/15/13	0,09	0,09	0,11	0,14	0,26	0,36	0,75	1,24	1,86	2,62	3,02
01/16/13	0,07	0,08	0,11	0,14	0,26	0,36	0,75	1,23	1,84	2,61	3,01
01/17/13	0,05	0,07	0,11	0,14	0,28	0,39	0,79	1,29	1,89	2,66	3,06
01/18/13	0,04	0,08	0,1	0,14	0,26	0,38	0,77	1,26	1,87	2,63	3,03
01/22/13	0,04	0,08	0,1	0,14	0,26	0,38	0,76	1,25	1,86	2,62	3,02
01/23/13	0,06	0,08	0,1	0,15	0,26	0,37	0,76	1,24	1,86	2,62	3,02
01/24/13	0,06	0,08	0,1	0,15	0,23	0,37	0,78	1,26	1,88	2,64	3,04
01/25/13	0,06	0,08	0,11	0,15	0,28	0,42	0,87	1,36	1,98	2,75	3,14
01/28/13	0,03	0,07	0,11	0,16	0,29	0,45	0,89	1,38	2	2,76	3,15
01/29/13	0,03	0,07	0,11	0,15	0,3	0,43	0,9	1,4	2,03	2,79	3,18
01/30/13	0,04	0,07	0,11	0,15	0,27	0,42	0,88	1,39	2,03	2,8	3,19
01/31/13	0,04	0,07	0,12	0,15	0,27	0,42	0,88	1,38	2,02	2,79	3,17
02/01/2013	0,02	0,06	0,11	0,15	0,27	0,4	0,88	1,4	2,04	2,83	3,21
02/04/2013	0,03	0,07	0,11	0,15	0,25	0,38	0,85	1,36	2	2,79	3,17
02/05/2013	0,06	0,07	0,11	0,15	0,27	0,41	0,88	1,39	2,04	2,83	3,21
02/06/2013	0,06	0,07	0,12	0,15	0,27	0,39	0,84	1,35	2	2,79	3,18
02/07/2013	0,03	0,07	0,11	0,15	0,25	0,39	0,83	1,34	1,99	2,78	3,17
02/08/2013	0,03	0,07	0,11	0,14	0,25	0,39	0,84	1,34	1,99	2,79	3,17
02/11/2013	0,05	0,09	0,12	0,15	0,27	0,4	0,85	1,35	1,99	2,78	3,16
02/12/2013	0,08	0,09	0,12	0,14	0,29	0,41	0,88	1,38	2,02	2,81	3,19
02/13/13	0,09	0,1	0,12	0,15	0,29	0,44	0,92	1,43	2,05	2,86	3,23
02/14/13	0,1	0,11	0,13	0,16	0,27	0,42	0,86	1,37	2	2,79	3,17
02/15/13	0,09	0,1	0,13	0,17	0,29	0,42	0,87	1,38	2,01	2,8	3,18
02/19/13	0,09	0,12	0,13	0,17	0,29	0,44	0,89	1,41	2,03	2,83	3,21
02/20/13	0,12	0,12	0,13	0,17	0,27	0,42	0,88	1,38	2,02	2,82	3,2
02/21/13	0,12	0,13	0,13	0,16	0,26	0,4	0,86	1,36	1,99	2,79	3,17
02/22/13	0,11	0,13	0,14	0,16	0,27	0,4	0,84	1,34	1,97	2,77	3,15
02/25/13	0,09	0,12	0,14	0,16	0,25	0,37	0,78	1,25	1,88	2,69	3,08
02/26/13	0,11	0,14	0,14	0,17	0,25	0,37	0,78	1,25	1,88	2,69	3,08
02/27/13	0,11	0,11	0,13	0,17	0,27	0,36	0,78	1,28	1,91	2,72	3,11
02/28/13	0,07	0,11	0,13	0,17	0,25	0,36	0,77	1,26	1,89	2,71	3,1

**Cuadro N° A1(Continuación)**

TASAS DIARIAS DE BONOS DEL TESORO DE EEUU											
Date	1 mo	3 mo	6 mo	1 yr	2 yr	3 yr	5 yr	7 yr	10 yr	20 yr	30 yr
03/01/2013	0,07	0,11	0,12	0,16	0,25	0,35	0,75	1,23	1,86	2,68	3,06
03/04/2013	0,07	0,11	0,12	0,16	0,24	0,35	0,76	1,25	1,88	2,7	3,08
03/05/2013	0,09	0,08	0,12	0,15	0,25	0,36	0,77	1,27	1,9	2,72	3,1
03/06/2013	0,09	0,1	0,12	0,15	0,25	0,38	0,81	1,31	1,95	2,77	3,15
03/07/2013	0,1	0,1	0,11	0,15	0,25	0,4	0,85	1,36	2	2,82	3,2
03/08/2013	0,09	0,1	0,11	0,15	0,27	0,42	0,9	1,43	2,06	2,89	3,25
03/11/2013	0,09	0,1	0,12	0,15	0,27	0,43	0,9	1,43	2,07	2,89	3,26
03/12/2013	0,1	0,1	0,12	0,15	0,27	0,41	0,88	1,4	2,03	2,85	3,22
03/13/13	0,09	0,09	0,12	0,15	0,27	0,42	0,89	1,41	2,04	2,85	3,22
03/14/13	0,08	0,1	0,12	0,15	0,27	0,42	0,88	1,4	2,04	2,87	3,25
03/15/13	0,07	0,09	0,11	0,14	0,25	0,4	0,84	1,35	2,01	2,85	3,22
03/18/13	0,07	0,07	0,11	0,15	0,26	0,38	0,81	1,31	1,96	2,79	3,18
03/19/13	0,08	0,07	0,11	0,15	0,24	0,37	0,79	1,28	1,92	2,75	3,13
03/20/13	0,08	0,07	0,11	0,15	0,26	0,38	0,81	1,32	1,96	2,8	3,19
03/21/13	0,08	0,07	0,11	0,14	0,27	0,38	0,81	1,3	1,95	2,77	3,15
03/22/13	0,07	0,07	0,11	0,14	0,26	0,39	0,8	1,29	1,93	2,75	3,13
03/25/13	0,06	0,08	0,11	0,14	0,24	0,38	0,8	1,28	1,93	2,76	3,14
03/26/13	0,08	0,07	0,11	0,14	0,25	0,38	0,79	1,27	1,92	2,75	3,13
03/27/13	0,06	0,09	0,12	0,14	0,25	0,36	0,76	1,22	1,87	2,71	3,09
03/28/13	0,04	0,07	0,11	0,14	0,25	0,36	0,77	1,24	1,87	2,71	3,1
04/01/2013	0,06	0,08	0,11	0,14	0,23	0,36	0,76	1,23	1,86	2,7	3,08
04/02/2013	0,06	0,07	0,11	0,14	0,25	0,36	0,78	1,26	1,88	2,72	3,1
04/03/2013	0,06	0,06	0,1	0,13	0,24	0,34	0,73	1,2	1,83	2,66	3,05
04/04/2013	0,07	0,07	0,1	0,13	0,22	0,33	0,69	1,15	1,78	2,6	2,99
04/05/2013	0,05	0,07	0,1	0,13	0,24	0,33	0,68	1,12	1,72	2,5	2,87
04/08/2013	0,05	0,07	0,1	0,13	0,24	0,34	0,71	1,15	1,76	2,54	2,91
04/09/2013	0,06	0,06	0,1	0,13	0,24	0,34	0,7	1,16	1,78	2,57	2,94
04/10/2013	0,07	0,07	0,1	0,12	0,24	0,36	0,74	1,21	1,84	2,63	3,01
04/11/2013	0,06	0,07	0,1	0,12	0,24	0,35	0,74	1,2	1,82	2,62	3,01
04/12/2013	0,05	0,06	0,09	0,11	0,22	0,33	0,7	1,14	1,75	2,54	2,92
04/15/13	0,04	0,06	0,09	0,12	0,22	0,32	0,69	1,12	1,72	2,5	2,88
04/16/13	0,06	0,06	0,09	0,13	0,24	0,33	0,71	1,15	1,75	2,53	2,91
04/17/13	0,05	0,06	0,09	0,13	0,24	0,35	0,71	1,13	1,73	2,51	2,89
04/18/13	0,03	0,05	0,09	0,12	0,24	0,35	0,71	1,13	1,72	2,49	2,87
04/19/13	0,04	0,05	0,09	0,12	0,24	0,35	0,72	1,14	1,73	2,5	2,88
04/22/13	0,04	0,05	0,09	0,12	0,24	0,35	0,7	1,13	1,72	2,5	2,88
04/23/13	0,04	0,05	0,09	0,12	0,23	0,35	0,71	1,14	1,74	2,52	2,9
04/24/13	0,05	0,06	0,09	0,13	0,23	0,34	0,7	1,13	1,73	2,5	2,89
04/25/13	0,04	0,05	0,08	0,12	0,23	0,35	0,71	1,15	1,74	2,52	2,91
04/26/13	0,04	0,05	0,09	0,12	0,22	0,32	0,68	1,1	1,7	2,47	2,87
04/29/13	0,03	0,05	0,08	0,12	0,2	0,32	0,68	1,1	1,7	2,49	2,88
04/30/13	0,03	0,05	0,09	0,11	0,22	0,32	0,68	1,11	1,7	2,49	2,88
05/01/2013	0,03	0,06	0,08	0,11	0,2	0,3	0,65	1,07	1,66	2,44	2,83
05/02/2013	0,02	0,05	0,08	0,11	0,2	0,3	0,65	1,07	1,66	2,44	2,82
05/03/2013	0,02	0,05	0,08	0,11	0,22	0,34	0,73	1,17	1,78	2,58	2,96
05/06/2013	0,01	0,04	0,08	0,11	0,22	0,34	0,74	1,19	1,8	2,6	2,98
05/07/2013	0,01	0,04	0,08	0,1	0,22	0,35	0,75	1,21	1,82	2,62	3
05/08/2013	0,01	0,04	0,08	0,11	0,22	0,35	0,75	1,2	1,81	2,61	2,99
05/09/2013	0,02	0,04	0,08	0,11	0,22	0,35	0,75	1,2	1,81	2,6	3,01
05/10/2013	0,02	0,04	0,08	0,11	0,26	0,38	0,82	1,28	1,9	2,7	3,1
05/13/13	0,02	0,05	0,08	0,13	0,24	0,4	0,83	1,3	1,92	2,73	3,13
05/14/13	0,01	0,05	0,09	0,12	0,26	0,41	0,85	1,33	1,96	2,77	3,17
05/15/13	0,01	0,04	0,09	0,12	0,26	0,4	0,84	1,32	1,94	2,76	3,16
05/16/13	0	0,03	0,08	0,12	0,23	0,37	0,79	1,25	1,87	2,69	3,09
05/17/13	0,01	0,04	0,08	0,12	0,26	0,4	0,84	1,32	1,95	2,77	3,17
05/20/13	0,01	0,05	0,09	0,12	0,26	0,4	0,85	1,33	1,97	2,79	3,18
05/21/13	0,04	0,04	0,09	0,12	0,26	0,39	0,84	1,31	1,94	2,75	3,14
05/22/13	0,04	0,04	0,08	0,11	0,26	0,41	0,91	1,4	2,03	2,83	3,21
05/23/13	0,03	0,05	0,08	0,12	0,26	0,42	0,91	1,4	2,02	2,82	3,2
05/24/13	0,03	0,04	0,07	0,12	0,26	0,41	0,9	1,39	2,01	2,8	3,18
05/28/13	0,02	0,05	0,09	0,13	0,29	0,49	1,02	1,53	2,15	2,95	3,31
05/29/13	0,04	0,05	0,08	0,14	0,3	0,49	1,02	1,51	2,13	2,91	3,27
05/30/13	0,02	0,04	0,07	0,13	0,31	0,49	1,01	1,51	2,13	2,92	3,28
05/31/13	0,03	0,04	0,07	0,14	0,3	0,52	1,05	1,55	2,16	2,95	3,3
06/03/2013	0,03	0,05	0,08	0,14	0,3	0,5	1,03	1,53	2,13	2,92	3,27
06/04/2013	0,05	0,04	0,08	0,14	0,32	0,48	1,05	1,55	2,14	2,95	3,3
06/05/2013	0,04	0,05	0,08	0,14	0,3	0,48	1,02	1,52	2,1	2,9	3,25
06/06/2013	0,04	0,05	0,08	0,14	0,3	0,48	1,01	1,49	2,08	2,89	3,23
06/07/2013	0,04	0,04	0,07	0,14	0,32	0,52	1,1	1,59	2,17	2,98	3,33
06/10/2013	0,04	0,05	0,08	0,14	0,32	0,55	1,13	1,62	2,22	3,03	3,36
06/11/2013	0,05	0,05	0,08	0,14	0,34	0,57	1,12	1,61	2,2	3	3,33
06/12/2013	0,04	0,05	0,08	0,14	0,34	0,57	1,15	1,64	2,25	3,04	3,37
06/13/13	0,04	0,05	0,08	0,14	0,32	0,55	1,11	1,6	2,19	2,99	3,33
06/14/13	0,04	0,05	0,08	0,13	0,29	0,49	1,04	1,53	2,14	2,95	3,28
06/17/13	0,05	0,05	0,08	0,13	0,27	0,49	1,06	1,57	2,19	3,01	3,35
06/18/13	0,04	0,05	0,08	0,13	0,27	0,48	1,07	1,58	2,2	3	3,34
06/19/13	0,04	0,05	0,08	0,13	0,31	0,58	1,24	1,76	2,33	3,09	3,41
06/20/13	0,03	0,05	0,09	0,14	0,33	0,62	1,31	1,84	2,41	3,18	3,49
06/21/13	0,02	0,05	0,09	0,13	0,38	0,7	1,42	1,95	2,52	3,26	3,56
06/24/13	0,01	0,06	0,11	0,16	0,42	0,73	1,48	2,02	2,57	3,27	3,56
06/25/13	0,03	0,06	0,11	0,17	0,43	0,74	1,49	2,03	2,6	3,31	3,6
06/26/13	0,02	0,06	0,11	0,16	0,39	0,69	1,45	1,98	2,55	3,27	3,58
06/27/13	0,02	0,06	0,11	0,15	0,36	0,66	1,38	1,91	2,49	3,22	3,54
06/28/13	0,02	0,04	0,1	0,15	0,36	0,66	1,41	1,96	2,52	3,22	3,52
<b>Promedio Julio 2012-Junio 2013</b>							<b>0,7733</b>	<b>1,2259</b>	<b>1,8214</b>	<b>2,5856</b>	<b>2,9702</b>

<http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2013>

**Cuadro N° A1-b**  
**Tasa Bonos UST 30 años y Global 29 Panamá - Periodo Julio 2012 – Junio 2013**  
**Según Banco Nacional de Panamá**  
**Rendimientos según informe del Banco Nacional de Panamá**

BONO	Gobal 29	UST 30	UST 30
FECHA EMISION	25/03/1999	15/02/2011	15/02/2012
FECHA DE VENCIMIENTO	01/04/2029		
<b>Tasa promedio mensual</b>			
<b>Mes</b>	<b>Tasa [%]</b>		
julio-12	3,82	2,456	2,539
agosto-12	3,605	2,555	2,645
septiembre-12	3,677	2,703	2,795
octubre-12	3,534	2,735	2,827
noviembre-12	3,589	2,681	2,772
diciembre-12	3,574	2,813	2,908
enero-13	3,82	3,037	3,134
febrero-13	4,078	2,966	3,064
marzo-13	4,066	3,046	3,141
abril-13	3,712	2,819	2,913
mayo-13	3,816	2,991	3,085
junio-13	4,637	3,295	3,384
Prom Julio 2012-Junio 2013	<b>3,827</b>	<b>2,841</b>	<b>2,934</b>
<b>Valor adoptado</b>	<b>3,827</b>	<b>2,888</b>	

## Cuadro N° A2

Date as of December 31, 2012

### SIC 491

Number of Companies: 35  
Electric Services

#### Industry Description

Establishments engaged in the generation, transmission, and/or distribution of electric energy for sale.

Sales (mil \$)		Total Capital (mil \$)	
Total	183,588.53	Total	481,996.70
Average	5,245.39	Average	13,771.39
<b>Three Largest Companies</b>			
Southern Co	17,657.00	Southern Co	168,543.46
AES Corp	17,274.00	Norfolk Energy Inc	52,248.63
FirstEnergy Corp	16,256.00	Dominion Resources Inc	50,451.80
<b>Three Smallest Companies</b>			
GreenStar Energy, Inc.	1.11	Atlanta Energy Holdings, Inc.	49.99
Atlanta Energy Holdings, Inc.	0.92	Ecobility, Inc.	12.14
BookMango Technology, Inc.	0.11	BookMango Technology, Inc.	1.36

#### Sales, Income & Market Capitalization (mil \$)

	Sales	Operating Income	Net Income	Equity Capital	Debt Capital	Distribution of Sales		Total Capital		
						Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	
Current Year	183.59	32.92	14.81	247.23	234.60	80th Percentile	15,251.00	14,812.20	37,319.59	33,666.89
Last Year	183.63	32.93	14.81	221.26	234.55	75th Percentile	10,069.04	9,940.70	21,420.22	22,289.03
2 Years Ago	175.38	36.07	16.01	189.13	213.19	Median	2,318.00	2,105.52	4,194.06	3,687.99
3 Years Ago	167.57	28.86	13.20	190.48	201.02	25th Percentile	837.71	803.07	2,598.23	2,222.13
4 Years Ago	164.22	31.77	15.18	224.20	197.45	10th Percentile	9.57	4.12	24.10	77.40

#### Growth Over Last 5 Years (%)

	Net Sales	Operating Income	Net Income	Compounded Annual Equity Return (%)		Annualized Statistics for Last 10 Yrs (%)		
				75th Percentile	5 Years	10 Years	Average Return	Bid Deviation
Median	0.91	-7.77	6.88	3.20	9.19	S&P 500	9.28	15.97
SIC Composite	1.48	1.50	-2.49	-4.77	1.49	SIC Composite	11.19	14.58
Large Composite	4.20	3.30	1.72	0.07	0.71	Large Composite	9.62	15.49
Small Composite	-100.00	-7.97	-6.33	-0.48	8.52	Small Composite	0.00	NMF

#### Cost of Equity Capital (%)

	CAPM			Discounted Cash Flow			Cost of Debt (%)			Weighted Average Cost of Capital (%)			
	CAPM	+ Size Prem	Fama-French	1-Stage	3-Stage	Median	Debt	Preferred	CAPM	3-Stage	Fama-French	1-Stage	3-Stage
Median	6.32	7.50	6.68	9.00	8.72	2.41	0.00	4.37	4.37	5.10	4.19	6.10	5.94
SIC Composite	5.95	5.95	5.26	NMF	8.09	2.20	14.26	3.99	3.99	3.64	NMF	5.09	5.09
Large Composite	5.99	5.99	4.30	12.38	8.99	3.34	0.00	4.36	4.36	4.01	7.88	6.00	6.00
Small Composite	11.27	15.88	12.48	NMF	NMF	6.03	3.03	6.43	10.35	9.95	2.52	NMF	NMF

#### Betas

	Lowest			Unadjusted			Growth Rates			Leverage Ratios (%)			Profitability Ratios (%)			
	Raw	Adjusted	Adjusted	Analyst Estimates	Debt/Total Capital	Debt/Equity	Operating Margin	Net Margin	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg
Median	0.59	0.58	0.34	4.00	46.06	40.13	85.40	23.76	8.83	7.71						
SIC Composite	0.53	0.53	0.31	-2.91	48.70	52.50	94.94	110.54	27.12	26.46	8.91	9.01				
Large Composite	0.47	0.47	0.25	6.23	49.31	52.06	97.27	106.61	27.55	27.67	9.17	9.79				
Small Composite	1.65	1.32	0.67	2.30	29.20	18.96	41.25	23.39	NMF	NMF	NMF	NMF				

#### Efficiency Ratio (%)

	Asset Turnover		Liquidity Ratio (%)		Return Ratios (%)		Return on Assets		Return on Equity		Dividend Yield	
	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Return on Inv. Capital	Return on Assets	Return on Equity	Return on Equity	Return on Equity	Return on Equity	Return on Equity	Return on Equity
Median	28.99	31.60	0.85	0.98	3.71	3.24	2.71	2.47	8.90	8.12	4.02	4.53
SIC Composite	30.09	32.77	0.89	0.95	3.57	3.86	2.88	2.95	10.12	10.92	4.43	4.71
Large Composite	33.69	36.15	0.95	0.96	4.07	4.68	3.09	3.54	11.96	13.86	5.70	6.00
Small Composite	7.68	3.52	0.30	0.32	NMF	NMF	NMF	NMF	131.05	151.29	0.00	0.11

#### Equity Valuation (Multiples)

	Price/Sales		Price/Oper Income		Price/Earnings		Price/Cash Flow		Market/Book		Enterprise Valuation (Multiples)			
	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	EV/Sales	EV/Oper Income	EV/EBITDA	EV/EBITDA
Median	1.39	1.17	8.77	7.41	15.73	13.32	6.42	5.85	1.18	1.10	2.60	2.21	8.37	8.45
SIC Composite	1.35	1.18	7.51	6.54	15.12	13.18	5.94	5.55	1.10	1.06	2.60	2.36	9.74	9.92
Large Composite	1.23	1.18	6.50	6.09	13.99	12.09	5.30	5.03	1.16	1.24	2.43	2.38	9.25	8.80
Small Composite	47.06	74.98	NMF	NMF	NMF	NMF	NMF	NMF	NMF	NMF	35.89	93.89	NMF	NMF

©2012 Morningstar. All Rights Reserved. Morningstar has used the utmost care in compiling the data presented herein, but cannot guarantee the accuracy, completeness, or timeliness of the information.





**Cuadro N° A3**

PANAMA - Riesgo País (Embi+ elaborado por JP Morgan)											
Fecha	Valor	Fecha	Valor	Fecha	Valor	Fecha	Valor	Fecha	Valor	Fecha	Valor
28/06/2013	218	05/04/2013	168	10/01/2013	126	16/10/2012	124	24/07/2012	186		
27/06/2013	216	04/04/2013	162	09/01/2013	129	15/10/2012	129	23/07/2012	183		
26/06/2013	212	03/04/2013	165	08/01/2013	124	12/10/2012	134	20/07/2012	180		
25/06/2013	207	02/04/2013	165	07/01/2013	120	11/10/2012	133	19/07/2012	173		
24/06/2013	207	01/04/2013	169	04/01/2013	118	10/10/2012	131	18/07/2012	176		
21/06/2013	192	28/03/2013	169	03/01/2013	115	09/10/2012	128	17/07/2012	179		
20/06/2013	185	27/03/2013	170	02/01/2013	121	08/10/2012	127	16/07/2012	191		
19/06/2013	172	26/03/2013	165	31/12/2012	129	05/10/2012	127	13/07/2012	193		
18/06/2013	175	25/03/2013	165	28/12/2012	135	04/10/2012	134	12/07/2012	195		
17/06/2013	175	22/03/2013	164	27/12/2012	133	03/10/2012	140	11/07/2012	193		
14/06/2013	180	21/03/2013	163	26/12/2012	130	02/10/2012	144	10/07/2012	195		
13/06/2013	179	20/03/2013	162	24/12/2012	129	01/10/2012	148	09/07/2012	196		
12/06/2013	184	19/03/2013	165	21/12/2012	130	28/09/2012	148	06/07/2012	195		
11/06/2013	187	18/03/2013	158	20/12/2012	126	27/09/2012	148	05/07/2012	190		
10/06/2013	171	15/03/2013	154	19/12/2012	125	26/09/2012	150	04/07/2012	187		
07/06/2013	167	14/03/2013	150	18/12/2012	123	25/09/2012	143	03/07/2012	187		
06/06/2013	173	13/03/2013	152	17/12/2012	129	24/09/2012	137	02/07/2012	195		
05/06/2013	172	12/03/2013	152	14/12/2012	135	21/09/2012	134				
04/06/2013	164	11/03/2013	147	13/12/2012	132	20/09/2012	130				
03/06/2013	166	08/03/2013	146	12/12/2012	134	19/09/2012	129				
31/05/2013	160	07/03/2013	151	11/12/2012	140	18/09/2012	126				
30/05/2013	161	06/03/2013	156	10/12/2012	142	17/09/2012	123				
29/05/2013	157	05/03/2013	161	07/12/2012	141	14/09/2012	123				
28/05/2013	149	04/03/2013	163	06/12/2012	146	13/09/2012	129				
27/05/2013	151	01/03/2013	165	05/12/2012	144	12/09/2012	127				
24/05/2013	151	28/02/2013	163	04/12/2012	142	11/09/2012	132				
23/05/2013	149	27/02/2013	160	03/12/2012	142	10/09/2012	134				
22/05/2013	144	26/02/2013	163	30/11/2012	141	07/09/2012	135				
21/05/2013	143	25/02/2013	162	29/11/2012	142	06/09/2012	135				
20/05/2013	135	22/02/2013	155	28/11/2012	142	05/09/2012	144				
17/05/2013	136	21/02/2013	154	27/11/2012	140	04/09/2012	146				
16/05/2013	142	20/02/2013	150	26/11/2012	139	03/09/2012	149				
15/05/2013	135	19/02/2013	148	23/11/2012	135	31/08/2012	149				
14/05/2013	130	18/02/2013	149	22/11/2012	135	30/08/2012	143				
13/05/2013	134	15/02/2013	149	21/11/2012	135	29/08/2012	140				
10/05/2013	131	14/02/2013	150	20/11/2012	140	28/08/2012	143				
09/05/2013	135	13/02/2013	148	19/11/2012	143	27/08/2012	143				
08/05/2013	139	12/02/2013	147	16/11/2012	146	24/08/2012	140				
07/05/2013	137	11/02/2013	151	15/11/2012	147	23/08/2012	141				
06/05/2013	140	08/02/2013	146	14/11/2012	145	22/08/2012	137				
03/05/2013	136	07/02/2013	148	13/11/2012	144	21/08/2012	132				
02/05/2013	146	06/02/2013	146	12/11/2012	142	20/08/2012	133				
01/05/2013	148	05/02/2013	142	09/11/2012	142	17/08/2012	133				
30/04/2013	149	04/02/2013	146	08/11/2012	139	16/08/2012	131				
29/04/2013	150	01/02/2013	137	07/11/2012	135	15/08/2012	132				
26/04/2013	150	31/01/2013	140	06/11/2012	125	14/08/2012	139				
25/04/2013	146	30/01/2013	127	05/11/2012	130	13/08/2012	145				
24/04/2013	145	29/01/2013	125	02/11/2012	126	10/08/2012	146				
23/04/2013	145	28/01/2013	126	01/11/2012	127	09/08/2012	143				
22/04/2013	146	25/01/2013	127	31/10/2012	130	08/08/2012	146				
19/04/2013	145	24/01/2013	136	30/10/2012	127	07/08/2012	149				
18/04/2013	147	23/01/2013	137	29/10/2012	127	06/08/2012	156				
17/04/2013	146	22/01/2013	138	26/10/2012	123	03/08/2012	155				
16/04/2013	145	21/01/2013	136	25/10/2012	116	02/08/2012	166				
15/04/2013	148	18/01/2013	136	24/10/2012	118	01/08/2012	162				
12/04/2013	146	17/01/2013	133	23/10/2012	120	31/07/2012	169				
11/04/2013	144	16/01/2013	134	22/10/2012	116	30/07/2012	172				
10/04/2013	143	15/01/2013	133	19/10/2012	117	27/07/2012	171				
09/04/2013	149	14/01/2013	130	18/10/2012	110	26/07/2012	184				
08/04/2013	155	11/01/2013	128	17/10/2012	113	25/07/2012	187				

## Cuadro N° A4

### Pronóstico principales variables económicas de Estados Unidos 2013-2023

This file presents key variables in the economic forecast contained in CBO's February 2013 report *The Budget and Economic Outlook: Fiscal Years 2013 to 2023*. Those variables are gross domestic product, prices, labor, interest rates, and income.

**February 2013 Baseline Forecast—Data Release (Calendar Year)**

	Units	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Output</b>														
Gross Domestic Product (GDP)	Billions of dollars	15076	15692	16149	16863	17913	19087	20224	21178	22129	23099	24093	25117	26180
	Percentage change	4.0	4.1	2.9	4.4	6.2	6.6	6.0	4.7	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2
Gross National Product (GNP)	Billions of dollars	15328	15927	16382	17094	18141	19288	20384	21299	22225	23197	24201	25239	26319
	Percentage change	4.2	3.9	2.9	4.3	6.1	6.3	5.7	4.5	4.4	4.4	4.3	4.3	4.3
Potential GDP	Billions of dollars	16061	16629	17172	17806	18540	19353	20243	21178	22129	23099	24093	25117	26180
	Percentage change	3.7	3.5	3.3	3.7	4.1	4.4	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2
Real GDP	Billions of 2005 dollars	13299	13599	13793	14153	14738	15385	15965	16376	16768	17151	17530	17912	18305
	Percentage change	1.8	2.3	1.4	2.6	4.1	4.4	3.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.2	2.2
Real GNP	Billions of 2005 dollars	13522	13803	13991	14344	14922	15542	16084	16460	16830	17211	17593	17982	18382
	Percentage change	2.0	2.1	1.4	2.5	4.0	4.2	3.5	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Real Potential GDP	Billions of 2005 dollars	14167	14411	14667	14945	15255	15600	15981	16376	16768	17151	17530	17912	18305
	Percentage change	1.6	1.7	1.8	1.9	2.1	2.3	2.4	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.2
<b>Prices</b>														
Price Index, Personal Consumption Expenditures (PCE)	2005=100	113.8	115.8	117.2	119.2	121.4	123.7	126.1	128.6	131.2	133.9	136.6	139.4	142.2
	Percentage change	2.4	1.7	1.3	1.7	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Price Index, PCE, Excluding food and energy	2005=100	111.8	113.7	115.2	117.2	119.5	121.8	124.2	126.8	129.4	132.0	134.6	137.3	140.1
	Percentage change	1.4	1.7	1.3	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Consumer Price Index, All Urban Consumers (CPI-U)	1982-84=100	224.9	229.6	233.2	237.5	242.5	247.7	253.1	258.9	264.8	270.9	277.2	283.5	290.0
	Percentage change	3.1	2.1	1.6	1.9	2.1	2.1	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
CPI-U, Excluding Food and Energy	1982-84=100	225.0	229.7	233.6	238.2	243.2	248.4	254.1	260.0	265.9	271.9	278.1	284.4	290.8
	Percentage change	1.7	2.1	1.7	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
GDP Price Index	2005=100	113.4	115.4	117.1	119.1	121.5	124.1	126.7	129.3	132.0	134.7	137.4	140.2	143.0
	Percentage change	2.1	1.8	1.5	1.8	2.0	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0
Employment Cost Index (ECI), Private Wages and Salaries	December 2005=100	114.0	116.1	118.5	121.9	126.6	131.7	137.2	142.7	148.2	153.6	159.1	164.8	170.6
	Percentage change	1.7	1.8	2.1	2.9	3.9	4.0	4.2	4.0	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5
Refiners' Acquisition Cost of Crude Oil, Imported	Dollars per barrel	102.6	101.9	98.5	94.4	92.2	90.3	88.5	87.8	88.8	90.9	93.0	95.1	97.3
FHFA House Price Index, Purchase Only	1991Q1=100	180.5	186.5	194.7	202.7	210.2	215.7	222.0	230.2	239.0	246.8	254.6	262.9	271.3
<b>Labor</b>														
Unemployment Rate, Civilian, 16 Years or Older	Percent	8.9	8.1	7.9	7.8	7.1	6.3	5.6	5.5	5.5	5.4	5.4	5.3	5.3
Labor Force, Civilian, 16 Years or Older	Millions	154	155	156	158	159	161	162	163	164	165	166	167	168
	Percentage change	-0.2	0.9	0.8	0.9	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Employment, Civilian, 16 Years or Older (Household Survey)	Millions	140	142	144	145	148	151	153	154	155	156	157	158	159
	Percentage change	0.6	1.8	1.0	1.1	1.7	1.8	1.5	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5
Employment, Total Nonfarm (Establishment Survey)	Millions	131	133	135	136	139	142	144	145	146	147	148	149	150
	Percentage change	1.2	1.4	1.0	1.3	1.9	1.9	1.6	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5
<b>Interest Rates</b>														
10-Year Treasury Note	Percent	2.8	1.8	2.1	2.7	3.5	4.3	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
3-Month Treasury Bill	Percent	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	1.5	3.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Source: Congressional Budget Office.														
Notes: Actual values reflect data released as of January 11, 2013. Forecast values are shaded.														
FHFA = Federal Housing Finance Agency; IVA = inventory valuation adjustment; CCAj = capital consumption adjustment.														

## Cuadro N° A5-a Betas por sector a Enero 2013

Betas

pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\_Home\_Page/datafile/Betas.html

### Betas by Sector

Data Used: Value Line database, of 6177 firms

Date of Analysis: Data used is as of January 2013

[Variable Definitions](#) can be obtained by clicking here

[Download Detail](#) on which companies are included in each industry

Industry Name	Number of Firms	Average Beta	Market D/E Ratio	Tax Rate	Unlevered Beta	Cash/Firm Value	Unlevered Beta corrected for cash
Advertising	32	1.60	40.04%	16.02%	1.25	13.12%	1.44
Aerospace/Defense	60	0.98	26.64%	20.08%	0.81	11.74%	0.92
Air Transport	30	1.03	59.08%	21.35%	0.70	14.13%	0.82
Apparel	54	1.36	13.77%	18.57%	1.23	5.13%	1.29
Auto Parts	54	1.76	24.37%	18.77%	1.47	11.65%	1.66
Automotive	17	1.73	103.42%	16.74%	0.93	16.84%	1.11
Bank	416	0.77	178.73%	16.39%	0.37	16.43%	0.45
Bank (Midwest)	68	0.89	49.85%	20.99%	0.64	15.03%	0.76
Beverage	35	0.95	22.29%	18.82%	0.80	4.33%	0.84
Biotechnology	214	1.23	15.92%	2.98%	1.07	18.10%	1.30
Building Materials	43	1.57	65.24%	9.18%	0.99	6.18%	1.05
Cable TV	20	1.40	66.11%	21.23%	0.92	3.61%	0.96
Chemical (Basic)	10	1.37	24.73%	21.69%	1.15	7.52%	1.24
Chemical (Diversified)	33	1.55	16.69%	19.75%	1.37	6.96%	1.17
Chemical (Specialty)	70	1.18	20.53%	15.35%	1.00	4.58%	1.05
Coal	20	1.47	60.30%	11.27%	0.91	7.67%	0.99
Computer Software	191	0.90	6.55%	12.43%	0.92	16.59%	1.11
Computers/Peripherals	81	1.37	9.70%	10.01%	1.26	9.78%	1.39
Diversified Co.	113	1.22	78.69%	17.18%	0.74	14.07%	0.86
Drug	223	1.08	14.79%	5.14%	0.94	8.25%	1.03
E-Commerce	64	1.05	6.74%	10.52%	0.99	9.21%	1.09
Educational Services	33	0.91	24.73%	21.72%	0.76	30.24%	1.09
Electric Util. (Central)	20	0.57	85.00%	30.12%	0.36	1.03%	0.36
Electric Utility (East)	17	0.43	67.90%	33.49%	0.29	1.81%	0.30
Electric Utility (West)	15	0.58	81.37%	29.09%	0.37	1.88%	0.38

## Cuadro NO. A5-b

### Betas por sector a Enero 2013

**Total Betas by Sector (for computing private company costs of equity)**

Data Used: Value Line database, of 6177 firms

Date of Analysis: Data used is as of January 2013

[Variable Definitions](#) can be obtained by clicking here

[Download Detail](#) on which companies are included in each industry

Industry Name	Number of Firms	Unlevered Beta corrected for cash	Correlation with market	Total Beta (Unlevered)
Advertising	32	1.44	55.56%	2.59
Aerospace/Defense	66	0.92	56.22%	1.63
Air Transport	36	0.82	53.08%	1.54
Apparel	54	1.29	52.52%	2.46
Auto Parts	54	1.66	62.38%	2.66
Automotive	12	1.11	59.83%	1.86
Bank	416	0.45	47.24%	0.94
Bank (Midwest)	68	0.76	62.64%	1.21
Beverage	35	0.84	48.81%	1.72
Biotechnology	214	1.30	46.73%	2.78
Building Materials	43	1.05	60.71%	1.73
Cable TV	20	0.96	61.77%	1.55
Chemical (Basic)	18	1.24	74.13%	1.68
Chemical (Diversified)	33	1.47	67.47%	2.18
Chemical (Specialty)	70	1.05	48.11%	2.18
Coal	20	0.99	73.96%	1.34
Computer Software	191	1.11	49.73%	2.22
Computers/Peripherals	61	1.39	50.37%	2.76
Diversified Co.	113	0.86	54.53%	1.57
Drug	223	1.03	41.79%	2.46
E-Commerce	64	1.09	46.96%	2.33
Educational Services	33	1.09	53.41%	2.04
Electric Util. (Central)	20	0.36	61.34%	0.59
Electric Utility (East)	17	0.30	54.80%	0.55
Electric Utility (West)	15	0.38	67.53%	0.56

Fuente: Damodaran en [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

**Cuadro No. A5-c**  
**Costo de capital por sector industrial en EEUU a Enero 2013**

**Cost of Capital by Sector**

Data Used: Value Line database, of 6177 firms

Date of Analysis: Data used is as of January 2013

[Variable Definitions](#) can be obtained by clicking here

[Download Detail](#) on which companies are included in each industry

Industry Name	Number of firms	Beta	Cost of Equity	E/(D+E)	Std Dev in Stock	Cost of Debt	Tax Rate	After tax Cost of Debt	D/(D+E)	Cost of Capital
Advertising	32	1.68	11.51%	1.00%	9.40%	4.76%	16.02%	4.00%	29.00%	9.33%
Aerospace/Defense	66	0.98	7.45%	78.97%	44.98%	2.76%	20.08%	2.71%	21.03%	6.35%
Air Transport	36	1.03	7.73%	62.86%	64.94%	3.26%	21.35%	2.56%	37.14%	5.81%
Apparel	54	1.36	9.60%	07.89%	74.00%	3.76%	18.57%	3.06%	12.11%	8.07%
Auto Parts	54	1.76	11.94%	00.41%	57.43%	3.26%	10.77%	2.65%	19.59%	10.12%
Automotive	12	1.73	11.79%	49.16%	59.23%	3.26%	16.24%	2.73%	50.84%	7.18%
Bank	416	0.77	6.24%	43.82%	50.34%	3.26%	16.39%	2.73%	56.18%	4.27%
Bank (Midwest)	68	0.89	6.95%	66.73%	36.37%	2.76%	20.99%	2.18%	33.27%	5.36%
Beverage	35	0.95	7.26%	81.78%	47.17%	2.76%	18.82%	2.24%	18.22%	6.34%
Biotechnology	214	1.23	8.89%	86.27%	79.99%	3.76%	2.98%	3.65%	13.73%	8.17%
Building Materials	43	1.57	10.87%	60.52%	79.76%	3.76%	9.48%	3.40%	39.48%	7.92%
Cable TV	20	1.40	9.90%	60.20%	40.45%	2.76%	21.23%	2.17%	39.80%	6.82%
Chemical (Basic)	18	1.37	9.73%	80.17%	39.24%	2.76%	21.89%	2.16%	19.83%	8.22%
Chemical (Diversified)	33	1.55	10.75%	85.70%	49.02%	2.76%	19.75%	2.21%	14.30%	9.53%
Chemical (Specialty)	70	1.18	8.50%	82.07%	62.00%	3.26%	15.35%	2.76%	17.03%	7.50%
Coal	20	1.47	10.28%	59.39%	56.54%	3.26%	11.27%	2.89%	40.61%	7.28%
Computer Software	191	0.98	7.42%	93.85%	68.39%	3.76%	12.43%	3.29%	6.15%	7.16%
Computers/Peripherals	81	1.37	9.68%	91.16%	81.83%	4.76%	10.01%	3.83%	8.84%	9.16%
Diversified Co.	113	1.22	8.82%	55.96%	60.46%	3.26%	17.18%	2.70%	44.04%	6.13%
Drug	223	1.08	8.00%	87.11%	80.68%	4.26%	5.14%	4.04%	12.89%	7.19%
E-Commerce	64	1.05	7.86%	93.69%	80.60%	4.26%	10.52%	3.81%	6.31%	7.61%
Educational Services	33	0.91	7.01%	80.17%	83.08%	4.26%	21.72%	3.33%	19.83%	6.28%
Electric Util. (Central)	70	0.57	5.88%	54.05%	17.29%	2.26%	30.12%	1.58%	45.95%	3.47%
Electric Utility (East)	17	0.43	4.24%	59.56%	13.21%	2.26%	33.49%	1.50%	40.44%	3.13%
Electric Utility (West)	15	0.58	5.14%	55.13%	14.19%	2.26%	29.09%	1.60%	44.87%	3.55%

Fuente: Damodaran en [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

## Cuadro No. A6 Premio por riesgo

Year	Annual Returns on Investments In			Compounded Value of \$ 100		
	S&P 500	3-month T.Bill	30-year T. Bond	S&P 500	3-month T.Bill	30-year T. Bond
1928	43.81%	9.08%	0.64%	\$ 143.81	\$ 103.06	\$ 100.94
1929	-8.30%	9.18%	4.20%	\$ 131.89	\$ 105.92	\$ 105.07
1930	-26.12%	4.85%	4.04%	\$ 96.75	\$ 111.18	\$ 109.90
1931	-48.84%	2.31%	-2.96%	\$ 66.48	\$ 118.74	\$ 107.08
1932	-6.64%	1.07%	8.79%	\$ 60.68	\$ 114.86	\$ 116.44
1933	49.98%	0.96%	1.86%	\$ 75.93	\$ 118.06	\$ 118.60
1934	-1.19%	0.32%	7.96%	\$ 76.09	\$ 118.44	\$ 128.06
1935	46.74%	0.19%	4.47%	\$ 110.19	\$ 118.84	\$ 163.76
1936	31.94%	0.17%	5.02%	\$ 146.39	\$ 119.84	\$ 140.48
1937	-33.34%	0.30%	1.39%	\$ 94.00	\$ 117.19	\$ 142.43
1938	29.28%	0.08%	4.21%	\$ 121.53	\$ 117.26	\$ 148.43
1939	-1.10%	0.04%	4.41%	\$ 120.20	\$ 117.88	\$ 164.96
1940	-10.67%	0.08%	5.40%	\$ 107.37	\$ 117.86	\$ 163.90
1941	-12.77%	0.08%	-2.02%	\$ 93.68	\$ 117.46	\$ 160.04
1942	19.17%	0.34%	2.29%	\$ 111.61	\$ 117.85	\$ 163.72
1943	29.06%	0.39%	2.49%	\$ 138.59	\$ 118.30	\$ 167.78
1944	19.03%	0.39%	2.06%	\$ 166.19	\$ 118.76	\$ 172.12
1945	36.62%	0.35%	3.69%	\$ 226.87	\$ 119.20	\$ 178.87
1946	-4.43%	0.39%	3.19%	\$ 206.85	\$ 119.66	\$ 184.26
1947	5.20%	0.57%	0.52%	\$ 217.39	\$ 120.33	\$ 185.88
1948	5.70%	1.02%	1.89%	\$ 228.79	\$ 121.56	\$ 189.56
1949	18.30%	1.10%	4.66%	\$ 271.85	\$ 122.80	\$ 188.42
1950	30.61%	1.17%	0.49%	\$ 355.80	\$ 124.34	\$ 189.27
1951	26.89%	1.48%	-0.30%	\$ 438.80	\$ 126.16	\$ 196.86
1952	16.18%	1.67%	2.27%	\$ 619.82	\$ 128.26	\$ 203.18
1953	-1.21%	1.89%	4.14%	\$ 613.39	\$ 130.72	\$ 211.81
1954	62.66%	0.99%	3.29%	\$ 785.19	\$ 131.86	\$ 216.57
1955	32.80%	1.89%	-1.94%	\$ 1,038.47	\$ 134.17	\$ 216.85
1956	7.44%	2.58%	-2.26%	\$ 1,116.79	\$ 137.60	\$ 210.78
1957	-10.46%	3.23%	8.83%	\$ 886.05	\$ 142.04	\$ 225.11
1958	43.72%	1.79%	-2.10%	\$ 1,495.84	\$ 144.57	\$ 220.39
1959	12.06%	8.26%	-2.86%	\$ 1,606.95	\$ 149.27	\$ 214.66
1960	0.34%	9.05%	11.64%	\$ 1,614.37	\$ 153.82	\$ 289.55
1961	26.64%	2.27%	2.06%	\$ 2,044.40	\$ 157.90	\$ 244.46
1962	-8.81%	2.79%	5.69%	\$ 1,864.26	\$ 161.67	\$ 258.36
1963	22.81%	5.11%	1.89%	\$ 2,286.80	\$ 166.70	\$ 262.74
1964	16.42%	9.91%	3.73%	\$ 2,661.02	\$ 172.94	\$ 272.53
1965	12.42%	9.99%	0.72%	\$ 2,960.97	\$ 178.28	\$ 274.48
1966	-9.97%	4.81%	2.91%	\$ 2,682.74	\$ 187.85	\$ 262.47
1967	23.80%	4.33%	-1.56%	\$ 3,333.69	\$ 195.10	\$ 278.01
1968	10.61%	5.26%	3.27%	\$ 3,694.29	\$ 205.41	\$ 287.11
1969	-8.24%	6.56%	-5.01%	\$ 3,366.77	\$ 218.86	\$ 272.71
1970	9.56%	6.69%	16.79%	\$ 3,610.49	\$ 234.66	\$ 316.41
1971	14.22%	4.54%	9.79%	\$ 4,009.72	\$ 245.32	\$ 349.57
1972	16.76%	9.95%	2.62%	\$ 4,761.76	\$ 255.01	\$ 358.42
1973	-14.31%	6.79%	3.66%	\$ 4,080.44	\$ 272.16	\$ 372.57
1974	-29.54%	7.79%	1.99%	\$ 3,023.54	\$ 283.90	\$ 379.86
1975	37.02%	4.69%	3.61%	\$ 4,142.10	\$ 292.60	\$ 383.56
1976	29.69%	4.97%	15.96%	\$ 5,126.20	\$ 326.96	\$ 456.81
1977	-8.98%	5.19%	1.29%	\$ 4,771.20	\$ 345.08	\$ 462.50
1978	6.51%	6.93%	-0.76%	\$ 5,081.77	\$ 366.87	\$ 468.00
1979	16.82%	9.94%	0.67%	\$ 6,022.89	\$ 403.30	\$ 481.98
1980	31.74%	11.22%	-2.96%	\$ 7,934.26	\$ 448.56	\$ 488.17
1981	-4.70%	14.50%	8.20%	\$ 7,561.16	\$ 512.79	\$ 464.91
1982	20.42%	11.01%	82.81%	\$ 9,106.03	\$ 669.16	\$ 644.04
1983	22.54%	6.45%	3.39%	\$ 11,196.90	\$ 677.26	\$ 664.65
1984	6.13%	9.81%	13.73%	\$ 11,823.81	\$ 676.60	\$ 725.32
1985	31.24%	7.43%	25.71%	\$ 16,516.60	\$ 727.26	\$ 950.29
1986	18.49%	6.04%	24.26%	\$ 18,386.93	\$ 771.15	\$ 1,181.06
1987	6.61%	6.72%	-4.96%	\$ 18,466.08	\$ 815.27	\$ 1,122.47
1988	16.54%	6.45%	8.22%	\$ 22,672.40	\$ 867.86	\$ 1,214.76
1989	31.48%	6.11%	17.69%	\$ 29,806.59	\$ 936.24	\$ 1,428.72
1990	-3.06%	7.55%	6.24%	\$ 28,895.11	\$ 1,009.00	\$ 1,516.87
1991	30.23%	6.61%	16.00%	\$ 37,681.51	\$ 1,086.69	\$ 1,746.77
1992	7.49%	5.41%	8.36%	\$ 40,481.21	\$ 1,101.88	\$ 1,810.90
1993	9.97%	2.99%	14.21%	\$ 44,463.33	\$ 1,134.84	\$ 2,161.77
1994	-1.33%	9.99%	-6.04%	\$ 43,073.14	\$ 1,180.07	\$ 2,036.43
1995	97.20%	5.57%	28.46%	\$ 61,836.19	\$ 1,245.15	\$ 2,477.55
1996	29.82%	5.02%	1.49%	\$ 76,566.48	\$ 1,307.68	\$ 2,512.94
1997	31.86%	5.05%	9.94%	\$ 100,956.71	\$ 1,375.76	\$ 2,782.71
1998	26.34%	4.73%	14.92%	\$ 129,666.35	\$ 1,438.70	\$ 3,174.90
1999	20.69%	4.51%	-8.25%	\$ 156,626.15	\$ 1,505.56	\$ 2,912.86
2000	-8.09%	6.76%	16.66%	\$ 142,462.69	\$ 1,680.28	\$ 3,668.08
2001	-11.86%	5.67%	5.57%	\$ 125,996.83	\$ 1,645.63	\$ 3,667.37
2002	-21.97%	1.69%	13.12%	\$ 96,009.73	\$ 1,675.96	\$ 4,129.66
2003	29.96%	1.05%	0.36%	\$ 126,801.18	\$ 1,695.22	\$ 4,149.15
2004	10.74%	1.23%	-4.49%	\$ 138,916.72	\$ 1,714.00	\$ 4,351.90
2005	4.63%	8.01%	2.67%	\$ 148,000.90	\$ 1,769.69	\$ 4,666.80
2006	15.61%	4.68%	1.98%	\$ 168,883.19	\$ 1,846.16	\$ 4,542.87
2007	5.46%	4.64%	10.21%	\$ 178,114.94	\$ 1,983.96	\$ 5,006.89
2008	-36.56%	1.89%	20.10%	\$ 119,008.97	\$ 1,964.64	\$ 6,019.10
2009	26.94%	0.14%	-11.12%	\$ 142,916.62	\$ 1,967.28	\$ 5,544.65
2010	14.82%	0.19%	9.46%	\$ 165,411.79	\$ 1,989.84	\$ 5,786.86
2011	2.07%	0.09%	16.04%	\$ 166,787.51	\$ 1,970.44	\$ 6,726.52
2012	15.83%	0.05%	2.87%	\$ 188,188.69	\$ 1,971.42	\$ 6,926.41

Arithmetic Average	S&P 500	T.Bills 3M	T.Bonds 30Yr
1928-2012 (84 Años)	11.26%	6.61%	5.38%
1983-2012 (30 Años)	11.10%	5.17%	7.19%
1973-2012 (40 Años)	11.26%	5.30%	8.11%
1953-2012 (60 Años)	12.15%	4.26%	9.66%
1933-2012 (80 Años)	9.89%	2.97%	7.07%
2003-2012 (10 Años)	8.71%	1.65%	5.64%

Risk Premium			
S&P 500 - T.Bills	S&P 500 - T.Bonds	Según IBBOTSOH	Promedio
7.65%	6.89%	6.70%	6.28%
5.93%	3.91%	4.50%	4.20%
5.97%	3.10%	4.20%	3.86%
7.89%	3.46%	5.70%	4.59%
6.91%	2.61%	4.70%	3.76%
7.05%	3.09%	4.60%	3.64%

Geometric Average	S&P 500	T.Bills 3M	T.Bonds 30Yr
1928-2012 (84 Años)	9.31%	5.97%	3.11%
1983-2012 (30 Años)	9.48%	6.17%	8.91%
1973-2012 (40 Años)	10.40%	5.21%	7.76%
1953-2012 (60 Años)	10.94%	4.09%	9.42%
1933-2012 (80 Años)	8.94%	2.99%	6.73%
2003-2012 (10 Años)	4.68%	1.70%	3.57%

Risk Premium	
S&P 500 - T.Bills	S&P 500 - T.Bonds
3.74%	4.20%
4.31%	2.67%
5.19%	2.61%
6.29%	1.92%
5.09%	1.77%
5.19%	0.99%

## ANEXO III

### ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND Y GASTOS A RECONOCER

#### 1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND

##### 1.1. Descripción de los servicios prestados por el CND

Los servicios brindados por el CND pueden resumirse en:

- Servicio de la operación integrada. Planificación de la operación del SIN (despacho económico de la energía) a mediano y corto plazo, la coordinación de los mantenimientos, coordinación de la operación de los intercambios internacionales y la supervisión y control de los equipos conectados en el SIN.
- Servicio de administración comercial del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Cálculo del Costo Marginal del Sistema (CMS). Liquidación de las transacciones de los Participantes en el mercado ocasional, Servicio Auxiliar Especial de Largo Plazo. Establece los compromisos deudor-acreedor, entre los participantes, con relación a las compensaciones diarias de potencia, Servicio Auxiliar de Corto Plazo, la Generación Obligada y el Banco de Gestión y Cobranza.
- Servicio de administración comercial con el Mercado Eléctrico Regional (MER). Coordinación de las transacciones del mercado de contratos y ocasional, liquidación de las transacciones internacionales de Panamá, Pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).
- Servicio de Certificación y Verificación de los medidores del Sistema de Medición Eléctrica Comercial (SMEC) y el Mantenimiento, Operación y Programación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que supervisa las operaciones del SIN.

##### 1.2. Evaluación del grado de cumplimiento de los procesos del CND

De acuerdo lo establecido por las regulaciones nacionales pertinentes, la ASEP (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos) encargó a la firma Mercados Energéticos la realización de una Auditoría de los Servicios de Operación Integrada que presta el Centro Nacional de Despacho.

Esta evaluación fue realizada considerando la implicancia de cada uno de los procesos implementados para el cumplimiento de las funciones asignadas al CND conducentes con su responsabilidad. El Informe Final de la misma fue presentado a la ASEP en diciembre de 2010.<sup>23</sup>

La evaluación y ponderación realizada de las actividades del CND fue realizada mediante:

- **Evaluación de indicadores:** se definen indicadores de la gestión del CND que tengan relación con cada uno de los subprocesos antes indicados. El indicador en general es una

---

<sup>23</sup>Mercados Energéticos Consultores: PROYECTO PS 64057 APOYO A LA GESTIÓN DE LA ASEP. AUDITORÍA DE LOS SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA QUE PRESTA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. INFORME FINAL. Dic 2010

medida del apartamiento de una determinada variable entre el valor real de misma y el valor previsto por el CND de la misma. Ej. Demanda real vs demanda proyectada.

- **Determinación de Atributos:** El atributo es una valorización cualitativa del impacto del proceso en el cumplimiento de los objetivos del CND.
- **Análisis de Coherencia:** se evalúa si existe una relación adecuada en lotes de resultados de un mismo subproceso, o de distintos subprocesos relacionados dentro de un proceso, y si son consistentes con las regulaciones vigentes.

En función de los indicadores evaluados, los atributos y la coherencia, se califica cada uno de los subprocesos auditados de la siguiente manera:

- **Sin observaciones**
- **Con observaciones:** cuando no se cumple alguno de los requisitos especificados para los procesos. En este caso se incluye una calificación relacionada con la magnitud del defecto:
  - ✓ **Defecto crítico:** cuando el defecto puede producir o produce condiciones de riesgo de incumplimiento de los objetivos fundamentales del CND en cuanto al aseguramiento de la calidad de servicio, la seguridad de servicio, la operación a mínimo costo y el desarrollo de un mercado transparente y eficiente.
  - ✓ **Defecto mayor:** cuando el defecto, sin ser crítico, puede tener la probabilidad de ocasionar una afectación importante a alguno de los servicios que debe prestar el CND.
  - ✓ **Defecto menor:** cuando el defecto no produce una afectación significativa en los objetivos del CND, pero puede producir una desviación de los requisitos establecidos, con un pequeño efecto reductor sobre los objetivos o sobre la eficiencia de la gestión.

Se valorizan los subprocesos de acuerdo a la siguiente tabla:

<b>Calificación del proceso</b>	<b>Puntos</b>
Sin observaciones	100%
Defecto menor	80%
Defecto mayor	60%
Defecto crítico	50%

La valorización de cada proceso se calculará, finalmente, como el promedio aritmético de las valorizaciones de todos los subprocesos que lo integran.

En el Cuadro No. 1 se resume la calificación realizada a cada uno de los procesos auditados.



**Cuadro No. 1**  
**Resultados obtenidos en la auditoria de los procesos del CND**

<b>Procesos Evaluados</b>	<b>Subproceso</b>	<b>Valorización</b>	<b>Promedio</b>
Administración de la Información	Base de datos técnica	60%	68%
	Base de Datos Comercial - Operativa	60%	
	Sistemas Asociados	60%	
	Página Web	80%	
	Sistema de Medición Comercial	80%	
Programación de Largo Plazo	Horizonte 5 años	60%	57%
	Horizonte 2 años	60%	
	Proyección de la demanda	60%	
	Programación de Mantenimiento	60%	
	Cálculo del valor del agua	50%	
	Costos variables generación térmica	50%	
Programación semanal-diaria. Redespacho	Despacho hidro	60%	74%
	Programas de simulación de la operación	60%	
	Determinación del costo incremental térmico	60%	
	Margen de reserva	60%	
	Generación forzada	100%	
	Redespacho de generación	80%	
	Estudios eléctricos	100%	
Análisis Post Operativo	Desvíos de la programación	60%	55%
	Determinación del precio de la energía en el Mercado de Ocasión	50%	
Potencia Firme	Cálculo de la Potencia Firme	80%	70%
	Índices de indisponibilidad	60%	
Estructura del CND		60%	60%
Proceso Normativo		60%	60%
<b>PROMEDIO GENERAL</b>			<b>63%</b>

La auditoría mostró que la mayoría de los procesos relevantes para el cumplimiento de los objetivos del CND resultaron observados correspondiéndoles en promedio una valorización del 63%, lo cual indica que el CND debía encarar acciones tendientes a revertir esa situación, especialmente las relacionadas con la rotación de personal.

Para cada uno de los problemas detectados se señalaron las acciones correctivas que se considera conveniente aplicar para la resolución de los mismos.

### **1.3. Gestión de costos**

En la revisión tarifario anterior (2009), como resultado de la comparación con CAMMESA le fueron reconocidos al CND:

- ✓ Una cantidad de eficiente de personal y su relación salarial (60 empleados y un salario medio 47% superior al medio de ETESA)
- ✓ La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial (37% sobre el costo de personal).

Los indicadores de costo eficiente antes señalados se utilizaron para determinar el ingreso eficiente del CND para el periodo 2009-2013.

En el Cuadro No. 2 se presentan los costos aprobados del CND para el periodo 2009-2013, a precios de diciembre de 2007<sup>24</sup>. Los valores mostrados son valores medios anuales para cada año del periodo (Año promedio).

**Cuadro No. 2**  
**Remuneración asignada al CND para el periodo 2009-2013**  
**[Balboas de 2007]**

<b>Rubro de gastos</b>	<b>Monto [B/.]</b>
Salario mensual medio	2,573
Total personal	60
Costo anual de personal	1,852,918
Otros gastos	685,580
<b>Gastos CND</b>	<b>2,538,498</b>
Alquileres	159,153
<b>TOTAL</b>	<b>2,697,651</b>

A los efectos de evaluar la gestión del CND se comparan los costos de la tabla anterior con los costos incurridos por el CND, obtenidos del Anexo ER-03 del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas (Los valores totales difieren respecto a los indicados en los Estados Financieros auditados).

En el Cuadro No. 3 se muestran los costos incurridos para los años 2009, 2010 y 2011.

**Cuadro No. 3**  
**Gastos anuales del CND para el periodo 2009-2012**  
**[Balboas]**

<b>Rubro de gastos</b>	<b>Monto por año [B/.]</b>			
	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Operación	856,246	859,098	913,308	
Mantenimiento	438,013	473,157	540,126	
Administración	1,449,774	1,361,277	1,686,648	
<b>TOTAL</b>	<b>2,744,033</b>	<b>2,693,532</b>	<b>3,140,082</b>	<b>2,822,130</b>

Para obtener una comparación homogénea se expresan los costos incurridos del cuadro anterior a valores de 2007 para lo cual se ajustan los valores monetarios con la fórmula indicada en la Sección IX.3.2 del Reglamento de Transmisión. El coeficiente de ajuste resulta ser:

$$I_{aj} = [(0.33 + 0,67(IPC_i / IPC_o))]$$

Donde:

- *IPC<sub>o</sub>*: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República. Se asumirá promedio anual 2007.
- *IPC<sub>i</sub>*: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República. Se asumirá promedios anuales del 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente.

Los valores de los índices resultan ser:

<sup>24</sup>Informe Fase II Capítulo 3 B Análisis y propuesta de Empresa Comparadora para ETESA CND – VERSIÓN FINAL - Mercados Energéticos Consultores. Octubre 2008.

$IPC_{2007} = 110.4$   
 $IPC_{2009} = 122.9$   
 $IPC_{2010} = 127.2$   
 $IPC_{2011} = 134.7$   
 $IPC_{2012} = 142.4$

En base a ello los valores referenciados al año 2007 son los que se muestran en el Cuadro No. 4.

**Cuadro No. 4**  
**CND- Gastos anuales asignados y reales para el periodo 2009-2013 a valores de 2007**  
**[Balboas de 2007]**

Rubro de gastos	Gastos asignados [B/.]	Gastos reales anuales [B/. de 2007]			
		2009	2010	2011	2012
<b>TOTAL</b>	2,697,651	2,550,548	2,444,310	2,736,526	2,363,197

Se observa que el CND tuvo durante el periodo 2009-2012 un nivel de gastos, promedio del periodo, inferior en un 6.45 % al consignado como meta tarifaria. Este comportamiento se mantiene con lo observado en el estudio tarifario del periodo anterior donde la diferencia, en menos, fue del 9.2%.

Si el análisis se limita sólo a salarios, el resultado es el que se muestra en el Cuadro No. 5.

**Cuadro No. 5**  
**Comparación de gastos en personal asignados y reales para el CND para el periodo 2009-2013**  
**[Balboas]**

Rubro de gastos	Gastos de personal asignados [B/.]	Gastos de personal reales anuales [B/. corrientes]			
		2009	2010	2011	2012
<b>TOTAL</b>	1,852,918	1,909,923	1,822,815	2,027,727	1,886,665

Rubro de gastos	Gastos de Personal asignados [B/.]	Gastos de personal reales anuales [B/. de 2007]			
		2009	2010	2011	2012
<b>TOTAL</b>	1,852,918	1,775,252	1,654,157	1,767,129	1,579,857

En el caso de los gastos de personal, medidos a valores de 2007, los valores realmente pagados en el periodo son inferiores, en promedio, en un 8.57% respecto de los asignados.

Por otro lado, si bien en el estudio tarifario anterior se le reconoció una planta de personal de 60 empleados, los valores promedio anuales reales han sido de 56 empleados en el año 2012, 57 empleados en el año 2010 y de 58 empleados en los años 2009 y 2011, siendo el faltante de personal más acentuado en el segundo semestre del año 2012.

Aún ajustando los costos incurridos en gastos salariales al total de 60 empleados, los gastos reales, a valores de 2007, resultan inferiores a los asignados. En efecto, en promedio, se ha tenido un 4.58% menos de empleados y un 8.57% menos de gastos salariales. Es decir que a el CND no ha utilizado ni siquiera los fondos asignados para gastos salariales para retener al personal.

En lo que respecta a la evolución de los gastos totales del CND y su relación con gastos en personal, en el Cuadro No. 6 se aprecia la evolución en el periodo 2007 – 2011 a partir de los Balances de ETESA.

**Cuadro No. 6**  
**CND - Costos y gastos de Operación, Generales y de Administración- periodo 2007-2011**  
**[Balboas]**

Rubro de gastos	Valores anuales					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Salarios [B/.]	867,707	965,682	995,133	1,016,980	1,194,683	1,065,005
Gastos de Personal [B/.]	1,565,371	1,735,266	1,909,923	1,822,815	2,027,727	1,886,665
<b>% Salarios/gastos personal</b>	<b>55.43</b>	<b>55.65</b>	<b>52.10</b>	<b>55.79</b>	<b>58.92</b>	<b>56.45</b>
Otros gastos [B/.]	972,150	827,078	864,282	934,058	1,158,191	935,465
Total Costos y Gastos [B/.]	2,537,521	2,562,344	2,774,205	2,756,873	3,185,828	2,822,130
<b>% Otros gastos/gastos personal</b>	<b>62.10</b>	<b>47.66</b>	<b>45.25</b>	<b>51.24</b>	<b>57.11</b>	<b>49.58</b>

Se observa que en todos los años el porcentaje de Otros Gastos respecto al Costo de Personal excede largamente el porcentaje del 37% fijado como referencia eficiente. En promedio para todo el periodo 2007-2012 el porcentaje se ubica en el 51.99% (50.80% para el periodo 2009-2012).

Por su parte, en promedio para el periodo 2007-2012, los gastos salariales representan un 55.77% de los gastos totales de personal (55.82% para el periodo 2009 – 2012).

En el Cuadro No. 7 se muestra los valores unitarios mensuales de salarios y gastos de personal.

**Cuadro No. 7**  
**CND - Salarios y gastos de personal unitarios- periodo 2007-2011**

Rubro de gastos	Valores anuales					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Salarios [B/.]	867,707	965,682	995,133	1,016,980	1,194,683	1,065,005
Gastos de Personal [B/.]	1,565,371	1,735,266	1,909,923	1,822,815	2,027,727	1,886,665
Cantidad de personal promedio	<b>51(*)</b>	<b>55(*)</b>	58	57	58	56
Salario unitario [B./mes]	<b>1,417.8</b>	<b>1,463.2</b>	<b>1,429.8</b>	<b>1,486.8</b>	<b>1,716.5</b>	<b>1,584.8</b>
Gastos de personal unitario [B./mes]	<b>2,557.8</b>	<b>2,629.2</b>	<b>2,744.1</b>	<b>2,664.9</b>	<b>2,913.4</b>	<b>2,807.5</b>

**NOTA: (\*)** Valores estimados por falta de información de ETESA.

A modo de comparación, en el Cuadro No. 8 se muestran los valores de salarios y gastos de personal, tanto totales como unitarios, para ETESA Total (incluido CND e Hidrometeorología.), ETESA transmisión y conexión, e Hidrometeorología. La cantidad de personal en algunos años, tal como se indica, ha sido estimada por falta de información.

**Cuadro No. 8**  
**Salarios y gastos de personal, totales y unitarios- periodo 2007-2011**

<b>ETESA TOTAL</b>						
<b>Rubro de gastos</b>	<b>Valores anuales</b>					
	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Salarios [B/.]	4,696,231	5,073,637	5,778,966	6,426,897	6,390,985	6,500,288
Gastos de Personal [B/.]	8,395,807	9,228,167	10,064,087	10,674,252	10,674,421	11,059,488
Cantidad de personal promedio	395	416	416 (*)	410 (*)	407 (*)	399
Salario unitario [B./mes]	990.8	1,016.4	1,157.6	1,306.3	1,308.6	1,357.6
Gastos de personal unitario [B./mes]	1,771.3	1,848.6	2,016.0	2,169.6	2,185.6	2,309.8

<b>ETESA TRANSMISION Y CONEXIÓN</b>						
<b>Rubro de gastos</b>	<b>Valores anuales</b>					
	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Salarios [B/.]	3,246,152	3,505,581	4,126,301	4,790,967	4,547,028	4,710,062
Gastos de Personal [B/.]	5,858,702	6,487,511	7,000,152	7,832,251	7,601,090	8,090,546
Cantidad de personal promedio	302	313	308 (*)	304 (*)	300 (*)	296
Salario unitario [B./mes]	895.7	933.3	1,116.4	1,313.3	1,263.1	1,326.0
Gastos de personal unitario [B./mes]	1,616.6	1,727.2	1,894.0	2,147.0	2,111.4	2,277.7

<b>HIDROMETEOROLOGIA</b>						
<b>Rubro de gastos</b>	<b>Valores anuales</b>					
	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Salarios [B/.]	582,372	602,374	657,532	618,950	649,274	674,991
Gastos de Personal [B/.]	971,734	1,005,390	1,154,012	1,019,186	1,045,604	1,025,849
Cantidad de personal promedio	42	48	47	47	47	47
Salario unitario [B./mes]	1,155.5	1,045.8	1,165.8	1,097.4	1,151.2	1,196.8
Gastos de personal unitario [B./mes]	1,928.0	1,745.5	2,046.1	1,807.1	1,853.9	1,818.9

**NOTA: (\*)** Valores estimados por falta de información de ETESA.

De los cuadros se observa, sobre la base de los valores del año 2012, que el gasto unitario medio de personal del CND excede al de ETESA Transmisión en un 23.3% mientras que el valor medio para Hidrometeorología es sólo del 79.9% respecto del de ETESA Transmisión.

En el Cuadro No. 9 se observan las cantidades de personal y salarios medios para ETESA (Transmisión, conexión, administración), CND e Hidrometeorología vigentes al 29 de Enero de 2013 según información proporcionada por ETESA.

**Cuadro N. 9**  
**Cantidad de personal y salarios medios al 29 de Enero de 2013**

Unidad	Cantidad de empleados	Salario promedio [B./mes]	Gasto de personal promedio [B./mes] (*)
ETESA (Transmisión, conexión, administración)	296	1,491	2,560.7
CND	56	1,845	3,268.4
Hidrometeorología	47	1,187	1,804.6

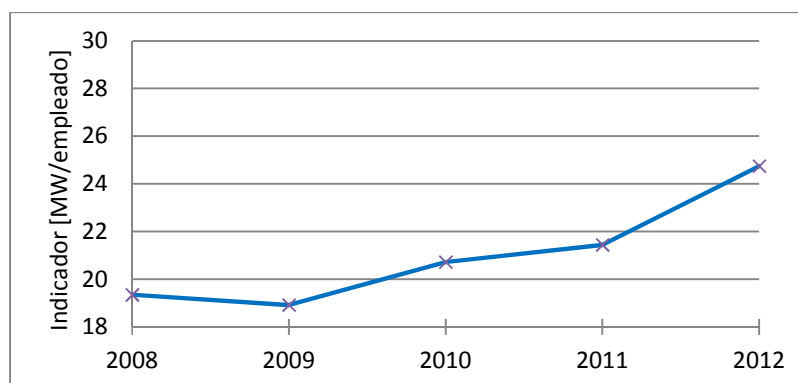
Nota: (\*) Calculados en función a la relación entre gastos de personal y salarios de 2012 del Cuadro No. 8

Finalmente en el Cuadro No. 10 y Gráfico No. 1 se presenta el indicador MW/empleador para el CND, utilizado como una medida del nivel de eficiencia de la gestión del operador. Se observa que el indicador, si bien se ha incrementado en los últimos años, no alcanza los 25 MW/empleador en el 2012, valor bastante inferior, como se verá luego, al de operadores de referencia (Perú, Colombia, Chile).

**Cuadro No. 10**  
**Indicador de eficiencia para el CND**

Parámetro	Año				
	2008	2009	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados	55	61	59	60	56
Potencia máxima [MW]	1,064	1,154	1,222	1,287	1,386
Indicador (MW/empleador)	19.35	18.92	20.72	21.44	24.75

**Gráfico No. 1**  
**Variación del Indicador de eficiencia para el CND 2009-2012**



#### **1.4. Conclusiones del análisis de la gestión del CND**

El análisis de la gestión del CND permite obtener las siguientes conclusiones:

- El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoría realizado en el año 2010, muestra índices que reflejan, en promedio, serias deficiencias en cuanto a la satisfacción de sus objetivos.
- La cantidad de personal del CND no llegó, en ningún año del periodo, a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en la revisión tarifaria anterior. Tampoco llegaron los gastos de personal medios unitarios a los niveles previstos cuando se los mide respecto a los valores medios de ETESA. El porcentaje previsto por sobre el salario medio de ETESA del 47% sólo llegó en el año 2012 al 23.3%.
- Se observa que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo Salarial se encuentra en el orden del 51%, valor bastante superior al 37% fijado como meta eficiente.
- En resumen al CND no se le asignan los recursos suficientes y, tal vez en parte consecuencia de ello, no cumple satisfactoriamente sus objetivos ni está en condiciones de incrementar, y retener, personal con la debida capacitación.

## **2. ANALISIS Y SELECCIÓN DE COMPARADORAS**

Se ha mencionado que el objetivo de este informe es verificar si, para el nuevo periodo tarifario, la empresa comparadora para el CND continuará siendo la misma que en las revisiones tarifarias anteriores (CAMMESA) o si existen elementos de juicio valederos que ameriten su reemplazo.

Para tomar una decisión al respecto se analizará la conformación, funciones y gestión de distintos organismos funcionales similares al CND en la región.

### **2.1. El caso de CAMMESA**

Como se ha mencionado en los estudios tarifarios anteriores se ha utilizado la gestión de CAMMESA como comparadora eficiente para definir *Comparadores* que permitan estimar costos para el CND.

En esta oportunidad ha resultado imposible conseguir información pública de CAMMESA respecto, fundamentalmente, a los aspectos que son de interés para este estudio: cantidad de personal y su asignación, costos, Memorias y Balances, etc. para los años 2012 y 2011. En función de ello CAMMESA ha resultado descartada como posible comparadora para esta revisión tarifaria.

### **2.2. El caso de XM (Colombia)**

XM Compañía de Expertos en Mercados SA E.S.P. (XM) es una empresa de servicios públicos mixta constituida como sociedad anónima el 01 de setiembre de 2005.

El Objeto Social de XM consiste en prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional colombiano, en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación (CON) y la normatividad vigente que le sea aplicada en Colombia.

Adicionalmente XM tiene dentro de su objeto social el desarrollo, tanto a nivel nacional como internacional, de las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas.

Si bien actualmente XM aplica su experiencia en los sectores de electricidad, financiero y tránsito y transporte, su actividad y negocio principal está centrado en el negocio eléctrico y se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.

En lo que respecta a la operación del sistema las principales funciones se centran en el planeamiento, a corto, mediano y largo plazo, de los recursos de generación y transmisión de Colombia (más de 13,500 MW de potencia instalada y más de 24,000 km de líneas).



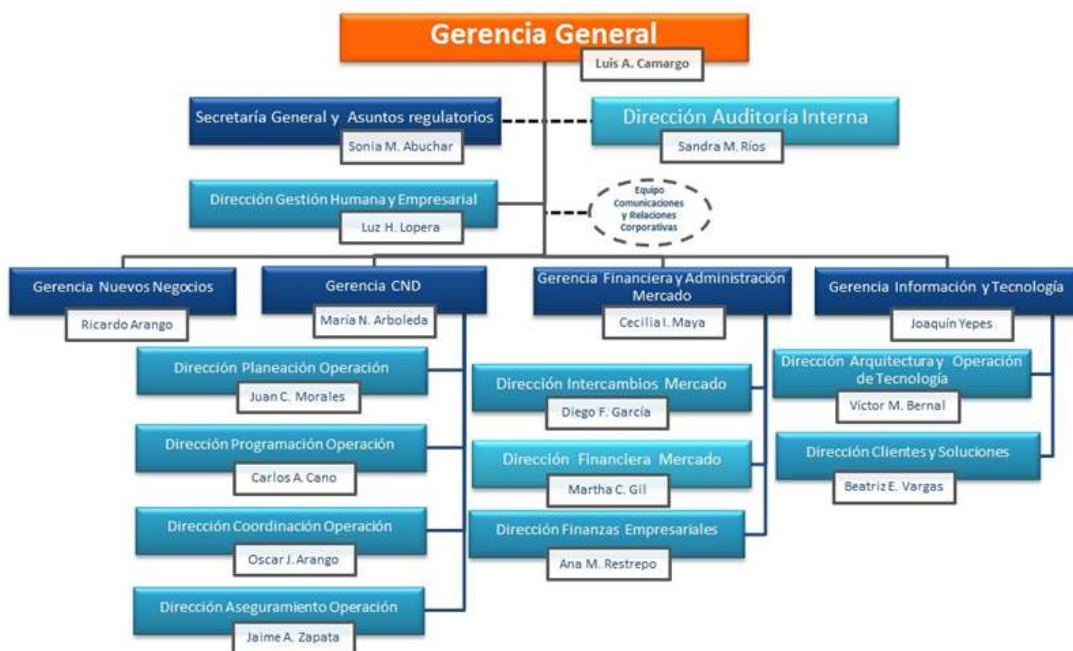
En cuanto a sus actividades de administración, XM administra el Mercado de Energía Mayorista de Colombia –MEM-, atendiendo las transacciones comerciales de aproximadamente 150 agentes, prestando los servicios de:

- Gestión de los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante para cada punto de frontera.
- Liquidación y facturación de los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la bolsa de energía.
- Recaudación del dinero producto de las transacciones en Bolsa, y las Transacciones internacionales de Electricidad. Así como, el recaudo de los servicios por transmisión nacional y regional para entregarlos a los agentes transmisores y distribuidores por el uso de sus redes.

De lo anterior se desprende que las principales funciones de operación y de administración del mercado de XM son similares a aquellas del CND.

El Gráfico No. 3 muestra el organigrama de la empresa.

**Gráfico No. 2**  
**XM S.A. - Organigrama**



### 2.2.1. Análisis de la gestión de XM

En revisiones tarifarias anteriores, a los efectos del análisis de eficiencia de la comparadora, se utilizó el indicador Potencia máxima/ cantidad de empleados. El citado indicador, aplicado al caso

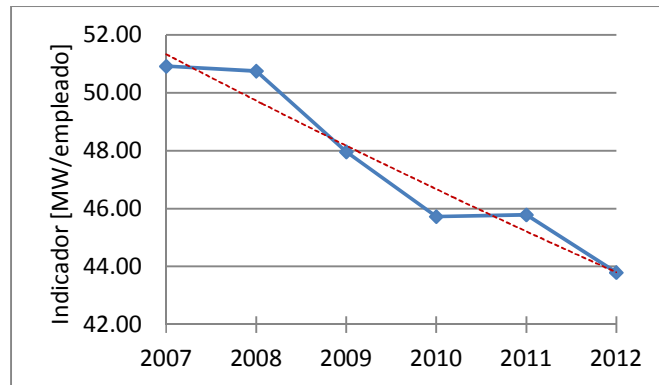
de XM arroja los resultados que muestran el Cuadro No. 11 y Gráfico No. 3, considerando sólo el personal aplicado a los negocios regulados.

**Cuadro No. 11**  
**Indicador de eficiencia para XM**

Parámetro	Año					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados	167	180	192	199	203	217
Potencia máxima [MW]	8,503	9,110	9,209	9,100	9,295	9,504
Indicador (MW/empleadao)	50.92	50.75	47.96	45.73	45.79	43.80

NOTA: El número de empleados del 2008 fue estimado

**Gráfico N° 3**  
**Variación del Indicador de eficiencia para XM 2007-2012**



Si bien se observa una persistente caída en el valor del indicador, esto puede tener varias explicaciones:

- Un incremento en las actividades desarrolladas, específicamente estudios y desarrollos, lo cual ha implicado un crecimiento de la planta de personal,
- Una transferencia de personal, y costos y gastos, de actividades no reguladas a reguladas.

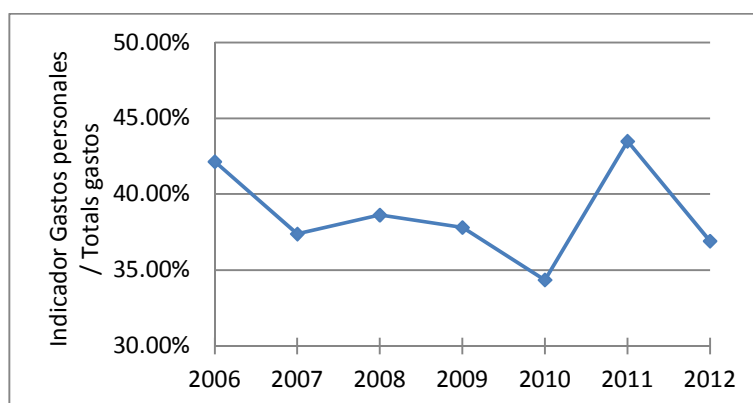
A priori parece que la consecuencia es una combinación de ambos efectos, con preponderancia del segundo.

En el Cuadro No. 12 y Gráfico No. 4 se muestran, para el periodo 2007-2012, los costos y gastos en servicios personales y totales, así como sus relaciones. Se observa que hay una persistente caída de la participación de los gastos en personal respecto del total de gastos entre 2006 y 2010, recuperándose algo en el 2011 para volver a caer en el 2012.

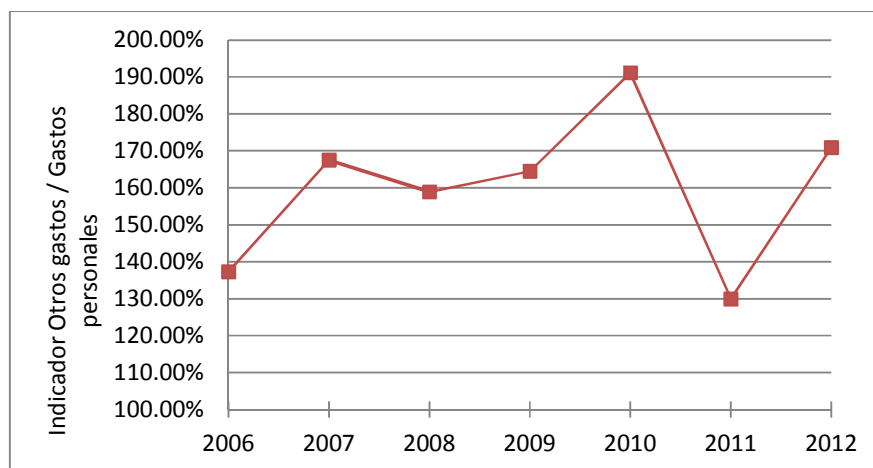
**Cuadro No. 12**  
**Relación de costos para XM. Sólo actividades reguladas**

Parámetro	Año						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
(1) Total Servicios Personales [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	20,327	21,491	24,352	25,942	27,134	30,771	30,585
(2) Total Gastos y Costos [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	48,234	57,494	63,050	68,616	78,997	70,758	82,858
Relación: (1) / (2)	42.14%	37.38%	38.62%	37.81%	34.35%	43.49%	36.91%
Relación: [(2) - (1)] / (1)	137.29%	167.53%	158.91%	164.50%	191.14%	129.95%	170.91%

**Gráfico No. 4**  
**Participación de los gastos en personal respecto del total de gastos**  
**Sólo actividades reguladas. Periodo 2006-2012**



**Gráfico No. 5**  
**Participación del resto de gastos respecto a los gastos en personal**  
**Sólo actividades reguladas. Periodo 2006-2012**



En el Cuadro No. 12 y Gráfico No. 5 se muestra también la relación entre el total de otros gastos respecto a los gastos en servicios personales. Se observa que los valores para el periodo oscilan entre el 130% y el 191%. El valor correspondiente al año 2007, 167.53%, dista mucho del informado en el estudio tarifario 2009 del 38.6%.

Respecto de la calidad del servicio, en el Cuadro No. 13 se muestran los indicadores de calidad definidos en la Resolución CREG 081 de 2007, teniendo en cuenta la vigencia del esquema de

remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC establecidos en la Resolución CREG 048 de 2008. Se observa que durante los dos primeros meses del año 2013 se ha superado los valores establecidos como meta en todos los casos.

**Cuadro No. 13**  
**Indicadores de calidad para XM. 2013**

Indicador	Reporte	Meta	ene-13	feb-13		
1	Calidad de los enlaces de comunicación del CND con los CRC	Mensual	≥ 97%	99,98%	99,89%	
2	Nivel de tensión por fuera de rango sin atentados	Trimestral	≤ 36 al año	1	2	acumulado año
3	Oportunidad en la entrega del despacho diario	Mensual	≤ 12 al año	0	0	acumulado año
4	Registro oportuno de agentes, fronteras comerciales y contratos	Mensual	0 días de atraso	0	0	
5	Oportunidad en la entrega de la liquidación del SIC	Mensual	0 atrasos	0	0	
6	Nivel de recaudo del SIC	Mensual	99%	100%	100%	
7	Días de atraso en la publicación de los cargos estimados del LAC (STN-STR)	Mensual	0 días de atraso	0	0	
8	Nivel de recaudo del STN y STR	Mensual	99%	100%	100%	
9	Implementación oportuna de proyectos regulatorios	Trimestral	100% de los cronogramas	100%	100%	
10	Requerimientos de información	Trimestral	100%	100%	100%	

En el cuadro No. 14 y Gráfico No. 6 se aprecian las relaciones de remuneraciones entre el transportista (ISA) y el operador (XM).

De análisis de los datos y gráfico se observa que la relación de salarios promedio del personal de XM respecto a la de ISA ha perdido peso relativo. En efecto, en el 2006 el salario promedio de XM era un 4% superior al de ISA mientras que en el 2012 fue sólo del 80.4%, es decir casi un 20% menor.

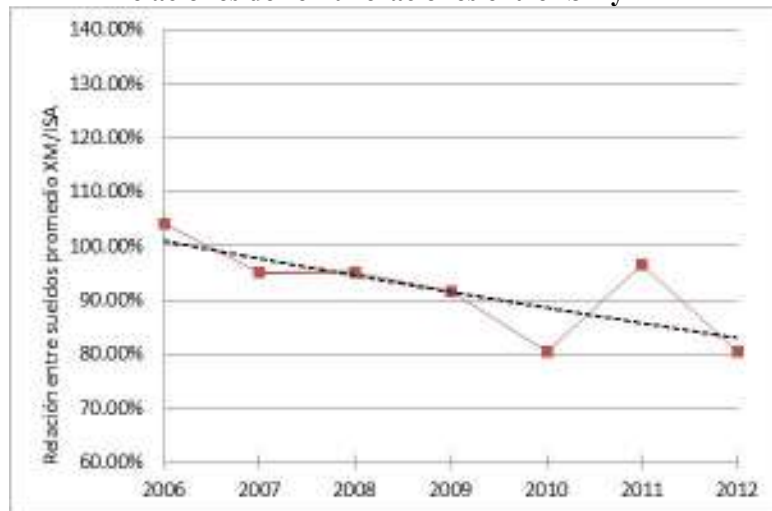
Esto puede reconocer distintas explicaciones, pero la más probable es que en los salarios de ISA tengan una fuerte incidencia los del plantel gerencial y directivo, al ser ISA la matriz de un grupo importantes de empresas, de la cual XM es una filial.

**Cuadro No. 14**  
**Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM**

Parámetro	Año						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados ISA	692	679	678	677	672	710	732
Gastos de personal ISA [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	87,234	91,986	98,000	100,014	113,902	111,642	128,381
Costo anual promedio por empleado ISA [Colx10 <sup>6</sup> /año]	126.061	135.473	144.543	147.731	169.497	157.242	175.384
Cantidad total de empleados XM	155	167	180	192	199	203	217
Gastos de personal XM [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	20,327	21,491	24,352	25,942	27,134	30,771	30,585
Costo anual promedio por empleado XM [Colx10 <sup>6</sup> /año]	131.142	128.689	135.289	135.115	136.352	151.581	140.945
Relación gastos personal promedio XM/gastos de personal promedio ISA [%]	104.03%	94.99%	93.60%	91.46%	80.44%	96.40%	80.36%

NOTA: Los valores correspondientes a 2008 de ISA son estimados

**Gráfico No. 6**  
**Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM**



Dado que en la revisión tarifaria anterior en definitiva se relaciona todo al nivel salarial de ETESA, puesto que se acepta que el nivel salarial promedio del CND es superior al promedio de ETESA en un 47% y a su vez que los gastos, excepto gastos en personal, del CND son el 37% de los gastos de personal, parece razonable establecer directamente la relación final con el salario promedio de ETESA. Así resulta que considerando como referencia la cantidad de personal del CND y el salario promedio de ETESA, el total de gastos, incluidos gastos de personal, para el CND es del 201.4% del monto de referencia (total = 1.37% x 1,47%).

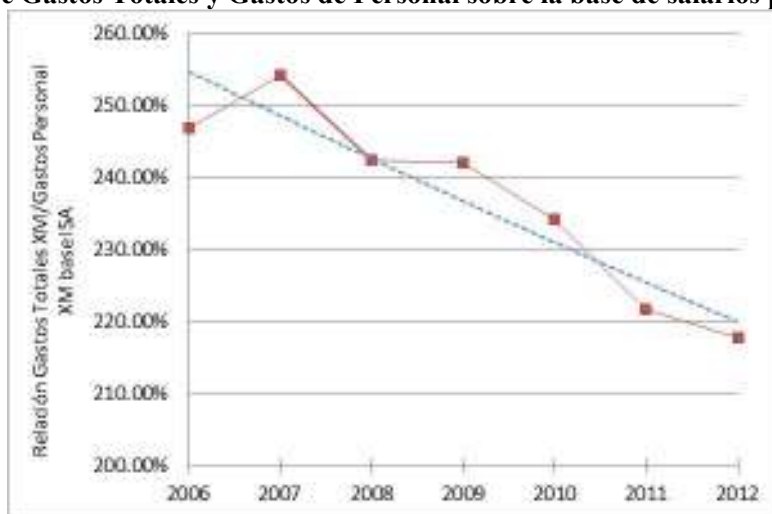
En el Cuadro No. 15 y Gráfico No. 7 se muestra esa misma relación para XM e ISA.

**Cuadro No. 15**  
**XM**  
**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de ISA**

Parámetro	Año						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
(1) Total Servicios Personales XM con costos ISA [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	19,539	22,624	26,018	28,364	33,730	31,920	38,058
(2) Total Gastos y Costos XM [\$ Col x 10 <sup>6</sup> ]	48,234	57,494	63,050	68,616	78,997	70,758	82,858
Relación: (2) / (1)	246.85%	254.13%	242.34%	241.91%	234.20%	221.67%	217.71%

**Gráfico No. 7**  
**XM**

**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de ISA**



Se observa que el indicador se ha reducido sostenidamente en el periodo 2007-2012 ubicándose en el 217.7% en el año 2012, valor no muy lejano del 201,4% aplicado en la revisión tarifaria anterior.

### **2.3. El caso del COES (Perú)**

#### **2.3.1. Breve historia**

En 1992 se produce la reestructuración del sector eléctrico con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la cual entre otras reformas importantes (separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, creación de un mercado libre y un mercado regulado, régimen de concesiones, etc.) dispone la creación de un organismo técnico sin fines de lucro denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) donde existan sistemas interconectados, fijando como misión de este organismo técnico la de coordinar la operación de las centrales de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión eléctrica al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

El primer COES, se funda el 17 de agosto de 1993 para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), reuniendo a las empresas de generación y transmisión que en ese entonces estaban integradas a dicho sistema, teniendo el nombre de COES-SICN. Habiendo adoptado inicialmente la forma de asociación civil sin fines de lucro, fue redefinida posteriormente como persona jurídica de derecho público interno, al obedecer su creación al mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas y regirse por el Reglamento de dicha Ley, el que fuera aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM,

iniciando sus operaciones como tal el 1 de enero de 1995. Paralelamente, en el Sistema Interconectado Sur (SIS) se constituyó el COES-SUR el 9 de octubre de 1995.

En octubre de 2000, al producirse la interconexión del SICN con el SIS debido a la entrada en operación de la Línea de Transmisión Mantaro Socabaya, el COES-SICN incorporó a las empresas integrantes del COES-SUR, así como a las empresas de transmisión Consorcio Transmataro S.A. y Red Eléctrica del Sur S.A. En cumplimiento del Artículo 2° del Decreto Supremo N° 011-2001-EM, que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el COES-SICN modifica su Estatuto y cambia su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SINAC, quedando constituido como el COES del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Posteriormente, el 5 de setiembre de 2002, se incorporó al COES-SINAC la empresa Red de Energía del Perú S. A. - REP, al asumir las concesiones que correspondían a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S. A. - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S, A. ETESUR, como consecuencia de la suscripción con el Estado Peruano del respectivo Contrato de Concesión de Sistemas de Transmisión Eléctrica. Asimismo, el 22 de setiembre de 2002, se incorporó la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S. A. ISA.

### **2.3.2. Organización actual y funciones.**

En el año 2006 la Ley N° 28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, introdujo cambios importantes en la organización del COES. Se estableció la incorporación como Integrantes de la Asamblea a las empresas distribuidoras de electricidad y a los usuarios libres conectados al SEIN. Asimismo se dispuso una nueva conformación del Directorio, y la creación de la Dirección Ejecutiva como principal órgano de gerencia y administración del COES.

La Asamblea está conformada por los Integrantes Registrados, agrupados en 4 subcomités: de Generadores, de Distribuidores, de Transmisores y de Usuarios Libres; mientras que el Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales 4 son elegidos por cada subcomité y el Presidente lo elige la Asamblea. Estos cambios se concretaron en el año 2008, tras la publicación del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), procediéndose a la adecuación del COES a su nueva organización, con la aprobación de modificaciones a su Estatuto y la elección del nuevo Directorio.

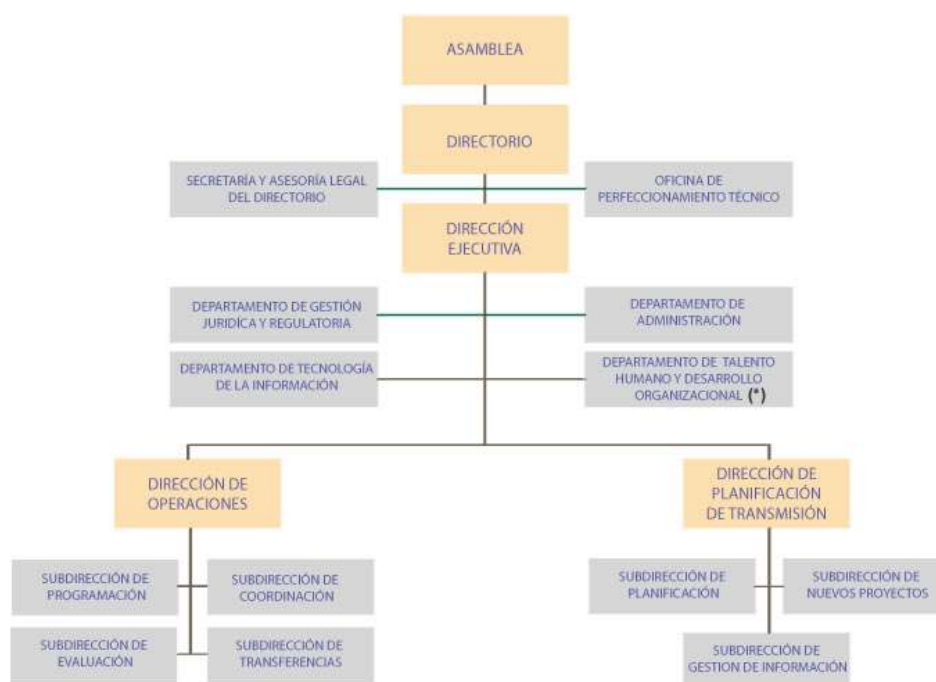
Al 31 de diciembre de 2012 conformaban el COES 38 Generadores, 8 Transmisores, 10 Distribuidores y 38 Usuarios Libres.

El COES es un organismo técnico cuya finalidad es la de operar el sistema, administrar el mercado de corto plazo y planificar el desarrollo de la transmisión. El COES ejerce las siguientes funciones de interés público:

- Elaboración del Plan de Transmisión.
- Elaboración de los Procedimientos Técnicos.
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información.
- Asegurar las condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo.
- Procurar las mejoras tecnológicas requeridas para lograr eficiencia.

El COES está constituido por una Asamblea, un Directorio y la Dirección Ejecutiva, los cuales cumplen diferentes roles en la organización del mismo. En el Gráfico No. 8 se aprecia el organigrama del mismo.

**Gráfico No. 8**  
**COES-SINAC - Organigrama**



(\*) Funcionamiento suspendido hasta el 2012 por Acuerdo de Directorio de la Sesión 376

### 2.3.3. *Análisis de la gestión del COES*

En revisiones tarifarias anteriores, a los efectos del análisis de eficiencia de la comparadora, se utilizó el indicador Potencia máxima/ cantidad de empleados. El citado indicador, aplicado al caso del COES arroja los resultados que muestran el Cuadro No. 16 y Gráfico No. 9, considerando sólo el personal aplicado a los negocios regulados.

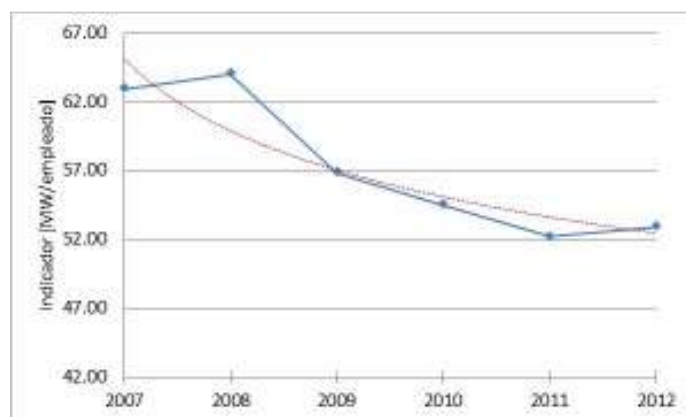


**Cuadro No. 16**  
**Indicador de eficiencia para el COES**

Parámetro	Año					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados	63	64	76	84	95	100
Potencia máxima [MW]	3,966	4,100	4,322	4,579	4,961	5,291
Indicador (MW/empleado)	62.95	64.06	56.87	54.51	52.22	52.91

NOTA: Cantidad de empleados del COES 2012 es un valor supuesto.

**Gráfico No. 9**  
**Variación del Indicador de eficiencia para el COES**



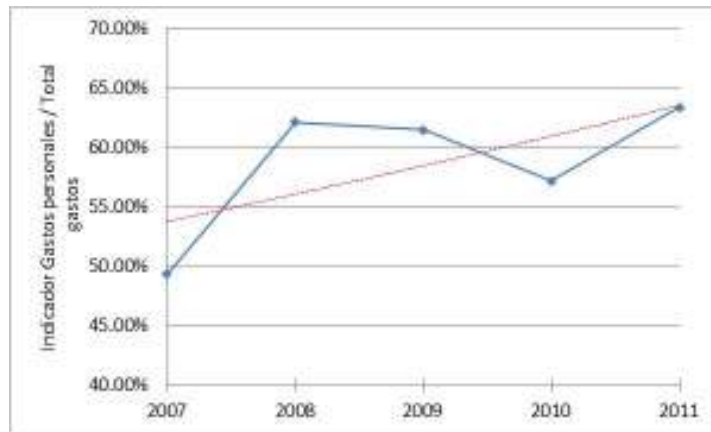
Se observa una persistente caída en el valor del indicador al inicio del periodo y un mantenimiento alrededor del 53% en los últimos años.

En el Cuadro No. 17 y Gráfico No. 10 se muestran, para el periodo 2007-2011, los costos y gastos en servicios personales y totales, así como sus relaciones. Se observa que la relación es oscilante entre un 49.3% y un 63.33%.

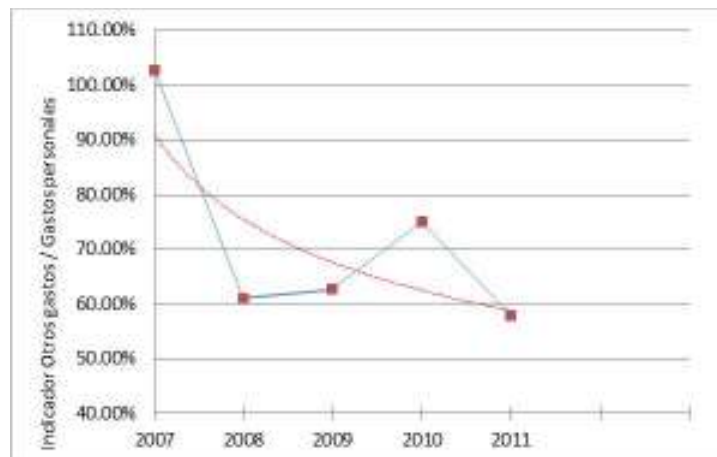
**Cuadro No. 17**  
**Relación de costos para el COES. Sólo actividades reguladas**

Parámetro	Año				
	2007	2008	2009	2010	2011
(1) Total Servicios Personales [NS]	7,784,001	10,001,520	14,251,428	16,229,131	18,045,338
(2) Total Gastos y Costos [NS]	15,789,450	16,105,556	23,193,271	28,408,198	28,496,160
Relación: (1) / (2)	49.30%	62.10%	61.45%	57.13%	63.33%
Relación: [(2) - (1)] / (1)	102.84%	61.03%	62.74%	75.04%	57.91%

**Gráfico No. 10**  
**Participación de los gastos en personal respecto del total de gastos**  
**Sólo actividades reguladas. COES- Periodo 2007-2011**



**Gráfico No. 11**  
**Participación del resto de gastos respecto a los gastos en personal**  
**Sólo actividades reguladas. COES - Periodo 2007-2011**



En el Cuadro No. 17 y Gráfico No. 11 se muestra también la relación entre el total de otros gastos respecto a los gastos en servicios personales. Se observa que partiendo de un valor ligeramente inferior al 103% en el 2007, luego se reduce significativamente situándose en alrededor del 58% en el 2011.

En el Cuadro No. 18 y Gráfico No. 12 se aprecian las relaciones de remuneraciones entre el transportista (REP) y el operador (COES).

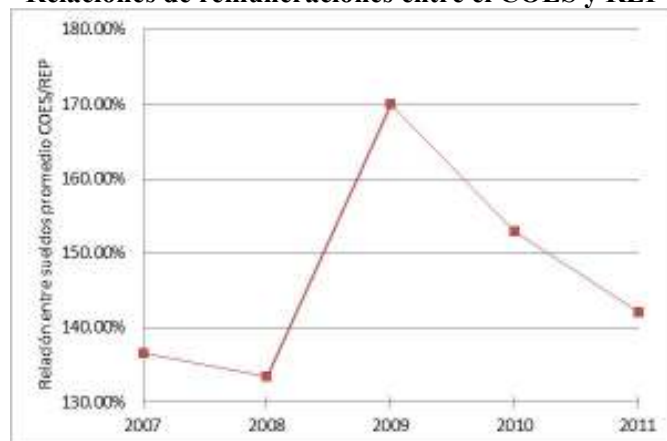
De análisis de los datos y gráfico se observa que la relación de salarios promedio del personal del COES respecto a la de REP se ha mantenido entre el 133.45% y el 142.07%, excepto un pico próximo al 170% en el año 2009.

**Cuadro No. 18**  
**Relaciones de remuneraciones entre el COES y REP**

Parámetro	Año					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados de REP	333	338	348	364	357	371
Gastos de personal REP [NS]	30,109,758	39,580,075	38,390,694	45,963,957	47,731,218	53,652,362
Costo anual promedio por empleado REP [NS/año]	90,420	117,101	110,318	126,275	133,701	144,616
Cantidad total de empleados del COES	63	64	76	84	95	100
Gastos de personal del COES [NS]	7,784,001	10,001,520	14,251,428	16,229,131	18,045,338	20,000,000
Costo anual promedio por empleado COES [NS/año]	123,556	156,274	187,519	193,204	189,951	200,000
Relación gastos personal promedio COES/gastos de personal promedio REP [%]	<b>136.65%</b>	<b>133.45%</b>	<b>169.98%</b>	<b>153.00%</b>	<b>142.07%</b>	<b>138.30%</b>

NOTA: Cantidad de empleados y Gastos de Personal del COES 2012 son valores supuestos.

**Gráfico No. 12**  
**Relaciones de remuneraciones entre el COES y REP**



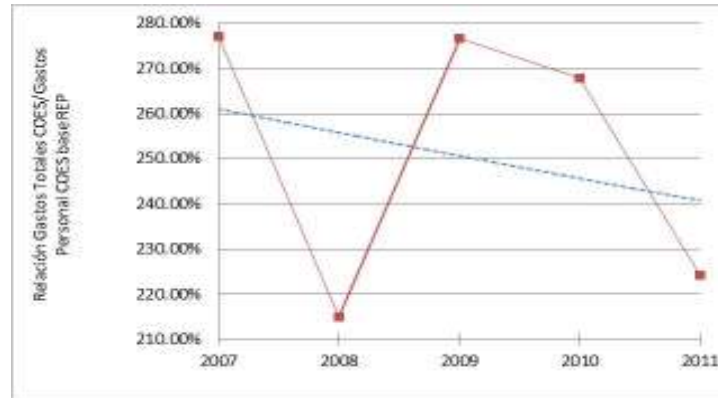
Tomando como referencia el salario promedio de REP, las relaciones entre gastos totales para el COES y Gastos en personal son las mostradas en el Cuadro No. 19 y Gráfico No. 13.

**Cuadro No. 19**  
**COES**  
**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de REP**

Parámetro	Año				
	2007	2008	2009	2010	2011
(1) Total Servicios Personales COES con costos REP [NS]	5,696,441	7,494,452	8,384,174	10,607,067	12,701,585
(2) Total Gastos y Costos COES [NS]	15,789,450	16,105,556	23,193,271	28,408,198	28,496,160
Relación: (2) / (1)	277.18%	214.90%	276.63%	267.82%	224.35%

**Gráfico No. 13**  
**COES**

**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de REP**



Se observa que el indicador ha tenido oscilaciones importantes durante el periodo 2007-2011 ubicándose en el 224.35% en el año 2011, valor no muy lejano del 201,4% aplicado en la revisión tarifaria anterior para el CND.

**2.4. El caso del CDEC (Chile)**

**2.4.1. Breve historia<sup>25</sup>**

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es un organismo definido en la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1 del año 1982 y reglamentado por el Decreto Supremo N° 291 del año 2007, ambos del Ministerio de Minería del Gobierno de la República de Chile. El Decreto Supremo N° 327 derogó el anterior reglamento eléctrico contenido en el Decreto Supremo N° 6 de 1985.

Al respecto, dichos cuerpos legales establecen la obligación de la creación de estos organismos para la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico,
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión

De este modo, en 1985 se creó el CDEC\_SIC para la coordinación de las instalaciones ubicadas en el Sistema Interconectado Central el cual comprende el área ubicada desde la rada de Paposo en el

<sup>25</sup>Página web del CDEC-SIC

norte (en la II Región) y la localidad de Quellón por el sur, en la isla de Chiloé (X región), cubriendo cerca del 93% de la población de las República de Chile.

#### **2.4.2. Organización actual y funciones.**

El CDEC está conformado por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N° 16 y N° 17 del Decreto Supremo N° 291/2007.

En cuanto a su conducción, el CDEC reconoce un Directorio, una Dirección de Operaciones y una Dirección de Peajes.

El Directorio se encuentra conformado por representantes elegidos por cada uno de los segmentos que integran el CDEC y sus funciones se indican en el artículo 25 del Decreto Supremo N° 291. Por su parte, las Direcciones de Operación y de Peajes tienen las funciones que se indican en los artículos 36 y 37 del decreto citado y son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, y cumplen sus cometidos de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.

Al 31 de octubre de 2012 el CDEC-SIC administraba un parque generador cercano a los 13,520 MW de potencia instalada y más de 15,000 km de líneas de transmisión en el rango de 66 a 500 kV.

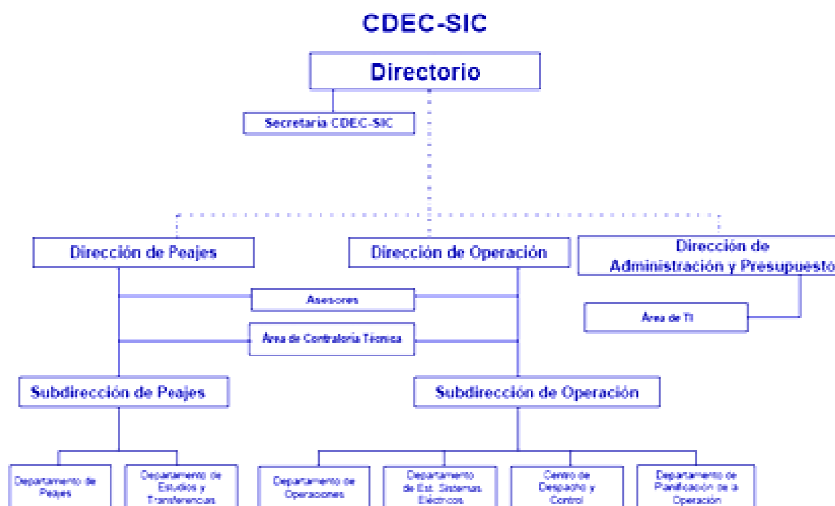
Algunas de las funciones básicas del CDEC son:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo,
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica,
- Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras,
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor,
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores,
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio indicadas en el Decreto Supremo N° 327,
- Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia,
- Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fuesen necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico,
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante la concesión,

- Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema.
- Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

En el Gráfico No. 14 se aprecia el organigrama del CDEC-SIC.

**Gráfico No. 14**  
**CDEC-SIC - Organigrama**



### 2.4.3. Análisis de la gestión del CDEC-SIC

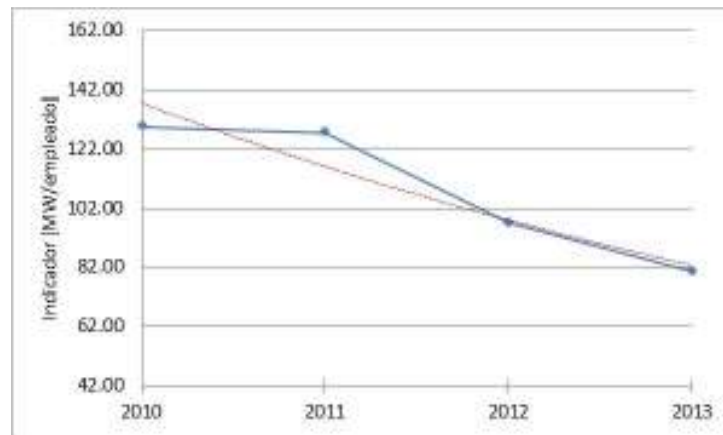
Las comparaciones que se pueden realizar en el caso del CDEC-SIC varían respecto a los casos anteriores pues el CDEC-SIC en principio no elabora balances sino que se maneja por presupuestos anuales aprobados por la Comisión Nacional de Energía.

La medida relativa de eficiencia utilizada en los casos anteriores (MW/empleado) aplicada al CDEC-SIC arroja los resultados que se aprecian en el Cuadro No. 20 y Gráfico No. 15. Se observa que si bien el indicador ha disminuido en los dos últimos años, aún se mantiene en prácticamente el doble que el valor determinado en los otros dos casos (XM Colombia y COES Perú).

**Cuadro No. 20**  
**Indicador de eficiencia para el CDEC-SIC**

Parámetro	Año			
	2010	2011	2012	2013
Cantidad total de empleados	50	54	72	88
Potencia máxima [MW]	6,482	6,881	6,992	7,100
Indicador (MW/empleado)	129.64	127.43	97.11	80.68

**Gráfico No. 15**  
**Variación del Indicador de eficiencia para el CDEC-SIC**

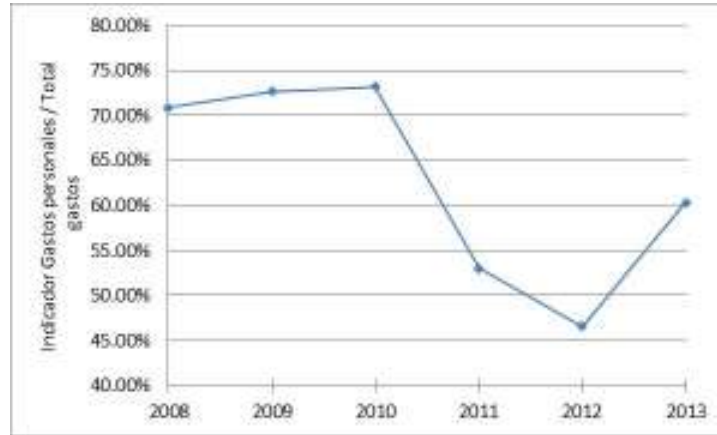


En el Cuadro No. 21 y Gráfico No. 16 se muestran, para el periodo 2008-2013, los costos y gastos en servicios personales y totales, así como sus relaciones. Se observa que la relación es oscilante entre un 46.6% y un 73.2%. La reducida participación del año 2012 se debe a que en tal año se previó en el presupuesto del CDEC-SIC un monto muy importante para inversiones (Sistema SCADA).

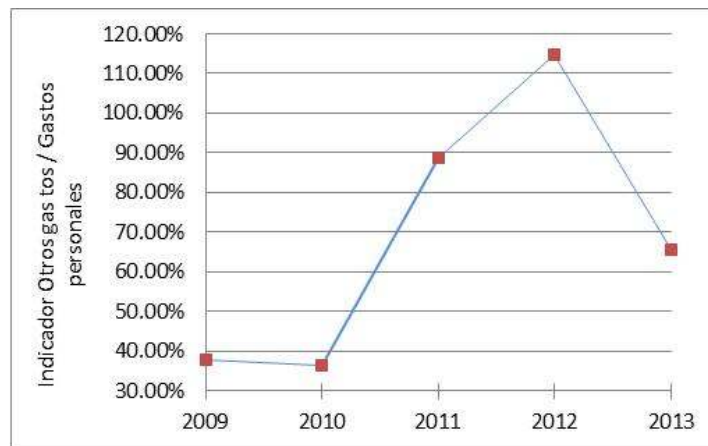
**Cuadro No. 21**  
**Relación de costos para el CDEC-SIC.**

Parámetro	Año					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
(1) Total Servicios Personales [Miles de \$ Chilenos]	1,369,692	1,558,590	2,118,422	2,512,769	3,395,790	4,854,500
(2) Total Gastos y Costos [Miles de Pesos Chilenos]	1,933,249	2,146,116	2,894,387	4,741,811	7,288,476	8,041,321
Relación: (1) / (2)	70.85%	72.62%	73.19%	52.99%	46.59%	60.37%
Relación: [(2) - (1)] / (1)	41.14%	37.70%	36.63%	88.71%	114.63%	65.65%

**Gráfico No. 16**  
**Participación de los gastos en personal respecto del total de gastos**  
**CDEC-SIC- Periodo 2008-2013**



**Gráfico No. 17**  
**Participación del resto de gastos respecto a los gastos en personal**  
**CDEC-SIC - Periodo 2008-2013**



En el Cuadro No. 21 y Gráfico No. 17 se muestra también la relación entre el total de otros gastos respecto a los gastos en servicios personales. Se observa que partiendo de un valor del orden del 40% en el 2008, se incrementa al 114.6% en el 2012 reduciéndose a algo más del 65% en el 2013. Como se mencionó el valor del año 2012 resulta distorsionado debido a una componente muy importante de inversiones consideradas entre los Otros Gastos.

En el Cuadro No. 22 y Gráfico No. 18 se aprecian las relaciones de remuneraciones entre el transportista (TRANSELEC) y el operador (CDEC-SIC) para el periodo 2010-2012.

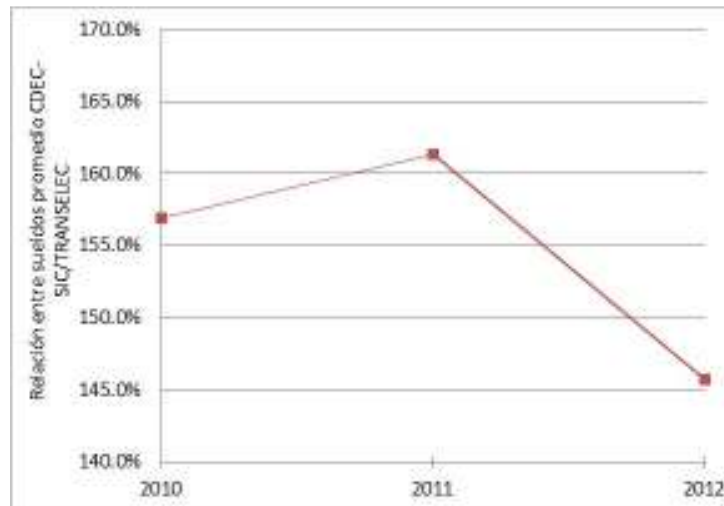
De análisis de los datos y gráfico se observa que la relación de salarios promedio del personal del CDEC-SIC respecto al de TRANSELEC se ha mantenido entre el 145.7% y el 161.3%.



**Cuadro No. 22**  
**Relaciones de remuneraciones entre el CDEC-SIC y TRANSELEC**

Parámetro	Año		
	2010	2011	2012
Cantidad total de empleados de TRANSELEC	500	507	510
Gastos de personal TRANSELEC [Miles de \$ Chilenos]	13,500,431	14,622,950	16,506,327
Costo anual promedio por empleado TRANSELEC [\$/año]	27,000,862	28,842,110	32,365,347
Cantidad total de empleados del CDEC-SIC	50	54	72
Gastos de personal del CDEC-SIC [Miles de \$ Chilenos]	2,118,422	2,512,769	3,395,790
Costo anual promedio por empleado CDEC-SIC [\$/año]	42,368,448	46,532,759	47,163,750
Relación gastos personal promedio CDEC-SIC/gastos de personal promedio TRANSELEC [%]	<b>156.92%</b>	<b>161.34%</b>	<b>145.72%</b>

**Gráfico No. 18**  
**Relaciones de remuneraciones entre el CDEC-SIC y TRANSELEC**

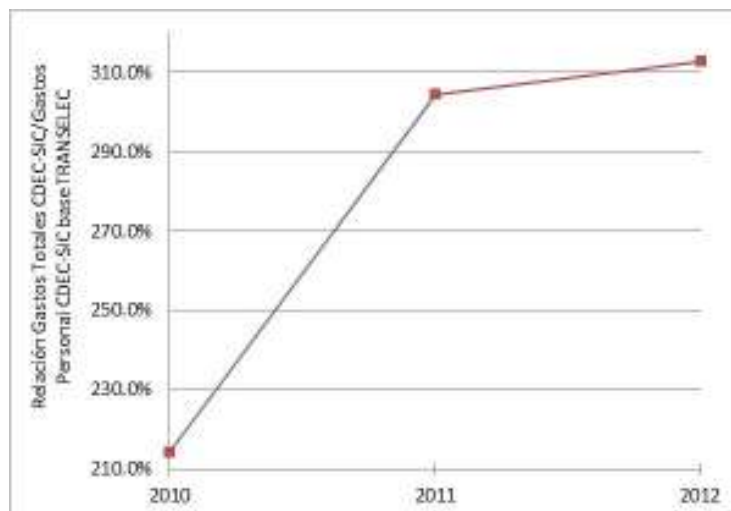


Tomando como referencia el salario promedio de TRANSELEC, las relaciones entre gastos totales para el CDEC-SIC y Gastos en personal son las mostradas en el Cuadro No. 23 y Gráfico No. 19

**Cuadro No. 23**  
**CDEC-SIC**  
**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de TRANSELEC**

Parámetro	Año		
	2010	2011	2012
(1) Total Servicios Personales CDEC-SIC con costos TRANSELEC [Miles de \$ Chilenos]	1,350,043	1,557,474	2,330,305
(2) Total Gastos y Costos CDEC-SIC [Miles de \$ Chilenos]	2,894,387	4,741,811	7,288,476
Relación: (2) / (1)	214.39%	304.46%	312.77%

**Gráfico No. 19**  
**CDEC-SIC**  
**Relaciones entre Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la**  
**base de salarios promedio de TRANSELEC**



Se observa que el indicador ha tenido oscilaciones importantes durante el periodo 2010-2012 debido a las consideraciones ya mencionadas de la inclusión de inversiones importantes especialmente en el año 2012. No obstante se observa que el valor del indicador para el año 2010 está en el orden del determinado en los casos de XM y COES.

### 2.5. Conclusiones

En las revisiones tarifarias anteriores se ha definido el nivel de gastos del CND a partir de una estructura de personal, de un costo unitario promedio en concepto de personal supuesto un 47% por encima del costo promedio unitario en concepto de personal del transportista y de un adicional por otros gastos igual al 37% del gasto en personal.

Como se ha visto en los casos de referencia analizados (XM, COES, CDEC-SIC) estas relaciones son muy variables entre organismos y también en distintos años dentro de un mismo organismo.

No obstante si se obvia la separación antes mencionada y se referencia el total de gastos (de personal y otros) respecto al gasto medio en personal a costos del transportista se llega a la conclusión de que en las situaciones más eficientes estos porcentajes oscilan entre el 217.7% para XM en 2012, 214.9 – 224.4% para el COES en 2008-2011 y 214.4% para el CDEC-SIC en 2010.

En función de lo anterior resulta razonable adoptar un valor próximo a los valores más eficientes observados, para aplicar al CND. Así se concluye utilizar para el CND un valor del 215%.

A fin de homologar el desglose en forma similar a las revisiones tarifarias anteriores, y teniendo en cuenta que adoptar un costo de personal medio para el CND que exceda en un 47% a los gastos de

personal medio de ETESA parece razonable para evitar la excesiva rotación del personal del CND, los porcentajes a reconocer serían:

- 47% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA,
- 46.3% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones).

### **3 GASTOS A RECONOCER AL CND**

En los puntos anteriores se definieron los porcentajes a aplicar para obtener los gastos a reconocer al CND. Resta ahora definir la estructura de personal, el gasto unitario de personal base sobre el cual se aplicara y el monto a reconocer en concepto de alquileres para compensar a ETESA el hecho de no percibir rentabilidad sobre los bienes inmuebles ocupados por el CND.

Respecto de la estructura de personal, el CND presenta un documento con una estructura objetivo que lleva el total de agentes a 100 para el último año del nuevo periodo tarifario (2016-2017). Sin bien en ese trabajo sólo existen títulos de los cargos y no un análisis de las funciones reales, a priori se aprecia una duplicación de actividades entre Gerentes y Jefes de Sección, exceso de asistentes administrativos, exceso y duplicidad en encargados de estudios eléctricos. Un ajuste de los mismos, en el mejor de los casos, justifica una planta final para el año 2017 de 85 agentes.

Sobre esta base se propone fijar la cantidad de agentes del CND para cada año del nuevo periodo tarifario tal cual se aprecia en el Cuadro No. 24. En el mismo se ha intentado un agrupamiento general que no pretende ser una propuesta de organización para el funcionamiento del CND.

En el incremento de personal propuesto debe tenerse en cuenta que para el nuevo periodo se propone que el CND sea el responsable de la realización de los estudios de planificación del corto plazo (2-3 años), tareas hoy a cargo de ETESA.

**Cuadro No. 24**  
**Estructura de personal para el CND**

Áreas	Puesto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Total</b>		<b>57</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>75</b>	<b>80</b>	<b>85</b>
<b>Dirección del CND</b>		<b>6</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
Dirección	Director		1	1	1	1	1
	Asistente a la Dirección		1	1	1	1	1
	Abogado		0	1	1	1	1
	Economista		0	1	1	1	1
Administración	Coordinador Administrativo		1	1	1	1	1
	Asistente de Administración		1	1	1	1	1
	Oficinista		1	1	1	1	1
	Mensajero		1	1	1	1	1
<b>Gerencia de Operaciones (GOP)</b>		<b>30</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>49</b>
Gerencia	Gerente		1	1	1	1	1
	Asistente a la Gerencia		1	1	1	1	1
	Asistente administrativo		2	2	2	2	2
Sección Operaciones	Jefe de Sección		1	1	1	1	1
	Despachador		24	24	24	24	24
Sección Planificación y análisis del despacho de corto, mediano y largo plazo	Jefe de Sección		1	1	1	1	1
	Planificador del despacho		3	3	3	3	3
	Analista del despacho		3	3	3	3	3
	Especialista en estudios de la red		2	3	4	4	5
Sección Monitoreo y análisis de desempeño	Jefe de Sección		0	0	1	1	1
	Analistas		0	0	2	3	3
Sección Normas y Procesos	Jefe de Sección		1	1	1	1	1
	Analistas		1	2	2	2	3
<b>Gerencia de Mercado Eléctrico</b>		<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
Gerencia	Gerente		1	1	1	1	1
	Asistente administrativo		1	1	1	1	1
	Analistas del mercado local		5	5	5	5	6
	Analistas del mercado regional		3	3	3	3	3
<b>Gerencia de Soporte Técnico</b>		<b>11</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>17</b>
Gerencia	Gerente		1	1	1	1	1
	Asistente administrativo		1	1	1	1	1
	Ingenieros de Mantenimiento		3	3	3	4	4
	Técnicos Mantenimiento		1	2	2	4	4
	Analista SCADA y Base de datos		1	1	2	2	3
	Programador		2	2	2	3	4

Sobre la base de la cantidad de personal propuesto, en el Cuadro No. 25 se ha desarrollado el cálculo del gasto total a reconocer al CND para cada año del nuevo periodo tarifario en base a los porcentajes antes propuestos y al gasto promedio mensual del personal de ETESA (sólo transmisión, conexión y administración) vigente al 29 de enero de 2013 según Cuadro No. 9.

**Cuadro No. 25**  
**Gastos a reconocer al CND periodo 2013-2017**

Concepto	Año tarifario				
	2013	2014	2015	2016	2017
Cantidad total de agentes propuesto para el CND	65	70	75	80	85
Costo mensual promedio por agente ETESA [B./mes] (salario y otros costos de personal)	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7	2.560,7
Sobre costo personal CND [%]	47	47	47	47	47
Costo mensual promedio por agente CND [B./mes] (Solo costo personal)	3.764	3.764	3.764	3.764	3.764
Gastos anuales del CND en personal [B./]	2.936.099	3.161.952	3.387.806	3.613.660	3.839.514
Porcentaje sobre Gastos de Personal reconocidos para otros gastos [%]	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
Otros gastos anuales [B./]	1.359.414	1.463.984	1.568.554	1.673.125	1.777.695
<b>TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND [B./]</b>	<b>4.295.512</b>	<b>4.625.936</b>	<b>4.956.360</b>	<b>5.286.784</b>	<b>5.617.208</b>

El concepto de Otros Gastos anuales representa el adicional sobre los gastos de personal requeridos para cubrir todos los gastos de funcionamiento del CND, exceptuando las inversiones. La componente de inversiones se analizará junto al cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el CND.

Adicionalmente a lo anterior, en las revisiones tarifarias pasadas se le reconoció al CND un gasto en concepto de alquileres a fin de compensar lo que deja de percibir ETESA dado que no se le reconoce rentabilidad sobre los activos del CND, en este caso, edificios. El monto reconocido en la última revisión tarifaria fue de B./año 159,153. Ese valor actualizado con la fórmula indicada en la Sección IX.3.2 del Reglamento de Transmisión del 2007 al 2012 arroja un valor de aproximadamente B./año 190,660.

En la presentación realizada por ETESA sobre esta propuesta solicitaron un reconocimiento anual en tal concepto de B/.256,640.78, calculado sobre la base del costo comercial de los edificios utilizados. Se ha considerado que no corresponde asociar el reconocimiento al costo del alquiler, sino a lo que ETESA deja de percibir en concepto de rentabilidad teniendo en cuenta el valor real del activo y la tasa de rentabilidad reconocida.

Suponiendo un costo medio de los edificios ocupados de B./m<sup>2</sup> 2,700 (lo cual equivale a que el costo del alquiler por m<sup>2</sup> previsto por ETESA sea la 106<sup>ava</sup> parte del costo del m<sup>2</sup> construido), los 1,006 m<sup>2</sup> ocupados tendrían un valor a nuevo de B/. 2,716,200, que a la tasa de rentabilidad regulada de 7.90% resulta en un valor anual dejado de percibir un poco inferior a B/. 220,000.

En función de este último valor y el del periodo tarifario anterior actualizado, se reconocerá un monto anual de B/. 220,000 en concepto de alquileres.

Así el total a reconocer en cada año del periodo tarifario es el que se muestra en el Cuadro No. 26.

**Cuadro No. 26**  
**Gastos totales a reconocer al CND periodo 2013-2017**

Concepto	Año tarifario				
	2013	2014	2015	2016	2017
<b>TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND [B/.]</b>	<b>4.295.512</b>	<b>4.625.936</b>	<b>4.956.360</b>	<b>5.286.784</b>	<b>5.617.208</b>
Alquileres [B/.]	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000
<b>TOTAL ANUAL [B/.]</b>	<b>4.515.512</b>	<b>4.845.936</b>	<b>5.176.360</b>	<b>5.506.784</b>	<b>5.837.208</b>