

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE
TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A. PARA EL PERIODO
2005-2009**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Junio 2005

(Realizado con la asesoría de la Firma Mercados Energéticos, S.A.)

CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERIODO 2005-2009

CONTENIDO

INTRODUCCION	3
PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	4
CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA	4
1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA	4
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN	5
CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD	5
1. ANÁLISIS DE LA TASA	6
2. CONCLUSIONES	7
CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	7
1. COMPONENTES	7
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	9
3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	19
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	25
CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND	25
1. CONCLUSIONES	25
2. COMPARADORES PARA CND	25
CAPÍTULO II: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	25
1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	26
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA	33
ANEXOS	36
ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO	37
ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.	39
1. METODOLOGÍA	39
2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN	40
3. COMPARACIÓN TRANSBA/ETESA	45
ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ	49
1. METODOLOGÍA	49
2. DESARROLLO	52
2.1. RENDIMIENTO DEL CAPITAL PROPIO	53
2.2. COSTO DE ENDEUDAMIENTO	56
2.3. COSTO PROMEDIO DE CAPITAL (WACC)	58
ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND.	61
1. METODOLOGÍA	61
2. ANÁLISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	61
3. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE CND	64
4. PROPUESTA DE PLIEGO DE AUDITORIA DEL CND	68
ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA	72

INTRODUCCION

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. correspondiente al período julio 2005-junio 2009, 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. El Artículo 96 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 98 de la Ley No.6, señala que el Ente Regulador de los Servicios Públicos (Ente Regulador) 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, el Ente Regulador 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 98 de la Ley No.6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por el Ente Regulador.

El artículo 82 de la mencionada Ley, 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 100 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de 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 101 de la referida 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, y que no se puede trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, además de establecer 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 tope en el ingreso de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 98 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 y al Reglamento establecido, 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 101 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) por el servicio de transmisión y por el servicio de operación integrada.

En el ANEXO I se presentan los cuadros que resumen el cálculo del IMP para cada año calendario y cada año tarifario y el Valor Presente del mismo.

PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA

Para elegir la empresa comparadora de transmisión se realizó una investigación sobre empresas transmisoras que deben estar organizadas con criterio de eficiencia evaluadas de acuerdo a prácticas reconocidas internacionalmente, ser especialistas en el transporte de energía eléctrica, explotar instalaciones de características técnicas similares a ETESA y que su información sea de acceso público.

La empresa comparadora para el período tarifario 2001-2005 es la Empresa de Transmisión de Buenos Aires (TRANSBA). Fue seleccionada en el año 2001 como referencia. Para la elección de esta empresa comparadora, en esa oportunidad se realizó una exhaustiva investigación sobre otras empresas de transmisión que dan servicio similar a ETESA y que tienen un alto nivel de eficiencia:

- National Grid Company de Inglaterra y Gales
- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile
- ENDE de Bolivia
- El sistema de transmisión en Argentina: TRANSNOA, TRANSNEA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE Y TRANSBA

Es de resaltar que la empresa comparadora Otter Tail utilizada en el periodo 1998-2001 ha dejado de prestar el servicio en el área de transmisión dentro de su servicio integrado, por lo que no es posible reanalizar su eficiencia.

1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

En el ANEXO II se explica la metodología desarrollada para la selección de la empresa comparadora. De este análisis se ha concluido que debe mantenerse a la empresa TRANSBA de Argentina, por lo siguiente:

- 1.1. La gestión de TRANSBA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad operativa y de servicio.
- 1.2. La comparación de TRANSBA con otras empresas similares muestra que su gestión sigue siendo eficiente por lo que se recomienda mantenerla como empresa comparadora.
- 1.3. TRANSBA mantiene sus indicadores de gestión por lo que se deberían mantener los indicadores referidos a ETESA igual que en el período tarifario anterior.

-
- 1.4. De considerarse las características diferenciales de ETESA con respecto a TRANSBA (contaminación salina y nivel isocerámico) debería incrementarse los gastos de ETESA en un 8% pero ese incremento de gastos se encuentra compensado por la sinergia de costos que produce el incremento de los activos de ETESA (proyecto Línea de Transmisión-Estí) por lo cual debe mantenerse inalterado el indicador.
 - 1.5. Del análisis de la gestión de ETESA llevado a cabo, la principal conclusión alcanzada es el hecho de que no existen obstáculos externos de relevancia que impidan a ETESA alcanzar los niveles de desempeño mostrados por TRANSBA. En otras palabras, TRANSBA es una referencia exigente pero a la vez “alcanzable” como empresa comparadora.

2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

- 2.1. A los efectos de la estimación de los ingresos máximos permitidos para el sistema de transmisión de ETESA, se utilizaron los *comparadores* de Costos OMT%^{M*} y ADMT%^{M*} a partir de los coeficientes de costos de la Empresa Comparadora seleccionada.
 - OMT%^{M*} - costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
 - ADMT%^{M*} - costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
- 2.2. El nuevo Régimen Tarifario estableció que los indicadores OMT%^{M*} y ADMT%^{M*} de la empresa comparadora permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.
- 2.3. Los *comparadores* calculados con los datos de TRANSBA a reconocer a ETESA para esta actualización tarifaria son en total 2.18%, así:
 - OMT%^{M*} = 1.42%
 - ADMT%^{M*} = 0.76%

CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, en su artículo 101 señala lo siguiente:

“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 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.”

La Ley busca proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, se entiende nacional o internacional.

La discusión central en materia regulatoria al respecto, se centra en dos aspectos: grado de discrecionalidad de la fijación y nivel del costo de capital.

1. ANÁLISIS DE LA TASA

La Ley fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital. 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.

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de marzo de 2004 a febrero de 2005, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Marzo-04	4.740
Abril-04	5.147
Mayo-04	5.424
Junio-04	5.405
Julio-04	5.216
Agosto-04	5.057
Septiembre-04	4.903
Octubre-04	4.855
Noviembre-04	4.888
Diciembre-04	4.862
Enero-05	4.725
Febrero-05	4.548
Promedio	4.981

De este modo el valor medio según la Ley resulta 11.98 %, según el siguiente cálculo:

Tasa de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	4.98
Premio por riesgo de Transmisión en el país (%)	7.00
TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	11.98

A continuación se muestra la comparación entre la tasa de referencia calculada y explicada en el ANEXO III de este informe, con respecto a las bandas máximas de variación y el retorno obtenido para el transporte de energía eléctrica.

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	11.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	13.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	9.98
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA– WACC (%)	9.08

2. CONCLUSIONES

Como se puede observar la tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo planteado es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza **el límite inferior de la banda de aceptación, es decir una tasa real antes de impuestos de 9.98 %** para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica para el período de 1 de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

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, considerando el flujo de caja necesario a dichos efectos.

Los elementos necesarios para el cálculo son:

- Base de capital
- Depreciación de activos
- Retorno sobre activos
- Coeficientes de costos

1. COMPONENTES

1.1. Base de Capital

La Base de Capital para el Sistema Principal se conformó para cada año del período 2005-2009 sumando los siguientes componentes:

- Activos del Sistema Principal de Transmisión y los bienes de Planta General en libros al 31 de diciembre del 2004, ajustando las capitalizaciones del período 2001-2004 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.
- Los activos del Sistema Principal que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA aprobado por el Ente Regulador.
- Los retiros de activos previstos por ETESA

La Base de Capital para Conexión, para cada año del período 2005-2009, tomó en consideración los activos valorados en libros al 31 de diciembre del 2004, ajustando las capitalizaciones del período 2001-2004 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.

No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

1.2. Tasa de Depreciación

De acuerdo a información contable proporcionada por ETESA¹ se estimó una tasa de depreciación media para los activos del Sistema Principal, usando el desglose de los activos del Sistema Principal y la Planta General, y para los activos de Conexión existentes al 31 de Diciembre de 2004. El cuadro a continuación resume el cálculo:

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004
(EN BALBOAS)**

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO	TASA	Promedio Ponderado
SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	213,506,295.00	73,985,298.00	139,520,997.00	2.9.0%	3.9%
PLANTA GRAL	25,689,970.00	13,084,915.00	12,605,055.00	12.5%	
CONEXIÓN	22,326,344.00	8,949,279.00	13,377,065.00	2.7%	2.7%
HIDROMET	3,289,001.00	1,828,045.00	1,460,956.00	5.7%	
PLANTA GRAL CND	6,355,742.00	2,272,636.00	4,083,106.00	15.1%	
PLANTA GRAL NO PRODUCTIVA	8,123,305.00	3,375,591.00	4,747,714.00	2.3%	
TOTAL COSTO HISTÓRICO	279,290,657.00	103,495,764.00	175,794,892.00	4.0%	

Para las inversiones a ejecutarse en el presente período tarifario, se estimó una tasa de depreciación de 3% anual, en función de tratarse básicamente de equipamiento eléctrico.

1.3. Tasa de Rentabilidad y Tasa de Descuento

Como tasa de rentabilidad se ha utilizado la tasa calculada en el capítulo anterior de 9.98%.

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo del IMP es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [Jul05-Jun06]: } Fd_1 = 1 / (1 + r / 2)$$

$$\text{Año 2 [Jul06-Jun07]: } Fd_2 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [Jul07-Jun08]: } Fd_3 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [Jul08-Jun09]: } Fd_4 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Los factores de descuento anuales son las siguientes:

JUL05 / JUN06	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09
0.95247	0.86604	0.78745	0.71600

¹ Bienes e Instalaciones en Servicio al 31/12/04, con tasas de depreciación estimadas para cada rubro de activos

Esta misma metodología y factores de descuento deben ser utilizados por la empresa para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

1.4. Coeficientes de Costos

Los comparadores calculados con los datos de TRANSBA a aplicar para esta actualización tarifaria son:

- $OMT\%^{M*} = 1.42\%$
- $ADMT\%^{M*} = 0.76\%$

2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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

$$IPSPT_i = ADMTSP_i + OMTSP_i + ACTSPT_i * DEP\% + ACTNSPT_i * RRT + GA$$

2.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración $ADMTSP_i$ y los de operación y mantenimiento $OMTSP_i$ se obtienen de multiplicar el coeficiente eficiente respectivo indicado en el numeral 1.4 anterior por los activos brutos eficientes (VNR) de la empresa.

De acuerdo con el Régimen Tarifario, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Para calcular el VNR se tomó como punto de partida las estimaciones de ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el período 2001-2004, cuya síntesis se presenta a continuación²:

VNR - Líneas de Transmisión – Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	Nº del Circuito	Longitud (Km.)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por Km.
Doble Circuito	Líneas de 230 kV					
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	69	186	12,714,633	184,315
	Bayano - Panamá II	230 - 2A				
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,396,205	184,267
	Panamá – Chorrera	230 - 3A Y 4A	40	107	7,015,956	174,080
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	142	353	24,790,872	174,097
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A	109	274	19,038,832	174,093
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	84	219	14,709,135	174,093
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8	38	96	6,629,469	174,111
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	110	274	24,253,240	220,344
Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	84	232	18,574,981	220,344	

² Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Marzo 2005.

VNR - Líneas de Transmisión – Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	Nº del Circuito	Longitud (Km.)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por Km.
	Líneas de 115 kV					
	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	7	19	1,289,467	194,197
	Santa Rita - Cáceres	115 - 1A Y 2A	48	145	9,232,121	194,197
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 4A, 4B	54	147	8,461,866	156,582
	Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 3				
	Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	3,911,499	156,585
Circuito Sencillo	Líneas de 230 kV					
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,334,715	117,214
	Progreso - Frontera	230 - 10	9	29	1,091,343	117,223
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	3,037,755	189,741
	Líneas de 115 kV					
	Panamá - Cáceres	115 - 12	1	6	103,579	133,478
	Total - Sistema Principal				163,585,668	

VNR - Subestaciones - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Descripción	VNR
Patio 230 kV-Panamá II	7,526,157
Patio 230 kV-Panamá	13,562,122
Patio 230 kV-Chorrera	4,714,172
Patio 230 kV-Llano Sánchez (1)	18,784,346
Patio 230 kV-Veladero	14,870,247
Patio 230 kV-Mata de Nance	10,631,094
Patio 230 kV-Progreso	4,724,017
Patio 115 kV-Panamá	11,056,382
Patio 115 kV -Mata de Nance	2,500,935
Patio 115 kV -Santa Rita	5,239,273
Patio 115 kV -Cáceres	5,767,634
Patio 230 kV -Guasquitas	7,396,130
Patio 115 kV -Caldera	4,656,348
Patio 230 kV -Changuinola	Futuro
Total	111,428,858

Al analizar los valores presentados resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran alineados con estándares internacionales, no obstante, se ajustaron los valores estimados por ETESA a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%³)

³ Sin tomar en cuenta imprevistos, intereses durante la construcción, estudios de impacto ambiental e

- ✓ Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente a un valor original de 20,000 US\$/km previsto por ETESA.
- Subestaciones
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%)
 - ✓ Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA)

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 3.4% para líneas y 6.0% para Subestaciones. Los VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en el siguiente cuadro:

VNR – Líneas de Transmisión – Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	Nº del Circuito	Longitud (Km.)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por Km.
Doble Circuito	Líneas de 230 kV					
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	69	186	12,284,508	178,080
	Bayano – Panamá II	230 - 2ª				
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,315,127	178,032
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A	40	107	6,767,806	167,923
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	142	353	23,914,101	167,940
	Llano Sánchez – Veladero	230 - 5A Y 6A	109	274	18,365,481	167,936
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	84	219	14,188,913	167,936
	Mata de Nance – Fortuna	230 - 7 Y 8	38	96	6,395,022	167,954
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	110	274	23,536,656	213,834
	Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	84	232	18,026,166	213,834
	Líneas de 115 Kv					
	Bahía Las Minas No.1 – Santa Rita	115 - 1BY 2B	7	19	1,247,565	187,886
	Santa Rita - Cáceres	115 - 1A Y 2A	48	145	8,932,112	187,886
Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 4A, 4B	54	147	8,136,348	150,559	
Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 3					
Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	3,761,031	150,562	
Circuito Sencillo	Líneas de 230 kV					
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,025,421	111,491
	Progreso - Frontera	230 – 10	9	29	1,038,062	111,500
	Guasquitas - Fortuna	230 – 18	16	42	2,937,266	183,464
	Líneas de 115 kV					
Panamá - Cáceres	115 – 12	1	6	99,041	127,631	
Total – Líneas					157,970,625	

indemnizaciones.

VNR - Subestaciones - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Descripción	VNR
Patio 230 kV-Panamá II	7,073,456
Patio 230 kV-Panamá	12,746,355
Patio 230 kV-Chorrera	4,430,613
Patio 230 kV-Llano Sánchez (1)	17,654,461
Patio 230 kV-Veladero	13,975,796
Patio 230 kV-Mata de Nance	9,991,630
Patio 230 kV-Progreso	4,439,866
Patio 115 kV-Panamá	10,391,337
Patio 115 kV -Mata de Nance	2,350,503
Patio 115 kV -Santa Rita	4,924,129
Patio 115 kV -Cáceres	5,420,709
Patio 230 kV -Guasquitas	6,951,250
Patio 115 kV -Caldera	4,376,267
Patio 230 kV -Changuinola	Futuro
Total - Subestaciones	104,726,370

Al VNR de Líneas y subestaciones se le adiciona la Planta General existente al 31 de diciembre de 2004, los cuales constituyen el Activo Eficiente. Para los años posteriores, los activos eficientes se ven incrementados por las inversiones aprobadas por el Ente Regulador en el Plan de Inversiones de ETESA.

2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión

Para calcular la depreciación $ACTSPT_i * DEP\%$ y la rentabilidad $ACTNSPT_i * RRT$, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, revisando las inversiones incorporadas en el período bajo un criterio de costos eficientes.

2.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2004

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2004, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SISTEMA PRINCIPAL			
LINEAS			
230 KV			
MATA DE NANCE - LLANO SANCHEZ	20,766,726	12,862,963	7,903,763

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 de Diciembre de 2004

BAYANO - PANAMA	7,942,063	5,160,282	2,781,781
MATA DE NANCE- PROGRESO	3,892,746	2,158,970	1,733,776
PROGRESO - FRONTERA	1,861,670	653,520	1,208,150
PANAMA - CHORRERA	4,086,001	2,567,772	1,518,229
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	14,582,826	9,337,588	5,245,238
FORTUNA - MATA DE NANCE	4,471,201	2,408,540	2,062,661
GUASQUITA-VELADERO_LLANO SANCHEZ	29,823,046	247,021	29,576,026
115 KV			
BAHIA LAS MINAS2-PANAMÁ (115-3, 115-4B)	3,001,970	1,845,785	1,156,185
BLM1-STA RITA-CÁCERES (Nueva)	8,618,883	96,956	8,521,927
PANAMA - CHILIBRE	3,807,181	2,564,055	1,243,126
CHILIBRE - BAHIA LAS MINAS	1,445,819	976,120	469,699
MATA DE NANCE - CALDERA	2,873,068	1,468,947	1,404,121
PANAMA - CACERES	199,901	86,600	113,302
SUBESTACIONES			
230 KV			
PANAMA	19,457,521	9,687,857	9,769,664
PROGRESO	3,375,252	1,710,446	1,664,806
MATA DE NANCE	13,491,726	6,874,794	6,616,932
CHORRERA	7,565,008	3,022,280	4,542,728
LLANO SANCHEZ	16,803,207	3,378,655	13,424,552
GUASQUITA	4,838,660	184,105	4,654,556
VELADERO	11,696,171	369,026	11,327,145
PANAMA II	10,280,508	1,268,393	9,012,115
115KV			
PANAMA	35,749	522	35,227
CALDERA	3,224,344	1,633,122	1,591,223
CACERES	5,600,889	2,090,658	3,510,231
SANTA RITA	3,503,046	43,251	3,459,795
OTROS EQUIPOS	3,738,157	1,220,877	2,517,280
TOTAL SISTEMA PRINCIPAL	210,983,340	73,919,106	137,064,234

PLANTA GENERAL	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
TERRENOS Y DERECHOS			
EDIFICIOS Y MEJORAS	2,838,489	1,024,282	1,814,207
EQUIPO DE MISCELANEOS	83,544	39,665	43,879
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,112,843	661,415	1,451,428
EQUIPO DE TRANSPORTE	4,072,947	3,038,526	1,034,421
EQUIPO DE INFORMÁTICA	4,486,733	2,294,922	2,191,811
EQUIPO DE LABORATORIO	1,669,072	1,222,638	446,434
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	10,426,342	4,803,467	5,622,875
PLANTA GENERAL	25,689,970	13,084,915	12,605,055

TOTAL SISTEMAPRINCIPAL (INCLUYE PLANTA GENERAL)	236,673,311	87,004,021	149,669,290
--	--------------------	-------------------	--------------------

En el cuadro anterior se incluye la línea de transmisión 230 kV Guasquitas – Veladero, cuyo tramo era de conexión y fue clasificada a Sistema principal en la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y no se incluye la línea de transmisión Guasquitas-Fortuna (230 kV) que fue capitalizada e incorporada a la contabilidad de ETESA en el año 2003, debido a las instrucciones indicadas en la Resolución JD-3455 del 13 de agosto de 2002 del Ente Regulador de que sólo puede ser reconocida para efectos tarifarios a partir de la entrada en servicio de la línea Guasquitas – Panamá II, prevista en el plan vigente para octubre del 2005. Por lo tanto el valor correspondiente a la línea Guasquitas – Fortuna se restó de los Bienes e Instalaciones en Servicio al 31 de diciembre de 2004, y se incorporó a las inversiones previstas para el período 2005-2009.

El Ente Regulador realizó una inspección a los trabajos de los proyectos en construcción (líneas y subestaciones) en el año 2004 y una inspección en abril del año 2005 para determinar el nivel de avance de las obras y la conclusión efectiva de las terminadas. Adicionalmente, las capitalizaciones de activos del período 2001-2004 (incluidas en el cuadro anterior), se ajustaron de acuerdo a los criterios de eficiencia establecidos en el Régimen Tarifario. Para ello se analizó la capitalización de activos correspondientes a los principales proyectos del período:

- Línea de transmisión Guasquitas – Panamá II (230 kV)
- Subestaciones en 230 kV asociadas a la línea Guasquitas – Panamá II (Veladero, Llano Sánchez, Guasquitas)
- Línea de transmisión Bahía Las Minas – Cáceres (115/230 kV)
- Subestación Santa Rita en 115 kV asociada a la línea Bahía Las Minas – Cáceres
- Subestación Panamá II

No se incluyen en la base de capital los activos no relacionados con la actividad de transmisión por la suma de B/.8,123,305.00 (Valor bruto) y por B/.4,747,714.00 (Valor neto).

Los proyectos analizados corresponden al 82% de las capitalizaciones efectuadas en el sistema eléctrico (Sistema Principal + Conexiones) de ETESA en el período 2001-2004.

El análisis de eficiencia de las inversiones consiste en lo siguiente:

- 2.2.1.1. A partir del registro histórico de gastos de ETESA, se estimaron los porcentajes de costos indirectos de cada proyecto (sobre el costo base de equipamiento), que se resumen en el siguiente cuadro:

VALORES ESTIMADOS DE COSTOS INDIRECTOS REALES						
Detalle	Diseño	Ingeniería	Administración	Inspección	Otros (1)	Total
LT Sánchez –Veladero (230 kV)	2.8%	8.0%	2.8%	8.1%	10.7%	32.4%
LT Veladero-Guasquitas	1.5%	6.1%	3.0%	8.4%	13.3%	32.3%
SE Veladero	2%	1.5%	1.4%	5.9%	8.9%	19.7%
SE Llano Sánchez	0.8%	0.4%	1.9%	9.4%	9.8%	22.3%
SE Guasquitas	1.4%	12.5%	5.4%	11.5%	10.6%	41.4%
LT Bahía Las Minas–Cáceres (115/230 kV)	2%	6.1%	0.2%	9.2%	14.2%	31.7%
SE Santa Rita	2%	4.6%	0%	0.7%	5.7%	13%
SE Panamá II	3%	7.4%	13.1%	3.7%	0.1%	27.3%

(1) Incluye Estudios de Impacto Ambiental, Indemnizaciones y Adquisición de Derechos de Vía, Gastos Financieros, y Otros Gastos

Fuente: elaboración en base a información de ETESA

2.2.1.2. El Régimen Tarifario 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 concurrencia que se consideren eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por el Ente Regulador para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección.

A dichos efectos, los costos eficientes son los siguientes:

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

2.2.1.3. Por lo tanto, los porcentajes de costos indirectos fueron ajustados respetando los límites del régimen, de acuerdo al siguiente detalle:

AJUSTES DE COSTOS INDIRECTOS						
Detalle	Diseño	Ingeniería	Administración	Inspección	Otros (1)	Total
LT Sánchez –Veladero (230 kV)	0%	4.0%	0.0%	5.1%	0%	9.1%
LT Veladero-Guasquitas	0%	2.1%	0%	5.4%	0%	7.5%
SE Veladero	0%	0%	0%	2.9%	0%	2.9%
SE Llano Sánchez	0%	0%	0%	6.4%	0%	6.4%
SE Guasquitas	0%	8.5%	1.4%	8.5%	0%	18.4%
LT Bahía Las Minas–Cáceres (115/230 kV)	2%	2.1%	0.4%	6.2%	0%	8.7%
SE Santa Rita	1.6%	0%	0%	0%	0%	1.6%
SE Panamá II	0%	3.4%	9.1%	0.7%	0%	13.2%

2.2.1.4. El ajuste por eficiencia de los montos capitalizados conduce a los siguientes valores de bienes e instalaciones en servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2004 para el cálculo del IMP:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SISTEMA PRINCIPAL			
LINEAS			
230 KV			
MATA DE NANCE - LLANO SANCHEZ	20,766,726	12,862,963	7,903,763
BAYANO – PANAMA	7,942,063	5,160,282	2,781,781
MATA DE NANCE – PROGRESO	3,892,746	2,158,970	1,733,776
PROGRESO – FRONTERA	1,861,670	653,520	1,286,150
PANAMA – CHORRERA	4,086,001	2,567,772	1,518,229
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	14,582,826	9,337,588	5,245,238

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
FORTUNA - MATA DE NANCE	4,471,201	2,408,540	2,062,661
GUASQUITA-VELADERO-LLANO SANCHEZ	27,931,074	231,325	27,699,750
115 KV			
BAHIA LAS MINAS2-PANAMÁ (115-3, 115-4B)	3,001,970	1,845,785	1,156,185
BLM1-STA RITA-CÁCERES (Nueva)	8,049,526	90,551	7,958,976
PANAMA – CHILIBRE	3,807,181	2,564,055	1,243,126
CHILIBRE - BAHIA LAS MINAS	1,445,819	976,120	469,699
MATA DE NANCE – CALDERA	2,873,068	1,468,947	1,404,121
PANAMA – CACERES	199,901	86,600	113,302
SUBESTACIONES			
230 KV			
PANAMA	19,457,521	9,687,857	9,769,664
PROGRESO	3,375,252	1,710,446	1,664,806
MATA DE NANCE	13,491,726	6,874,794	6,616,932
CHORRERA	7,565,008	3,022,280	4,542,728
LLANO SANCHEZ	15,923,890	3,201,849	12,722,041
GUASQUITA	4,209,018	160,148	4,048,871
VELADERO	11,412,805	360,086	11,052,720
PANAMA II	9,214,501	1,136,871	8,077,630
115KV			
PANAMA	35,749	522	35,227
CALDERA	3,224,344	1,633,122	1,591,223
CACERES	5,600,889	2,090,658	3,510,231
SANTA RITA	3,453,445	42,639	3,410,806
OTROS EQUIPOS	3,738,157	1,220,877	2,517,280
TOTAL LÍNEAS Y SUBESTACIONES	205,614,079	73,555,166	132,058,913
PLANTA GENERAL	25,689,970	13,084,915	12,605,055
TOTAL SISTEMA PRINCIPAL	231,304,049	86,643,081	144,663,968

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 2.5% para líneas y Subestaciones.

2.2.2. Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2005-2009

Las inversiones que se activarán en el próximo período tarifario, de acuerdo al plan de inversiones de ETESA aprobado por el ERSP mediante Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005 y la Resolución JD-3455 el 13 de agosto de 2002 que dispone que la activación del proyecto Guasquitas-Fortuna sea en la misma fecha de entrada en operación de la L/T Guasquitas- Panamá II. El cuadro siguiente muestra el detalle:

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.
PLAN DE INVERSIONES
(Miles de Balboas)

kV	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	Importe Total	Fecha de Inicio de Operación*
	Total Líneas y Subestaciones Guasquitas – Panamá II	44,999	
230	L/T Llano Sánchez-Panamá II	44,999	Octubre 2005
	Refuerzo Fortuna – Guasquitas	2,523	
230	L/T Fortuna-Guasquitas	2,523	Octubre 2005
	Sistema De Transmisión Bocas Del Toro	23,942	
230	L/T Fortuna-Changuinola-Frontera	18,842	Octubre 2006
230	S/E Changuinola	5,100	Octubre 2006
	Sistema de Transmisión Panamá-Cáceres	2,127	
115	L/T Panamá – Cáceres	658	Julio 2007
115	Adición interruptores Panamá-Cáceres	1,469	Julio 2007
	Otros Proyectos de Transmisión	3,847	
230	Adición Trafo T3 Subestación S/E Mata de Nance	2,202	Noviembre 2005
230	Adición Trafo T2 Subestación S/E Progreso	1,645	Noviembre 2005

Cabe recordar que a los efectos de la remuneración anual, las inversiones que por su fecha de entrada en operación no están disponibles todo el año, se reconocen ese año como incorporaciones parciales, ponderando el monto total de la inversión por el período efectivo de disponibilidad.

ETESA ha solicitado requerimientos de inversiones en Informática para el periodo 2005-2009. De las inversiones solicitadas no se les ha aceptado la inclusión de aquellas destinadas a consultorías y entrenamientos, ya que estos se atienden con los recursos de Administración, operación y mantenimiento. Siendo así, se han incluido inversiones para la adquisición de servidores y computadoras (considerando que se incorporan al activo al 31 de diciembre de cada año) por la suma de:

En miles de balboas	2005	2006	2007	2008	2009
Servidores y equipos (31-12-año)	499	232	227	197	347

El cuadro siguiente sintetiza las inversiones totales y los montos de incorporación parcial resultantes para el período:

En miles de balboas	2005	2006	2007	2008	2009
SPT					
Total Anual	51,868	24,174	2,354	197	347
230 kV	51,868	24,174	227	197	347
115 kV	-	-	2,127	-	-
Incorporación Parcial	12,522	5,986	1,064	-	-

2.2.3. Retiro de Activos

No se han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2005-2009.

2.2.4. Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas y los activos afectados a las mismas son de órdenes de magnitud no relevantes frente a los valores de IMP y activos totales reconocidos, por lo que se ha desestimado el ajuste de la base de capital por actividades no reguladas establecido en el Reglamento de Transmisión.

2.2.5. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2004 reconocidos, las incorporaciones de activos previstas en el Plan de Inversiones, y los retiros previstos para el período 2005-2009, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de transmisión:

ACTIVOS RECONOCIDOS							
Valores en Miles de Balboas							
Sistema Principal (Incluye Planta General)							
Activos existentes	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasa de depreciación activos	%		3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		231,304	231,304	231,304	231,304	231,304
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		144,664	135,643	126,622	117,601	108,581
Depreciación Anual	Miles Balboas		(9,021)	(9,021)	(9,021)	(9,021)	(9,021)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	231,304	231,304	231,304	231,304	231,304	231,304
Activos netos al final del año	Miles Balboas	144,664	135,643	126,622	117,601	108,581	99,560
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(86,640)	(95,661)	(104,682)	(113,703)	(122,724)	(131,744)
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas		51,868	24,174	2,354	197	347
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	51,868	74,486	74,559	72,404
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(1,556)	(2,281)	(2,352)	(2,358)
Activos netos al final del año	Miles Balboas		51,868	74,486	74,559	72,404	70,393
Activos brutos al final del año	Miles Balboas		51,868	76,042	78,396	78,593	78,940
Depreciación Acumulada	Miles Balboas		-	(1,556)	(3,837)	(6,189)	(8,547)
ACTSPT	Miles Balboas	231,304	283,172	307,346	309,700	309,897	310,244
ACTNSPT	Miles Balboas	144,644	187,511	201,108	192,160	180,984	169,953
Depreciación	Miles Balboas	-	(9,021)	(10,577)	(11,302)	(11,373)	(11,379)

2.3. Costos Reconocidos por Generación Obligada (GA)

El GA 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. En virtud de que en este periodo aún se mantiene la configuración del sistema diseñada bajo el criterio n-1 original (sin desconexión automática de generación y demanda), no se prevén costos por esta razón en el periodo 2005-2009.

2.4. CÁLCULO DEL IMP

El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el sistema principal de transmisión corresponde a:

**SISTEMA PRINCIPAL
CÁLCULO DEL IMP 2005-2009
(EN MILES DE BALBOAS)**

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Operación y Mantenimiento	4,271	4,915	5,188	5,207	5,209
Administración	2,300	2,647	2,794	2,804	2,805
Depreciación	9,021	10,577	11,302	11,373	11,379
Rentabilidad sobre Activos	15,687	19,311	20,177	19,178	18,062
TOTAL Ingreso	31,279	37,449	39,461	38,560	37,455
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		34,364	38,455	39,011	38,008

3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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

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

3.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración $ADMCTSP_i$ y los de operación y mantenimiento $OMTSP_i$ se obtienen de multiplicar el coeficiente eficiente respectivo indicado en el numeral 1.4 anterior por los activos brutos eficientes (VNR) de la empresa. De acuerdo con el Régimen Tarifario, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Se tomó como punto de partida las estimaciones de VNR presentadas por ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el período 2001-2004, cuya síntesis se presenta a continuación⁴:

⁴ Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Marzo 2005.

VNR - Líneas de Transmisión – Sistema de Conexión						
Valores en Balboas de Diciembre 2004						
	Líneas de 115 kV	Nº del Circuito	Longitud (Km.)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por Km.
	Caldera - La Estrella	115 – 17	6	17	605,875	106,518
	Caldera - Los Valles	115 – 18	2	6	185,276	106,481
	Caldera - Paja de Sombrero	115 – 19	1	2	53,240	106,481
	Progreso - Charco Azul	115 – 25	28	80	2,943,126	106,488
	Total - Conexión				3,787,517	

VNR - Subestaciones - Sistema de Conexión
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Sistema de Conexión	VNR
Patio 115Kv-Panamá II	10,723,085
Patio 115Kv-Llano Sánchez	7,194,818
Patio 115Kv-Progreso	493,355
Patio 115Kv-Charco Azul	1,105,522
Patio 34.5 kV-Chorrera	6,381,419
Patio 34.5 kV-Llano Sánchez	468,692
Patio 34.5 kV-Mata de Nance	1,274,781
Patio 34.5 kV-Progreso	815,666
Salida en 115kV - Panamá – Locería	Futuro
Total – Conexión	28,457,338

Al analizar los valores presentados resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran alineados con estándares internacionales, no obstante, se ajustaron los valores estimados por ETESA a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%⁵)
 - ✓ Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente a un valor original de 20,000 US\$/km previsto por ETESA para todos los tipos de línea.
- Subestaciones
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%)
 - ✓ Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA)

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 5.3% para líneas y 6.0% para Subestaciones.

⁵ Sin tomar en cuenta imprevistos, intereses durante la construcción, estudios de impacto ambiental e indemnizaciones.

Los VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en el siguiente cuadro:

VNR - Líneas de Transmisión – Sistema de Conexión						
Valores en Balboas de Diciembre 2004						
	Líneas de 115 kV	Nº del Circuito	Longitud (Km.)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por Km.
	Caldera - La Estrella	115 – 17	6	17	573,787	100,877
	Caldera - Los Valles	115 – 18	2	6	175,461	100,840
	Caldera - Paja de Sombrero	115 – 19	1	2	50,420	100,840
	Progreso – Charco Azul	115 – 25	28	80	2,787,216	100,847
	Total - Conexión				3,586,884	

VNR - Subestaciones - Sistema de Conexión

Valores en Balboas de Diciembre 2004

Sistema de Conexión	VNR
Patio 115Kv-Panamá II	10,078,087
Patio 115Kv-Llano Sánchez	6,762,047
Patio 115Kv-Progreso	463,679
Patio 115Kv-Charco Azul	1,039,024
Patio 34.5 kV-Chorrera	5,997,575
Patio 34.5 kV-Llano Sánchez	440,500
Patio 34.5 kV-Mata de Nance	1,198,102
Patio 34.5 kV-Progreso	766,604
Salida en 115kV – Panamá – Locería	Futuro
Total – Conexión	26,745,618

3.2. Base de Capital del Sistema de Conexión

Para calcular la depreciación $ACTCT_i * DEP\%$ y la rentabilidad $ACTNCT_i * RRT$, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, revisando las inversiones incorporadas en el período bajo un criterio de costos eficientes.

3.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2004

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2004, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.

BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO

AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXIÓN			

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SUBESTACIONES			
115 KV			
PANAMA II	5,763,371	735,692	5,027,679
LLANO SÁNCHEZ	4,277,895	2,173,663	2,104,232
CHARCO AZUL	1,347,880	702,206	645,674
PROGRESO	992,742	507,921	484,821
34.5 KV			
MATA DE NANCE	369,913	49,483	320,430
CHORRERA	5,198,137	2,696,678	2,501,459
LLANO SANCHEZ	719,865	365,239	354,626
PROGRESO	456,378	233,531	222,847
LINEAS			
115 KV			
ESTRELLA - CALDERA	562,710	253,407	309,303
LOS VALLES - CALDERA	787,490	82,665	704,825
PROGRESO - CHARCO AZUL	1,808,263	1,119,448	688,815
CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	41,700	29,346	12,354
TOTAL CONEXIONES	22,326,344	8,949,279	13,377,065

El ajuste por eficiencia explicado en el acápite sobre los Activos del Sistema Principal conduce a los siguientes valores de bienes e instalaciones en servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2004 para el cálculo del IMP:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXIÓN			
SUBESTACIONES			
115 KV			
PANAMA II	5,165,755	659,406	4,506,349
LLANO SÁNCHEZ	4,277,895	2,173,663	2,104,232
CHARCO AZUL	1,347,880	702,206	645,674
PROGRESO	992,742	507,921	484,821
34.5 KV			
MATA DE NANCE	369,913	49,483	320,430
CHORRERA	5,198,137	2,696,678	2,501,459
LLANO SANCHEZ	719,865	365,239	354,626
PROGRESO	456,378	233,531	222,847
LINEAS			
115 KV			

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
ESTRELLA CALDERA	562,710	253,407	309,303
LOS VALLES CALDERA	787,490	82,665	704,825
PROGRESO CHARCO AZUL	1,808,263	1,119,448	688,815
CALDERA PAJA DE SOMBRERO	41,700	29,346	12,354
TOTAL CONEXIONES	21,728,728	8,872,993	12,855,734

3.2.2. Retiro de Activos

No se han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2005-2009.

3.2.3. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2004 reconocidos y los retiros previstos para el período 2005-2009, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de conexión de transmisión:

ACTIVOS RECONOCIDOS

Valores en Miles de Balboas

Activos existentes	Unidades	<u>Conexión</u>					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasa de depreciación activos	%		2.7%	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		12,856	12,269	11,682	11,096	10,509
Depreciación Anual	Miles Balboas		(587)	(587)	(587)	(587)	(587)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
Activos netos al final del año	Miles Balboas	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(8,873)	(9,460)	(10,046)	(10,633)	(11,220)	(11,806)
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas			-	-	-	-
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			-	-	-	-
Activos brutos al final del año	Miles Balboas			-	-	-	-
Depreciación Acumulada	Miles Balboas			-	-	-	-
ACTSPT	Miles Balboas	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
ACTNSPT	Miles Balboas	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
Depreciación	Miles Balboas	-	(587)	(587)	(587)	(587)	(587)

3.3. CÁLCULO DEL IMP

El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el sistema principal de transmisión corresponde a:

**CONEXIÓN
CALCULO DEL IMP 2005-2009
(EN MILES DE BALBOAS)**

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Operación y Mantenimiento	431	431	431	431	431
Administración	232	232	232	232	232
Depreciación	587	587	587	587	587
Rentabilidad sobre Activos	1,283	1,224	1,166	1,107	1,049
TOTAL Ingreso	2,532	2,474	2,415	2,356	2,298
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		2,503	2,444	2,386	2,327

PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

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

1. CONCLUSIONES

En el ANEXO IV se explica la metodología utilizada para determinar cual empresa comparadora se utilizaría en el periodo julio 2005-junio 2009. Las siguientes son las conclusiones generales:

- 1.1. La gestión de CAMMESA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad, operativa y de servicio por lo que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta en la revisión tarifaria anterior.
- 1.2. La comparación de CAMMESA con otros despachos muestra que mantiene una productividad elevada por lo que se recomienda mantenerla como empresa comparadora.

2. COMPARADORES PARA CND

- 2.1. Para la estimación del Ingreso Máximo Permitido por el servicio de operación del sistema integrado (SOI), relacionados con el CND (IPCND_i), se utilizaron los *comparadores* sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de la Empresa Comparadora seleccionada específica para esta actividad que son:
 - La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.
 - La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.
- 2.2. Los indicadores de costo eficiente señalados en el numeral anterior se utilizarán para determinar el ingreso permitido eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCNDM*), valor que será constante a lo largo de todo el periodo.
- 2.3. En el siguiente cuadro se presentan los comparadores calculados con los datos de CAMMESA:

PARAMETROS	Comparadores para el Período
Relación salarial CND / ETESA	1.47
Número de empleados	60
Nivel de otros gastos eficiente (% del costo de personal)	37%

CAPÍTULO II: INGRESO 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:

$$IPSOI_i = IPCND_i + IPHM_i$$

Siendo:

IPCND El ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHM El ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología.

1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

1.1. Gastos Eficientes del CND

En el cuadro siguiente se muestran los costos salariales de ETESA extraídos de los balances contables y descontando la Prima de Antigüedad e Indemnizaciones:

SALARIOS ETESA	2004
Salario más prestaciones laborales (B/.)	7,909,361
Prima antigüedad, indemnización y preaviso (B/.)	1,143,276
Salario Neto (B/.)	6,766,085
No. De Empleados	346
Salario Promedio Mensual (B/.)	1,629.6

Los gastos operativos eficientes por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND, fueron calculados a partir de los respectivos *comparadores* calculados con los datos de CAMESA, como fue explicado anteriormente. Estos valores se mantienen constantes a lo largo de todo el período tarifario. El cuadro a continuación resume el cálculo de dichos gastos:

CND	Gasto Reconocido (En Balboas)
Salario Medio (1.47 * Salario promedio ETESA)	2,395.5
Total personal (cantidad de empleados eficiente)	60
Costos de Personal	1,724,765
Otros gastos (37% del costo de personal)	638,163
Auditoría Externa	50,000
Gastos CND	2,412,928

Los Otros Gastos reconocidos corresponden a:

- Servicios de terceros: contrataciones de abogados, servicios administrativos y contables, financieros y asesoramiento de personal cuando es necesario. También una eventual asistencia de personal de sistemas informáticos.
- Gastos de Oficina: corresponde a cambios de PC, software, mobiliario y papelería, etc.

El gasto reconocido para la Auditoría Externa, se debe a que en este periodo la remuneración reconocida al CND deberá brindar señales necesarias para que la misma sea asociada al cumplimiento de los objetivos. Este cumplimiento de cada uno de los procesos que integran el CND deberá ser verificado por una auditoria independiente. En el ANEXO IV se incluye una propuesta del alcance que debe contener el Pliego de la Auditoria. Los resultados de la auditoria serán utilizados para determinar el Factor de ajuste de la remuneración del CND de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Las inversiones requeridas por el CND son reconocidas como gastos y recuperadas en cada año del período tarifario. Para ello se tomó como punto de partida el Plan de Inversiones del CND que se presenta en la siguiente tabla:

PLAN DE INVERSIONES CND
AÑO 2005 -2009
En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
COMPRA DE EQUIPOS VARIOS	41,000	20,000	65,000	0	15,000	141,000
Adquisición de vehículos	41,000	20,000	20,000			81,000
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
EQUIPO DE OFICINA	4,850	6,350	6,350	6,350	6,350	30,250
Compra de mobiliario y equipo de oficina	4,850	6,350	6,350	6,350	6,350	30,250
MEJORAS AL EQUIPO DE INFORMATICA	232,000	119,000	162,500	109,400	100,900	723,800
Reemplazo de estaciones de trabajo y adquisición de laptops	22,000	63,000	86,500	35,400	19,900	226,800
Servidores						
RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse	30,000					30,000
Alta Disponibilidad Correo	50,000			50,000		100,000
Servidor Firewall Alta Disponibilidad	15,000					15,000
Reemplazo de Servidores Mercado	75,000		60,000		75,000	210,000
Software						
Cognos Metrics	20,000	4,000	4,000	4,000	4,000	36,000
Inteligencia de Negocios	20,000	50,000	10,000			80,000
Alta Disponibilidad Firewall		2,000	2,000	20,000	2,000	26,000
MEJORAS AL SISTEMA SCADA	205,000	440,000	350,000	60,000	78,000	1,133,000
Actualización Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS	60,000	300,000				360,000
Expansión de los puertos de comunicación	25,000				78,000	103,000
Redundancia para la ejecución del RS	45,000					45,000
Apertura del RS a los agentes del Mercado	45,000					45,000
Medidores para el sistema SCADA	30,000			60,000		90,000
Reemplazo de 40 medidores de energía para monitoreo de red		140,000				140,000
Suministro e instalación de un sistema de visualización (mímico)			350,000			350,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO DEL CND	930,000	2,055,000	420,000	251,000	0	3,656,000
Asesoría Plan Corporativo	40,000					40,000
Asesoría Plan Organizacional	45,000					45,000

PLAN DE INVERSIONES CND

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Asesoría Técnica en Modelos	85,000					85,000
Gerencia del proyecto		50,000	20,000			70,000
Consultoría Plataforma de Tecnología Informática (*)	145,000					145,000
Plataforma de Integración		80,000				80,000
Plataforma de servicio de Intercambio de Información		80,000				80,000
Plataforma de servicio de medidas		50,000	250,000			300,000
Plataforma de Base de Datos			150,000			150,000
Sistema de Transacciones Comerciales	195,000	195,000				390,000
Sistema Integrado y Modelo Integrado de Datos	100,000	300,000				400,000
Sistema de Intercambio de Información	100,000	300,000				400,000
Compra de Modelo de Estimación de Demanda	70,000					70,000
Compra de Modelo para Estimación de Caudales	50,000					50,000
Compra de Modelo de Despacho	100,000	250,000				350,000
Compra de Modelo para la optimización de Mantenimientos		100,000				100,000
Modelo para Análisis Eléctricos		100,000		75,000		175,000
Sistema de Entrenamiento de Despachadores		250,000				250,000
Sistema de Manejo de Indicadores de Gestión		100,000				100,000
Sistema de Manejo de Flujo de Trabajo		100,000				100,000
Interfaz de órdenes de servicio al SCADA		100,000				100,000
PROYECTO DE INTEGRACIÓN DE MERCADOS	0	0	0	176,000	0	176,000
Plataforma de Manejo de Base de Datos para integrar el MER y el Mercado Andino				76,000		76,000
Sistema de Interfase del Mercado Nacional con el MER y el Andino				100,000		100,000
GRAN TOTAL	1,412,850	2,640,350	1,003,850	426,750	200,250	5,684,050

Los valores presentados por el CND se ajustaron a partir de los siguientes criterios:

1.1.1. Inversiones Año 2005

Proyecto de Fortalecimiento del CND

No corresponde considerar los montos que se prevén por contratación de consultorías, dado que los mismos ya fueron incluidos en los ingresos eficientes del CND. Todas aquellas actividades que están previstas como solicitud de consultoría no deben ser consideradas. El comparador incluye todo el personal necesario para el desarrollo de la actividad por sí misma, considerando que sólo existirá consultoría externa para la Auditoría Externa sugerida.

Área Corporativa

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área Organizacional

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Procedimientos y Modelos

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Plataforma de Tecnología Informática, incluye Sistema de Transacciones Comerciales, Intercambio de Información

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Compra de Modelos, incluye modelo de estimación de la demanda, estimación de caudales y modelo de despacho (\$220,000)

El objeto de este plan es introducir mejoras en los procedimientos y modelos operativos y comerciales que utiliza el CND para la realización de sus actividades, que se consideran adecuadamente justificadas.

- Modelo de Estimación de Demandas.
- Modelo de Estimación de Caudales.
- Modelo de Despacho de Corto Plazo.

Mejoras al Equipo de Informática

Se considera adecuado lo siguiente:

Servidores

- RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse (\$30,000)
- Alta Disponibilidad de Correo (\$50,000) **(el CND deberá suministrar indicadores que justifiquen las mejoras introducidas en el año 2005)**
- Reemplazo de Servidores (\$75,000)
- Servidor Firewall Alta Disponibilidad (\$ 15,000)

Software

Actividad ya evaluada en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA (el CND deberá suministrar indicadores que justifiquen las mejoras introducidas en el año 2005)

Este plan consiste en implementar mejoras varias al SCADA y así mejorar la gestión al CND, y se considera adecuado.

- Actualización Ranger V.12 y aplicaciones AGC, RS y HIS (\$60,000)

-
- Expansión de puertos de comunicación (\$25,000)
 - Medidores para el sistema SCADA (\$30,000)
 - Apertura del RS a los Participantes del Mercado (\$45,000). Este plan consiste en permitir la apertura del RS a los Participantes del Mercado para que se les permita ejecutar remotamente el modelo, brindando así transparencia a la gestión del CND.
 - Redundancia en la ejecución del RS (\$45,000)

Otras Compras de Equipos varios y de Oficina (\$45,850.00)

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.2. Inversiones Año 2006

Proyecto de Fortalecimiento del CND

- Gerenciamiento del Proyecto: actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.
- Continuación con el desarrollo del área de Plataforma de Tecnología Informática (incluye Sistema de Transacciones Comerciales, Base de Datos, Intercambio de Información): se ha reconsiderado la inclusión de la Plataforma de Integración y la Plataforma de servicio de Intercambio de Información, ya que se verificó que no estaban incluidas en los gastos de funcionamiento.
- Adquisición de Modelos:
 - Modelo de Optimización de Mantenimiento: adecuado
 - Interfaz de órdenes de servicio al SCADA: adecuado
 - Mejoras y Desarrollo de Sistemas de Información de las aplicaciones del CND: no hay justificación del requerimiento

Mejoras al Sistema SCADA

- Se incluyó la Actualización Ranger V.12 y aplicaciones AGC, RS y HIS (\$300,000)
- Incluye el reemplazo de 40 medidores.
- Actualización de las aplicaciones (no hay una justificación adecuada y no se ha considerado).

Mejoras al Equipo de Informática

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Otras Compras

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.3. Inversiones Año 2007

Compra de un Chiller (para aire acondicionado)

Se ha incluido.

Proyecto Fortalecimiento del CND

- Gerenciamiento del Proyecto: actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.
- Continuación con el desarrollo del área de Plataforma de Tecnología Informática, incluye Sistema de Transacciones Comerciales y Base de Datos. El sistema se puede mejorar con recurso de personal propio. Se ha incluido la plataforma de Base de Datos, ya que se verificó que no estaba incluida en los gastos de funcionamiento.

Mejoras al Sistema SCADA

- Este proyecto se refiere al reemplazo del Sistema de Visualización del Sistema (Mímico), por otro que brinde mayor información a los despachadores sobre las condiciones de la operación en tiempo real. Se ha reconsiderado dada las explicaciones adicionales recibidas del CND y a que han ajustado el monto de la adquisición.

Mejoras al Equipo de Informática

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Otras Compras

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.4. Inversiones Año 2008

Equipo de Oficina

Ya incluido en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Equipo de Informática

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA

- Se justifica su incorporación.

Compra de modelos

- El CND tiene un modelo adecuado para la función. No se justifica la inversión.

Proyecto de Integración de Mercados

- Se justifica su incorporación.

1.1.5. Inversiones Año 2009

Compra de un Chiller (para aire acondicionado)

Se ha incluido.

Equipo de Oficina

Ya incluido en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Equipo de Informática

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA

No se justifica su inclusión

A continuación se presenta el cuadro con las inversiones anuales reconocidas del CND para el período:

PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
MEJORAS AL EQUIPO DE INFORMATICA	170,000	0	0	0	0	170,000
Servidores						
RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse	30,000					30,000
Alta Disponibilidad Correo	50,000					50,000
Servidor Firewall Alta Disponibilidad	15,000					15,000
Reemplazo de Servidores Mercado	75,000					75,000
MEJORAS AL SISTEMA SCADA	205,000	440,000	100,000	60,000	0	805,000
Actualización Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS	60,000	300,000				360,000
Expansión de los puertos de comunicación	25,000					25,000
Redundancia para la ejecución del RS	45,000					45,000
Apertura del RS a los agentes del Mercado	45,000					45,000
Medidores para el sistema SCADA	30,000			60,000		90,000
Reemplazo de 40 medidores de energía para monitoreo de red		140,000				140,000
Suministro e instalación de un sistema de visualización (mímico)			100,000			100,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO DEL CND	220,000	360,000	150,000	0	0	730,000
Plataforma de Integración		80,000				80,000
Plataforma de servicio de intercambio de información		80,000				80,000
Plataforma de Base de Datos			150,000			150,000
Compra de Modelo de Estimación de Demanda	70,000					70,000
Compra de Modelo para Estimación de Caudales	50,000					50,000
Compra de Modelo de Despacho	100,000					100,000
Compra de Modelo para la optimización de Mantenimientos		100,000				100,000

PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
Interfaz de órdenes de servicio al SCADA		100,000				100,000
PROYECTO DE INTEGRACIÓN DE MERCADOS	0	0	0	176,000	0	176,000
Plataforma de Manejo de Base de Datos para integrar el MER y el Mercado Andino				76,000		76,000
Sistema de Interfase del Mercado Nacional con el MER y el Andino				100,000		100,000
GRAN TOTAL	595,000	800,000	295,000	236,000	15,000	1,941,000

Adicionalmente, dado que en el cálculo de los ingresos no se reconoce a ETESA rentabilidad sobre los activos del CND, se incluye en los gastos operativos un rubro estimado de US\$ 147.000 como alquiler anual de edificios.

1.2. Cálculo del IMP del CND

Finalmente, el cuadro a continuación resume los montos reconocidos al CND como IPCND_i:

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
CALCULO DE IMP (EN MILES DE BALBOAS DE DICIEMBRE DE 2004)**

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009
Gastos	2,413	2,413	2,413	2,413	2,413
Alquiler	147	147	147	147	147
Inversiones	595	800	295	236	15
TOTAL Ingreso	3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		3,257	3,107	2,825	2,685

2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA

El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM_i) se fija de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley N° 6 de 1997.

“Los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, serán recuperados como gastos administrativos de su actividad de operación integrada, excepto aquellos por los cuales se cobre directamente a los interesados. Estos costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, se limitarán a cinco décimas de uno por ciento (0.5%) de los ingresos brutos de los distribuidores, salvo donaciones, aportes o pagos del Estado o de entidades ajenas al sector eléctrico.”

2.1. Base de Capital de Hidrometeorología

Para calcular la depreciación ACTSPT_i* DEP% y la rentabilidad ACTNSPT_i*RRT, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, tomando en cuenta solamente los activos a diciembre de

2000, ya que las inversiones realizadas después de esa fecha ya han sido reconocidas como gastos en las tarifas.

2.1.1. Activos al 31 de Diciembre de 2000

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de HIDROMET (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2000, de acuerdo a la información de la contabilidad de ETESA:

EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000

Valores en Balboas

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
HIDROMETEOROLOGIA:			
Estaciones Pluviométricas	14,923	995	13,928
Estaciones Fluviográficas	1,240,032	764,073	475,959
Estaciones Meteorológicas Tipo A	155,342	8,876	146,466
Estaciones Meteorológicas Tipo B	118,818	6,789	112,029
Estaciones Meteorológicas Tipo C	61,694	6,170	55,524
Equipo Informática Hidromet	13,712	1,244	12,468
Mobiliario y otros equipos	252,383	14,414	237,969
Equipo de Transporte	28,936	7,234	21,702
Equipo de Laboratorio	115,060	11,506	103,554
TOTAL HIDROMET	2,000,900	821,301	1,179,599

2.1.2. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2000 reconocidos, ajustando la depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2004, se presenta a continuación la evolución proyectada 2005-2009 para la Base de Capital:

ACTIVOS RECONOCIDOS

Valores en Miles de Balboas

Hidrometeorología

Activos existentes	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasa de depreciación activos	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Tasa de depreciación retiros	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		899	829	759	689	619
Depreciación Anual	Miles Balboas		(70)	(70)	(70)	(70)	(70)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al final del año	Miles Balboas	899	829	759	689	619	549
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(1,101)	(1,171)	(1,241)	(1,312)	(1,382)	(1,452)
ACTSPT	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT	Miles Balboas	899	829	759	689	619	549
Depreciación	Miles Balboas	-	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)

2.2. Gastos de Hidrometeorología

Las inversiones requeridas por HIDROMET son reconocidas como gastos y recuperadas en cada año del período tarifario. Para ello se tomó como punto de partida el presupuesto de funcionamiento presentado por ETESA para la Gerencia de Hidrometeorología:

HIDROMET
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009
(En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
INVERSIONES	18,000	891,000	916,000	846,000	368,000
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,431,246	1,802,4320	2,143,570	2,532,241	3,013,638
TOTAL	1,449,246	2,693,432	3,059,570	3,378,241	3,381,636
Proyección de Personal 2005-2009					
Personal existente	33				
Personal nuevo		12	12	12	11
PERSONAL mínimo requerido	33	45	57	69	80

La sustentación de estos valores presentados por ETESA se encuentra incluida como ANEXO V.

2.3. Cálculo del IMP de HIDROMET

Finalmente, el cuadro a continuación resume los montos reconocidos a HIDROMET como IPHM_i :

HIDROMET
CALCULO DEL IMP 2005-2009
(en miles de Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
GASTOS	1,449	2,693	3,059	3,378	3,382
DEPRECIACION DE ACTIVOS	70	70	70	70	70
RENTABILIDAD	90	83	76	69	62
TOTAL Ingreso	1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		2,228	3,026	3,361	3,515

ANEXOS

ANEXO I: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

**ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA
COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.**

**ANEXO III: DETERMINACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL
PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ**

**ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA
COMPARADORA PARA EL CND.**

**ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE
HIDROMETEREOLÓGIA.**

ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO

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

PARAMETROS	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	9.98%					

ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)

ACTSPT (Sistema Principal)	B/.MILES	231,304	283,172	307,346	309,700	309,897	310,244
ACTCT(Conexión)	B/.MILES	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
ACTH (Hidrometeorología)	B/.MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT(Neto Sistema Principal)	B/.MILES	144,664	187,511	201,108	192,160	180,984	169,953
ACTNTC(Neto Conexión)	B/.MILES	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
ACTNH (Neto Hidromet.)	B/.MILES	899	829	759	689	619	549

ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)

ACTSPTef (Sistema Principal)	B/.MILES	288,387	340,255	364,429	366,783	366,980	367,327
ACTCTef (Conexión)	B/.MILES	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333

ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE

ACTSPTef (Sistema Principal)	B/.MILES		12,522	5,986	1,064	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/.MILES		-	-	-	-	-

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2004	2005	2006	2007	2008	2009
PRINCIPAL	B/.MILES		31,279	37,449	39,461	38,560	37,455
Operación y Mantenimiento	B/.MILES		4,271	4,915	5,188	5,207	5,209
Administración	B/.MILES		2,300	2,647	2,794	2,804	2,805
Depreciación	B/.MILES		9,021	10,577	11,302	11,373	11,379
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES		15,687	19,311	20,177	19,178	18,062
CONEXIÓN	B/.MILES		2,532	2,474	2,415	2,356	2,298
Operación y Mantenimiento	B/.MILES		431	431	431	431	431
Administración	B/.MILES		232	232	232	232	232
Depreciación	B/.MILES		587	587	587	587	587
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES		1,283	1,224	1,166	1,107	1,049
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/.MILES		4,764	6,206	6,060	6,313	6,088
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES		3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Hidrometeorología	B/.MILES		1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
TOTAL	B/.MILES		38,576	46,129	47,936	47,230	45,842

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO

(Miles de Balboas)

RESUMEN		2005	2006	2007	2008	2009
INGRESO ANUAL (Año Calendario)						
SISTEMA PRINCIPAL	B/.MILES	31,279	37,449	39,461	38,560	37,455
CONEXIÓN	B/.MILES	2,532	2,474	2,415	2,356	2,298
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/.MILES	4,764	6,206	6,060	6,313	6,088
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Hidrometeorología	B/.MILES	1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
INGRESO ANUAL (Año Tarifario) (1)						
SISTEMA PRINCIPAL	B/.MILES	34,364	38,455	39,011	38,008	37,455
CONEXIÓN	B/.MILES	2,503	2,444	2,386	2,327	2,298
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/.MILES	5,485	6,133	6,187	6,201	6,088
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	3,257	3,107	2,825	2,685	2,575
Hidrometeorología	B/.MILES	2,228	3,026	3,361	3,515	3,513
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN		0.95247	0.86604	0.78745	0.71600	
Valor Presente IMP (2)	VPN(2)	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	
SISTEMA PRINCIPAL	123,967	32,731	33,304	30,719	27,213	
230kV	105,450	27,097	28,445	26,535	23,373	
115kV	18,518	5,634	4,859	4,184	3,841	
CONEXIÓN	8,046	2,384	2,117	1,879	1,666	
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	19,847	19,847	5,224	5,312	4,872	
Centro Nacional de Despacho	9,941	3,103	2,691	2,225	1,923	
Hidrometeorología	9,906	2,122	2,620	2,647	2,517	
TOTAL	151,860	40,339	40,732	37,469	33,319	

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

(2) Referido al 1° de julio de 2005

ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.

1. METODOLOGIA

1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual

La metodología empleada consistió en el análisis de la evolución de los activos físicos, estructura de personal, costos operativos e indicadores de calidad de servicio de la empresa comparadora utilizada en el período tarifario actual, a los efectos de determinar:

- Si mantiene su grado de eficiencia en el transporte de energía eléctrica
- Si existen elementos que justifiquen incrementos de eficiencia

Como herramienta para el análisis de los costos de TRANSBA se calcularon sus costos eficientes y se compararon con los costos reales de la empresa.

A los efectos de verificar la vigencia de la empresa comparadora para el período tarifario julio 2005-junio 2009, se realizó una comparación internacional de los principales indicadores de gestión de TRANSBA con otras empresas consideradas eficientes.

TRANSBA suministra su información técnica y financiera al Ente Regulador de la Electricidad de Argentina, con carácter de dominio público, lo cual permite la obtención de los datos necesarios para el establecimiento de los parámetros que definen a una empresa eficiente y su seguimiento.

1.2. Análisis de las condiciones particulares de ETESA

Se detectó que el nivel isocerámico y la contaminación salina a que están sometidas las instalaciones en Panamá podrían constituir elementos diferenciales de costo entre TRANSBA y ETESA. Mediante simulaciones matemáticas se calculó el impacto que tendría en los costos de TRANSBA si esta empresa desarrollara sus operaciones con el nivel isocerámico y la contaminación salina que existen en el territorio Panamá.

Finalmente, se simuló en TRANSBA un incremento en los activos físicos similar al que tiene ETESA con la incorporación del proyecto L/T Guasquitas – Panamá II y se calculó el impacto combinado en los costos de ambos efectos (efecto ambiental y proyecto L/T Guasquitas – Panamá II) para determinar si corresponde una reducción o incremento de los niveles de costo reconocidos en la última revisión tarifaria.

1.3. Análisis de la evolución de costos de ETESA y su nivel de eficiencia

A partir del cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) eficiente con y sin la incorporación del proyecto L/T Guasquitas – Panamá II se calcula el porcentaje de AOYM/VNR de ETESA y se determina su nivel de eficiencia comparando con el nivel considerado eficiente.

De forma similar a la realizada con TRANSBA se calculan los costos eficientes de ETESA para cada uno de los procesos y se efectúa un diagnóstico de sus costos comparando con los costos de la empresa real.

1.4. Definir los Indicadores de Eficiencia

A partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora se determinan los indicadores a reconocer a ETESA para el período tarifario de julio 2005-junio 2009.

2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

2.1. Información Utilizada y Contexto Económico Argentino

TRANSBA S.A. es la concesionaria del servicio de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 132 kV de la Provincia, 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, en carácter de Transportista Independiente de TRANSENER S.A. y algunas instalaciones de 66 kV.

El análisis de costos de la empresa comparadora, TRANSBA, se realizó sobre la base de los balances de la empresa. Los últimos balances completos que se disponen de la empresa son los correspondientes a los años 2001 y 2002.

En diciembre de 2001 Argentina sufrió un shock devaluatorio que originó un aumento del tipo de cambio del 237% lo que determinó el incremento de la tasa de inflación de los precios mayoristas del 118%, la canasta básica total un 75%, y los precios al consumidor un 41% en el período enero-diciembre 2002.

Este brusco cambio en las condiciones macroeconómicas determinó un fuerte cambio en los precios relativos que trajo como consecuencia una brusca variación en los costos operativos (expresados en dólares) de la compañía, comparados con los que existían antes de la devaluación.

Por otra parte la ley de emergencia económica y reforma del régimen cambiario N° 25.561 modificó el contrato de concesión, pues a partir de su entrada en vigencia todos los ingresos de la empresas fueron determinados a la relación 1(un) peso igual a 1(un) dólar estadounidense, eliminando, además, las cláusulas de ajuste de las tarifas conforme los índices de precios al consumidor y del precio del productor de Estados Unidos de América, previstos en el régimen remuneratorio del contrato de concesión y de acuerdo al inciso d) del artículo 42 de la ley 24.065. Este hecho trajo como consecuencia una brusca variación en los ingresos de la empresa.

Por lo expuesto anteriormente, se ha realizado un análisis de los costos de la empresa comparadora tomando como referencia el año 2001. A los efectos de verificar si hubo ganancias de eficiencia en los costos de TRANSBA en el año 2002, se analizaron también los costos en ese año teniendo en cuenta el impacto del shock devaluatorio y las posibles restricciones presupuestarias de la empresa motivadas por la disminución de los ingresos tarifarios. Los costos considerados de los balances de TRANSBA excluyen amortizaciones y provisiones.

En los cuadros siguientes se muestra la evolución de los VNR, los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOYM), los activos físicos, y la estructura de personal de TRANSBA.

VNR TRANSBA	Unidad	2000	2001	2002
Estaciones Transformadoras	MMUSD	404	420	385
Líneas	MMUSD	558	577	401
Total	MMUSD	962	998	786

Item	Unidad	2000	2001	2002
AOYM	MUSD	19,557	20,769	8,797
Km. de Red	Km.	5,703	5,901	5,901
# Estaciones	#	75	78	78
# Personal	#	245	250	255
% AOYM/VNR	%	2.0%	2.1%	1.1%
Km. de Red/Empl	Km/Empl	23.3	23.6	23.1

El indicador de costos de AOYM/VNR para el año 2001 es igual al indicador del año 2000; en cambio para el año 2002 se puede observar una reducción significativa del indicador AOYM/VNR de casi el 50%.

El indicador de la evolución de la estructura de personal (Km. de línea/Empleado) no muestra una variación significativa en el año 2002 por lo que no se pueden deducir ganancias de eficiencia en la empresa comparadora por este rubro.

Las mejoras tecnológicas en la operación del sistema de transporte y la racionalización y ordenamiento de las actividades trajeron como resultado una reducción de las necesidades de personal en las empresas. Este proceso se dio al principio de la concesión donde las empresas redujeron rápidamente su planta de personal, luego se observa que la cantidad de personal permanece aproximadamente constante.

Por lo anteriormente explicado, la reducción del indicador de costo del año 2002 no se debe a ganancias de eficiencia, sino al impacto de la devaluación en la estructura de costos y las restricciones presupuestarias motivada por la emergencia económica.

2.2. *Benchmarking de Costos de TRANSBA*

En este punto se presenta una comparación internacional del indicador que relaciona los costos de AOYM/VNR, el cual permite poner en evidencia, con una razonable apreciación, el nivel de gastos entre diferentes empresas.

País	AOYM/VNR ^{6%}
Finlandia – Fingrid	4.1
Netherlands - Tennet	4.0
Portugal – REN	1.7
Suecia - Svenska K	2.7
TRANSENER – 2001	2.29

⁶ Referencia: Costs of constructing new transmission assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland Prepared for the DG TREN/European Commission Study Contract o TREN/CC/03-2002

País	AOYM/VNR^{6%}
TRANSBA – 2001	2.1
Dinamarca –Eltra/Elkraft	2.5
Italia – Terna	4.6
Noruega –Statnett	5.8
España – REE	4.6

En la tabla siguiente se presentan los Km. de red de extra-alta tensión para los países de las empresas que forman parte de la comparación internacional:

País (cantidades en kms)	380/400kV	380/400kV	380/400kV	220/300kV	220/300kV	TOTAL	380/400 kV	%380/400	%220/300
	Líneas	Cables Subt	Cables Subt	Líneas	Cables Subt	Líneas + Cables	Líneas + Cables	%	%
Dinamarca	1,346	-	16	260	244	1,866	1,362	73%	27%
Finlandia	3,793	34	99	2,400	-	6,326	3,926	62%	38%
Italia	9,761	53	316	12,557	165	22,852	10,130	44%	56%
Netherlands	2,003	-	-	677	6	2,686	2,003	75%	25%
Noruega	2,144	-	-	5,257	382	7,783	2,144	28%	72%
Portugal	1,235	-	-	2,588	11	3,834	1,235	32%	68%
España	15,067	15	-	16,050	92	31,224	15,082	48%	52%
Suecia	10,706	38	319	4,435	167	15,665	11,063	71%	29%

Dado que las empresas que se muestran en la tabla anterior son de origen europeo con niveles salariales diferentes entre sí y respecto de Panamá resulta necesario homologar los porcentajes de AOYM/VNR indicados.

Una primera homologación es por las diferencias entre los costos salariales del país de origen de la comparación y el país comparado. Para efectuar lo anterior se utilizan los siguientes niveles salariales⁷ para los países que intervienen en la comparación:

País	Ingresos USD/AÑO	Horas por Semana	USD por Hora
Dinamarca	63,500	37	36
Finlandia	48,500	39	26
Italia	25,800	40	13
Netherlands	36,300	40	19
Noruega	46,500	38	25
Portugal	18,700	40	10
España	41,300	40	22
Suecia	47,700	40	25
Panamá	27,600	45	13

Para efectuar la homologación por salarios también se requiere la composición del costo (componente local y extranjero) del numerador y denominador del indicador de eficiencia es decir el costo de AOYM y el VNR para lo cual se utilizan los siguientes porcentajes:

Descripción	% C. Local	% de C. Extranjero
VNR	36%	64%
AOYM	72%	28%

⁷ Referencia: Prices and Earnings- 2003 Edition- Incomes and workings hours of engineers. Publicada por UBS (Union de Bancos Suizos).

Utilizando la información de la tabla anterior, el porcentaje de salarios (y otros gastos) tanto del VNR como de los costos de AOYM se construye la siguiente tabla para la homologación de los indicadores de costos:

País	Rel Mo	Hom Salarios	AOYM ORIGEN	AOYM Norm1	Hom Redes	AOYM Norm2
	P.U.	%	%	%	%	%
Dinamarca	2.8	139%	2.5%	1.80%	110.9%	2.0%
Finlandia	2.0	127%	4.1%	3.24%	109.3%	3.5%
Italia	1.1	102%	4.6%	4.52%	106.6%	4.8%
Netherlands	1.5	115%	4.0%	3.49%	111.2%	3.9%
Noruega	2.0	126%	5.8%	4.60%	104.1%	4.8%
Portugal	0.8	91%	1.7%	1.87%	104.8%	2.0%
España	1.7	120%	4.6%	3.85%	107.2%	4.1%
Suecia	1.9	125%	2.7%	2.16%	110.6%	2.4%

La columna que se indica como “Hom Salarios” es el coeficiente para homologar el AOYM en país de origen debido a los diferentes costos salariales (y otros costos en moneda local). Dicho porcentaje resulta de considerar la composición tanto del VNR como del costo de AOYM y la relación de salarios entre el país de origen de la comparación y la empresa comparada. La columna AOYM Norm1 es el resultado de esta homologación, donde puede verse que en general el indicador de costo es menor que en país de origen debido a los menores costos salariales.

De manera similar a lo anterior se hace la homologación por redes teniendo en cuenta el porcentaje de composición de la red por nivel de tensión. Como puede observarse en la tabla anterior, los indicadores AOYM calculados para TRANSBA se encuentran en similar nivel o por debajo de los indicadores AOYM Norm2 de las empresas del benchmarking lo que confirma los niveles de eficiencia de TRANSBA.

En lo que a la composición del gasto se refiere se presenta en la siguiente tabla los resultados de un Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) empresas de transporte de energía realizado sobre la base de 13 empresas de transporte de energía eléctrica.

Rango ⁸	Administración	Operación	Mantenimiento
Estructura genérica homologada típica	21.9%	23.8%	54.3%
Rango superior ⁹	34.2%	36.0%	67.9%
Rango inferior	9.6%	11.6%	40.6%

Se hizo un análisis de la composición del gasto de TRANSBA para Administración y Operación y Mantenimiento, encontrando que (año 2001) fue de 14% para la administración y 86% para la operación y mantenimiento, es decir se encuentra cercano al rango inferior la administración y más cercano al rango superior para OyM lo que ratifica su eficiencia en el perfil del gasto.

2.3. *Análisis de la Gestión Técnica de TRANSBA*

⁸ Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) empresas de transporte de energía. Proyecto CIER11 GTAOMT. Año 2001.

⁹ El rango superior e inferior han sido definidos por una desviación estándar más y menos respectivamente.

Existe una planificación anual de actividades, programación semanal de mantenimiento y órdenes de trabajo que son registros que permiten verificar que lo que estaba planificado fue efectivamente realizado.

Toda la gestión se planifica y controla con un software desarrollado y permite mantener un historial del mantenimiento de los equipos.

Toda la gestión está certificada con ISO 9001 motivo por el cual existen procedimientos, programación, mantenimientos, etc., que indican qué se debe hacer en cada equipo. Existen instructivos de mantenimiento que normalizan los métodos de trabajo de manera que todo el personal está debidamente capacitado y trabaja con los mismos métodos.

TRANSBA cuenta además con la certificación ISO 14,000 relativa a la conservación del medio ambiente y certificación de cumplimiento del sistema de Seguridad Pública de acuerdo a lo establecido en la resolución ENRE N 057/2003.

La medición de la efectividad del mantenimiento, se efectúa mediante un control estadístico que mide la calidad de servicio finalmente obtenida. Se mide fallas cada 100 km-año de líneas, energía no suministrada a los clientes por fallas del transporte, desconexiones de transformadores, penalizaciones, efectividad de protecciones e interruptores, etc. Estas estadísticas además sirven para orientar la asignación de recursos, revisar periódicamente las estrategias de mantenimiento y determinar prioridad de inversiones.

La implementación de un sistema de gestión auditado y certificado como lo es la Norma ISO, complementado con estrategias de gestión bien definidas y una asignación de recursos humanos que favorece la asignación de responsabilidades conforman un sistema de gestión que está alineado con las mejores prácticas internacionales en la materia, por lo que puede asegurarse que TRANSBA mantiene su liderazgo en lo que a gestión se refiere entre las empresas de transporte de energía eléctrica.

2.4. Selección de Empresa Comparadora para Transmisión

Luego del análisis realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 2.4.1. El nivel del gasto AOYM/VNR de TRANSBA (año 2001) se encuentra en la banda inferior del rango del mismo indicador de otras empresas con niveles de eficiencia internacionalmente reconocidos.
- 2.4.2. La composición del gasto Administración respecto del total de TRANSBA se encuentra cercano al límite inferior del mismo indicador de otras empresas lo que indica una administración eficiente.
- 2.4.3. Los niveles de calidad de servicio y de la operación técnica reflejan una gestión eficiente y alineada con las mejores prácticas internacionales en la materia.
- 2.4.4. Por lo anteriormente expresado se recomienda mantener a TRANSBA como empresa comparadora de ETESA.
- 2.4.5. Como empresa comparadora se deben tomar los costos e indicadores de TRANSBA 2001.
- 2.4.6. A pesar de la brusca reducción de los costos y los indicadores de TRANSBA en el año 2002 no hubo una mejora de eficiencia en la gestión que pudiera ser detectada por lo que se mantiene el indicador de AOYM/VNR de la comparadora en 2.1%.

3. COMPARACIÓN TRANSBA/ETESA

TRANSBA muestra indicadores de desempeño (en términos de kilómetros de línea por empleado y costos de explotación por kilómetro de línea) que evidencian un desempeño empresarial superior al de ETESA, con lo que constituye una referencia válida como empresa comparadora. A continuación se presenta un cuadro comparativo entre TRANSBA y ETESA:

ITEM	UNIDADES	ETESA (sin Estí)	ETESA (con Estí)	TRANSBA
Km. de circuito	Km.	1,413.5	2,193.5	5,901
Km. de línea	Km.	765.9	1,155.9	5,901
Área de Servicio	Km ²	75,517	75,517	282,062
Empleados	#	353	353	250
Costos AOYM	MUSD	11,037	11,037	20,770
Km. de línea por empleado	Km./empleado	2.16	3.27	23.60
Costos AOYM/ Km. de línea	MUSD/Km.	14.41	9.55	3.52

El número total de empleados de ETESA es de 389 (Dato de balance de 2002) incluyendo el CND. Para obtener el número de empleados comparable a TRANSBA se ha descontado del número total de empleados de ETESA la cantidad de personal de CND (46 empleados) y se sumaron los empleados del centro de control (10 empleados) dado que la empresa comparadora tiene a su cargo el centro de control.

Se observa que la incorporación del proyecto Estí (L/T 230 kV Guasquitas-Panamá II) si se mantuviese el nivel de gasto de ETESA tiene una importante mejora en los indicadores de gestión aunque alejados todavía de la empresa comparadora de referencia.

De la información relevada se ha encontrado que las principales particularidades de ETESA con respecto a TRANSBA es su elevado nivel isoceráunico y los efectos de la contaminación salina.

A los efectos de calcular el impacto que tienen estas particularidades en los costos operativos para determinar si se justifica un incremento en los ingresos de ETESA se procede a representarlas en la empresa comparadora TRANSBA y calcular el impacto en los costos operativos.

La metodología a emplear consiste en replicar en la empresa comparadora TRANSBA mediante la empresa modelo el nivel isoceráunico y la contaminación salina de ETESA y calcular la variación de los costos asociados.

En la tabla siguiente se presentan los elementos diferenciales a replicar en el modelo de TRANSBA.

Elemento Diferencia	ETESA	TRANSBA
% Líneas Cont. Salina	32%	6%
% Estaciones Cont. Salina	50%	11%
Nivel isoceráunico	110-150	30-40

La contaminación salina exige tareas especiales de mantenimiento como el lavado de aisladores tanto de líneas como de estaciones transformadoras que originan mayores costos de mantenimiento.

Para replicar las condiciones de contaminación salina de ETESA en la empresa comparadora se carga el modelo de TRANSBA con los porcentajes de líneas y estaciones de ETESA sometidos a contaminación salina y se calculan los costos operativos que resultan de estas nuevas condiciones ambientales.

El mayor nivel isoceráunico está asociado a una mayor cantidad de descargas atmosféricas por Km² en el territorio de Panamá respecto de Argentina (Buenos Aires).

Dado que el nivel isoceráunico no es controlable se trata de proteger adecuadamente los equipos contra las descargas atmosféricas.

Se debe evitar que la descarga directa alcance partes en tensión, que solicitarían el aislamiento en modo no admisible.

En consecuencia se trata de proteger las partes en tensión creando a su alrededor una "jaula" realizada con:

- cables de guarda.
- pararrayos de punta.

Cuando un rayo impacta en el cable de guarda o en una torre de una línea, el cable de guarda asume un potencial elevado pudiendo considerarse que los conductores se encuentran conectados a tierra, las cadenas de aisladores pueden no soportar esta tensión y se produce una descarga que se conoce con el nombre de contorneo inverso. La mayor cantidad de descargas implica mayores tareas de mantenimiento de las puestas a tierra tanto de las líneas como de las estaciones transformadoras.

Para tener en cuenta el tema del mantenimiento intensivo de las puestas a tierra por el elevado nivel de descargas se ha duplicado la frecuencia y reparación de la puesta a tierra de las líneas y estaciones transformadoras.

La descarga atmosférica alcanza luego la estación conducida por los cables de la línea, y para proteger de los efectos de ésta, o de descargas que impacten directamente los conductores cuando falla el blindaje se instalan los descargadores.

Un mayor nivel isoceráunico tiene como consecuencia una mayor cantidad de descargas sobre los descargadores que trae aparejado una reducción de su vida útil.

En TRANSBA se ha considerado una vida útil del descargador de 25 años, pero si se diera el nivel isoceráunico de ETESA existirá el triple de descargas sobre el mismo descargador con lo cual su vida útil se podría considerar tres veces menor debido al aumento de la frecuencia de descargas (8 años). Lo anterior es una hipótesis de máxima ya que el triple de nivel isoceráunico no necesariamente significa que haya el triple de descargas sobre el equipamiento.

Las dos condiciones anteriores se representan en la empresa modelo de TRANSBA y calculan los nuevos costos operativos considerando el efecto de la contaminación salina y el nivel isoceráunico de Panamá, produciéndose un aumento del costo de AOYM debido al aumento de los costos operativos directos debido al incremento de los recursos asignados por el efecto combinado de mayor porcentaje de contaminación salina y nivel isoceráunico.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que un mayor nivel isocerámico implica mayor nivel de precipitaciones pluviales que produce el efecto de lavado de aisladores por lo que implicaría destinar menores recursos en el lavado de aisladores por contaminación salina.

Al hacer este análisis incorporando las condiciones de contaminación salina y del nivel isocerámico, el costo AOYM respecto al VNR, es del 2.17% lo que representa un sobre costo del 8% respecto del costo sin las particularidades de Panamá.

Por otro lado, el porcentaje AOYM/VNR reconocido para ETESA del 2.18% en la revisión tarifaria anterior fue calculado al inicio del período y como tal calculado con los Km. de líneas y estaciones transformadoras a esa fecha, o sea, sin considerar el proyecto “Estí”. La incorporación del proyecto Estí debería traer un aumento de la eficiencia en ETESA.

A los efectos de calcular este aumento de eficiencia se hizo el análisis haciendo una reproducción de estas condiciones en la Empresa Modelo (EM) de TRANSBA, considerando un incremento de los activos igual al que tiene ETESA con la incorporación del proyecto “Estí”. Para ello se incrementan en la EM un 55% los activos de las líneas (en ETESA crecen de 1413.5 Km. de circuito a 2193.5 Km.) y un 22% las estaciones transformadoras (en ETESA crecen de 9 a 11 estaciones transformadoras) y se mantienen en el modelo las condiciones ambientales anteriormente especificadas.

El porcentaje de costos eficientes que resulta para TRANSBA considerando el efecto combinado de las condiciones ambientales de Panamá y el incremento de activos, resulta un gasto de AOYM de MUSD 28.5 respecto a un VNR de MMUSD 1,418.5, es decir del 2.01%.

En la tabla siguiente se puede ver el resumen de los resultados:

CASO ANALIZADO	AOYM/VNR	INCREMENTO
Modelo TRANSBA – empresa real – año 2001	2.01%	-
MODELO TRANSBA- año 2001 Cont. Sal & Nivel Isoc. Panamá	2.17%	8.0%
MODELO TRANSBA- año 2001 Cont. Sal & Nivel Isoc. Panamá e incremento de activos.	2.01%	-8.0%

En resumen resulta lo siguiente:

- Los niveles de contaminación salina e isocerámico mayores que TRANSBA justifican un aumento de los costos eficientes en la empresa comparadora del 8%.
- La incorporación de activos por el proyecto Estí generan una ganancia de eficiencia que justifican reducir los ingresos en la empresa comparadora en el 8%.

Como conclusión el nivel de costos resultante para la empresa comparadora con la incorporación del proyecto Estí es similar al usado en la anterior revisión tarifaria (año 2001) por lo que corresponde reconocer a ETESA el mismo nivel de costo eficientes que en la revisión tarifaria anterior que fue del 2.18%.

En principio salvo los elementos analizados no se han encontrado elementos que estén fuera del alcance de la gestión que impidan a ETESA alcanzar los niveles de desempeño mostrados por TRANSBA.

Homologación y Estimación de los comparadores eficientes en el año 2001:

La homologación por el precio de los bienes de capital, la homologación por la topología de la red y por salarios se realizó en el año 2001, cuando se hizo la selección de TRANSBA como empresa comparadora. El estudio realizado en esa oportunidad está a disposición en el Ente Regulador.

ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ

1. METODOLOGÍA

A efectos de verificar cuál es la tasa de rentabilidad razonable dentro del rango o margen que establece la Ley, se ha realizado un análisis del costo de oportunidad de invertir capital en Panamá en una actividad de riesgo similar al transporte de energía eléctrica, utilizando el método del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital), el cual es utilizado en la mayoría de las prácticas regulatorias. Con esta metodología se estima la tasa de retorno adicionando ponderadamente al costo del capital propio, calculado utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), el costo marginal de endeudamiento. El cálculo del WACC pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera eficiente, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan eficientes en función de un análisis de benchmarking financiero.¹⁰ Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir al Ente Regulador un punto de partida para la fijación de la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

1.1. Método de Costo de Capital Promedio Ponderado

Para el periodo tarifario de julio de 2005 a junio de 2009, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando el mismo enfoque general que en la estimación realizada para la primera revisión tarifaria, tanto en su cómputo como en su conversión a términos reales antes de impuestos, que es el valor que se compara con las bandas fijadas en la Ley.

El método de Costo de Capital Promedio Ponderado utiliza los siguientes criterios para el rendimiento del capital propio (r_{CAPM}) y para el costo marginal de endeudamiento (r_d):

1.2. Rendimiento del Capital Propio

El método CAPM calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado.

El método CAPM es uno de los modelos que goza de mayor difusión, permitiendo efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Este método estima una tasa de retorno igual a la tasa libre de riesgo para el país o región donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de

¹⁰ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio), todos a valor de libros. Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$

una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo. Este método calcula el costo de capital propio, es decir, el rendimiento solicitado por los accionistas.

La idea principal detrás del modelo CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, se aplica una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación), factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo (un rendimiento en exceso). En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

Los elementos analizados son:

- ***Tasa Libre de Riesgo***

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos llamados "seguros" o "soberanos", y que son emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento de un bono del tesoro de los Estados Unidos de América (EUA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar de EUA como moneda directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

En este caso, la tasa libre de riesgo se estimó a partir de considerar como instrumento sin riesgo de insolvencia el rendimiento del bono del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30). Adicionalmente esto es congruente con la forma de fijar los límites expresados en la Ley.

- ***Determinación de la Prima por Riesgo País***

En la determinación de esta prima de riesgo país intervienen factores económicos, financieros y políticos que pueden afectar la capacidad de pago del país. La mayoría de estos factores son de difícil cuantificación, y por tal motivo se utilizan una serie de métodos para poder precisar un valor, dentro de estos, la aproximación por el "spread" (margen) del rendimiento de los bonos de largo plazo del país en cuestión "vis a vis" bonos americanos de igual vida promedio suele ser el indicador más utilizado.

La manera adecuada de realizar este cómputo es hallar un bono soberano de igual "*duration*" (maduración) que el UST30 utilizado en la determinación de la tasa libre de riesgo. El UST30 tiene un "*duration*" aproximada de 15 años.

Los bonos de mayor "*duration*" (Global 34, Global 29 y Global 27) apenas superan los 10 años. En función de esta situación, se escogió el Global 29 ya que es el de más largo plazo y se buscó un bono de EUA de "*duration*" similar a 10, de forma tal que se escogió el UST20 para el cómputo de prima por riesgo país.

- ***Riesgo Sistemático de la Industria***

Para estimar el riesgo sistemático (β) de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Cuando se desea utilizar el beta para estimar el costo de capital de una empresa o conjunto de empresas, y no se tienen datos de la empresa individual o del conjunto, es mejor utilizar el beta de una cartera de empresas que sean similares, es decir del mismo sector industrial, con lo cual los errores típicos tienden a anularse. Para la determinación de este riesgo (β) se ha recurrido a estadísticas internacionales, específicamente al mercado de Estados Unidos que es el único que posee suficiente información.

El beta es estimado económicamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta. Muestra, en definitiva, la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Hay numerosas firmas de reconocido prestigio internacional que realizan el cálculo de betas sobre los mercados de los países desarrollados. Entre las más importantes pueden citarse Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, y Compustat.

- ***Determinación del Premio por Riesgo***

Para la determinación del premio por riesgo, se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Se utilizó el “Índice Compuesto de Standard & Poor’s 500”¹¹, ya que es un índice accionario que está compuesto por una importante variedad de acciones de gran circulación y representativas de diversos sectores de la economía.

1.3. Costo Marginal de Endeudamiento

El costo de la deuda es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser directa ó indirectamente observado en los mercados financieros.

El costo de la deuda puede ser estimado mediante la utilización de los precios corrientes de títulos de deuda privada del mismo sector al que pertenece la empresa, comercializados en los mercados de deuda internos y externos. En este sentido, un inversor tendrá un portafolio con instrumentos de deuda con diferente duración, madurez y moneda. Estos deben ser ponderados a los fines de calcular el costo total de la deuda de una firma específica, sin embargo, a veces esto no es tan sencillo y en algunas oportunidades, imposible, por ende existen métodos alternativos.

Existen dos grandes caminos para estimar el costo del capital de terceros:

- **Benchmarking financiero:** consiste en definir una muestra de títulos de deuda privada (y crédito bancario directo, aunque esta información no suele ser pública) que resulten

¹¹ Stocks, Bonds, Bills and Inflation (SBBI) Valuation Edition 2001. IBBOTSON ASSOCIATES.

comparables con la empresa en cuestión. Se debe considerar el rendimiento de la obligación, cualquiera sea su naturaleza y no la tasa nominal. Como lo que importa es su rendimiento, la “*duration*” de la obligación es importante y por lo tanto su vida, moneda y condiciones de pago. Todo estos elementos deben ser tomados en cuenta a la hora de estimar el promedio, pues si no se realizan promedios que no poseen consistencia financiera. Un tema fundamental es la calidad de la obligación, básicamente reflejada en su calificación. En este sentido, se podría utilizar la calificación promedio de la muestra utilizada para el “benchmarking” o definir una calificación aceptable y utilizar solo los títulos que califiquen. Un tema muy importante a tener en cuenta, es que la calificación depende fuertemente del país donde opere la empresa, es muy difícil para empresas de servicios públicos sometidas a regulación, lograr calificaciones de “investment grade” si el país donde operan se encuentra por debajo de umbral. Todo esto hace la comparabilidad muy limitada, y es una crítica habitual hacia este tipo de enfoques. Es por este motivo, que generalmente suele estimarse un CAPM de deuda para contrastar resultados.

- **CAPM de deuda:** El CAPM de deuda es un método de uso generalizado, tanto en prácticas regulatorias como en finanzas, y que resulta consistente con el modelo en general del CAPM utilizado para el cálculo del costo del capital propio.

En el presente cálculo, debido a que no es posible encontrar comparadores de ETESA en Panamá, se ha optado por el camino de la estimación de un CAPM de deuda considerando un horizonte de 5 años como período normal de endeudamiento. A su vez este resultado se comparó con el costo real de endeudamiento de ETESA, ya que el mismo presenta características propias de una empresa de infraestructura de capital estatal.

2. DESARROLLO

La estructura del WACC es la siguiente:

$$r = \frac{E}{D + E} \cdot [r_{CAPM}] + \frac{D}{D + E} \cdot r_d \cdot (1 - t)$$

Donde,

- r*: Tasa de rentabilidad
D: Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.
E: Patrimonio Neto
r_{CAPM}: Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
r_d: Tasa marginal de endeudamiento.
t: Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

El primer elemento que se necesita es el costo del capital. El costo del endeudamiento que se debe considerar es el costo marginal del mismo, es decir al que la empresa se puede seguir endeudando y no el que ha registrado la empresa. El nivel de endeudamiento a considerar no puede ser el de la empresa, pues esto puede distorsionar el rendimiento requerido fruto de una política de gestión financiera no optima.

Una consideración importante a realizar es el impacto impositivo que se tiene en función de distintas estructuras de capital, ya que como es sabido, los intereses pagados se deducen del impuesto a las ganancias, lo correcto a aplicar es la tasa marginal de endeudamiento ajustada impositivamente.

A continuación se realiza por pasos el cálculo de la tasa:

2.1. Rendimiento Del Capital Propio

La tasa de rendimiento del capital propio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = [r_f + r_{país} + \beta_d \cdot (r_m - r_f)]$$

Donde,

- r_{CAPM} : Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
- r_f : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
- $r_{país}$: Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.
- β_d : Riesgo sistemático de la industria en cuestión.
- r_m : Retorno de una cartera diversificada.

El paréntesis $(r_m - r_f)$ suele denominarse premio de mercado o por riesgo.

2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de marzo de 2004 a febrero de 2005, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Marzo-04	4.740
Abril-04	5.147
Mayo-04	5.424
Junio-04	5.405
Julio-04	5.216
Agosto-04	5.057
Septiembre-04	4.903
Octubre-04	4.855
Noviembre-04	4.888
Diciembre-04	4.862
Enero-05	4.725
Febrero-05	4.548
Promedio	4.981

2.1.2. Prima de Riesgo País

La prima de riesgo país obtenida utilizando el Global 29 y el UST20 resulta en 307 puntos básicos. A continuación, se muestra una tabla donde se computa la prima por riesgo país utilizada en el presente cálculo.

Rendimientos Comparados (%)		
Fecha	Global 29	UST20
Marzo 04	8.012	4.720
Abril 04	8.379	5.160
Mayo 04	8.393	5.460
Junio 04	8.322	5.450
Julio 04	8.327	5.240
Agosto 04	8.215	5.070
Septiembre 04	8.193	4.890
Octubre 04	8.008	4.850
Noviembre 04	8.030	4.890
Diciembre 04	7.771	4.880
Enero 05	7.638	4.770
Febrero 05	7.489	4.610
Promedio Anual	8.065	4.999
SPREAD = PRIMA RP (P. Básicos)	307	

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas – FED

Este valor parece razonable, considerando el *rating* de Ba1¹² otorgado por Moody's¹³ al país, que es bastante bueno, superado solamente por los indicadores de Chile, México y El Salvador.

2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

Para la determinación del riesgo sistemático o “beta” se utilizaron los análisis generados por la empresa Value Line. Esta empresa de servicios de información financiera estima los betas de las empresas a partir de los cambios semanales en el precio de las acciones durante los últimos 5 años con respecto al índice NYSE¹⁴. Value Line analiza los betas de 71 empresas del sector eléctrico de Estados Unidos. Las empresas consideradas por Value Line para el cálculo se muestran al final de este Anexo.

¹² Moody's Investors Service, 18 de Marzo de 2005.

¹³ El rango de calificaciones de Moody's oscila aproximadamente de mejor a peor de la siguiente manera: Aaa – Aa1/2/3 – A1/2/3 – Baa1/2/3 – Ba1/1/2/3 – B1/2/3 – Caa1/2/3 – Ca1/2/3 – C1/2/3

¹⁴ Value Line utiliza el método de estimación BLUME en lugar del método VASICEK utilizado por otras fuentes, como por ejemplo Ibbotson Associates.

Antes de proseguir, es importante mencionar el concepto de “beta del patrimonio” que responde a valores de los betas ajustados por el apalancamiento¹⁵ empresarial (“*leveraged*” betas). Estos betas son calculados a partir de empresas que cotizan en el mercado accionario, poseyendo un determinado nivel de endeudamiento. Por otra parte, el “beta del activo” (“*unleveraged*” beta) corresponde al beta sin apalancamiento.

Para calcular el CAPM, se requiere el beta ajustado por el apalancamiento empresarial óptimo, es decir el relevante para el mercado que se analice y el mismo que se utilice para determinar el WACC.

Para estimar el beta sin apalancamiento se debe conocer la tasa impositiva de ganancias del mercado de donde se estimaron los betas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia. El beta sin apalancamiento se calcula de la siguiente manera:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t) \cdot (D/E)}$$

Donde,

- β_U : Beta del activo o desapalancada.
 β_L : Beta del patrimonio o apalancada.
 t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)
 D : Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.
 E : Patrimonio Neto

Value Line utiliza el criterio de realizar el desapalancamiento de los betas considerando la tasa impositiva efectiva y la relación D/E a valor de mercado. Los resultados generados por Value Line se muestran en la siguiente tabla:

Firmas por Sector	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	27	0.8	1.23	24.6	0.42
Electric Utility (East)	29	0.73	0.94	26.1	0.43
Electric Utility (West)	15	0.79	1.22	27.1	0.42
TOTAL ELECTRIC UTILITY	71	0.77			0.42

Finalmente se vuelve a estimar el beta ajustado por el apalancamiento, considerando el nivel de apalancamiento óptimo (0.55, como se explica más adelante) y el impacto del impuesto a la renta en Panamá que asciende a 30%. El valor que se obtiene es de **0.78** para la actividad de transporte.

Unleveraged Beta	β_U	0.42
Tasa de impuestos	t	30%
Apalancamiento Óptimo	D/E	0.55/0.45
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	β_L	0.779

¹⁵ Se define “apalancamiento” como el cociente entre la deuda de mediano y largo plazo y el capital (D/E).

2.1.4. Premio por Riesgo

Para la determinación del premio por riesgo, usando estadísticas del mercado de Estados Unidos, se analizó el período que abarca desde 1926 hasta el año 2000 y está fundamentado en datos de retornos mensuales. Debido a que el enfoque utilizado para calcular esta magnitud es el histórico, y éste supone que el promedio de los retornos pasados es un predictor adecuado de los esperados, el cálculo del premio de riesgo debe considerar un período de tiempo razonablemente largo.

En función de lo anteriormente mencionado, y considerando un horizonte de 30 años como razonablemente extenso para que los rendimientos esperados y realizados converjan, se ha adoptado para el cálculo un **premio por riesgo del orden del 6.3 %**. Asimismo, de este modo, se eliminan las distorsiones provocadas por la crisis del 29 y la II Guerra mundial en los rendimientos accionarios.

PREMIO POR RIESGO DE MERCADO				
Periodo Analizado	Long. Del Período	Long-Term	Intermediate-Term	Short-Term
1926-2000	75 años	7.8%	8.2%	9.1%
1931-2000	70 años	7.7%	8.2%	9.2%
1941-2000	60 años	8.3%	8.7%	9.6%
1951-2000	50 años	7.6%	7.8%	8.7%
1961-2000	40 años	5.8%	6.1%	7.0%
1971-2000	30 años	6.3%	6.7%	7.7%
1981-2000	20 años	8.1%	8.6%	9.8%
1991-2000	10 años	11.6%	12.3%	13.7%
1996-2000	5 años	13.2%	13.6%	14.2%

Es importante notar que se ha tomado el valor para 30 años que Ibbotson Associates define como *long-term*, ya que es el que resulta de computar el premio por riesgo de mercados considerando el bono del tesoro de Estados Unidos a 20/30 años. De esta forma, el cómputo de este parámetro resulta compatible con la estimación de la tasa libre de riesgo.

2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio para Transmisión

En base a las consideraciones realizadas, se obtiene un rendimiento del capital propio del orden de 12.96 %, según los siguientes cálculos:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)		r_f	4.98
Tasa de Riesgo país adoptada (307 puntos básicos) (%)		$r_{país}$	3.07
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)		$\beta_d * (r_m - r_f)$	4.91
Beta ajustado por apalancamiento	β_d	0.78	
Premio por riesgo del mercado	$(r_m - r_f)$	6.30%	
Costo de Capital Propio (%)		r_{CAPM}	12.96

2.2. Costo de Endeudamiento

El costo marginal de endeudamiento (r_d) se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_f + r_p + SS$$

Donde,

- r_d : Tasa marginal de endeudamiento.
 r_f : Tasa libre de riesgo para la maduración de la deuda que se considere.
 r_p : Riesgo país estimado de igual modo que en el caso del costo del capital propio.
 SS : *Spread* adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

La tasa libre de riesgo utilizada es valor el promedio de los rendimientos mensuales del Bono del Tesoro de EUA a cinco (5) años (UST5) para el período marzo de 2004 a febrero de 2005 en equivalencia al período utilizado para el cómputo del costo de capital propio. Se utiliza el mismo valor de riesgo local utilizado para la estimación del costo de capital propio, esto es, 307 puntos básicos¹⁶.

No se considera el *spread* adicional por riesgo corporativo, a pesar que está previsto en el modelo CAPM de deuda. La argumentación a favor de no utilizar un riesgo corporativo es que este está previamente incluido en el adicional por riesgo local. De hecho, cuando se analiza la calificación crediticia a escala nacional, las empresas eléctricas resultan con calificaciones muy altas, del tipo *investment grade*, o sea que casi no presentan riesgos dentro del país comparadas con otras empresas que operen en el mismo país. Si la calificación crediticia se analiza a escala global, las empresas eléctricas resultan con calificaciones similares a las del país, por ende es inconsistente la adición de riesgos (país + corporativos), ya que las empresas de servicios públicos no son más riesgosas que el país. Es la calificación del país la que define finalmente la calificación de las empresas operando en la mayoría de los mercados emergentes.

De esta forma, utilizando el bono UST5, que presenta un rendimiento promedio de 3.54 %, y considerando una tasa de riesgo país de 307 puntos básicos (ver de Tasa de Riesgo País), y bajo las demás consideraciones ya desarrolladas en este acápite, el costo de endeudamiento alcanzaría un valor de 6.60 %, así:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 5 años (%)	r_f	3.54
Tasa de Riesgo país adoptada (307 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	3.07
Costo de Endeudamiento (%)	r_d	6.61

Adicionalmente, es importante analizar la situación de endeudamiento de ETESA¹⁷. ETESA presenta dos grandes tipos de endeudamiento. Por un lado presenta un endeudamiento del orden del 10 % del total (BNP Paribas – MEF) con un costo de endeudamiento levemente inferior al 7 % nominal. La mayor parte del endeudamiento es con el BID con un costo de endeudamiento que en el 2003 promedió el 5 % nominal. Esto significa que el costo de endeudamiento estimado anteriormente es algo superior al real de ETESA.

¹⁶ Es dable mencionar que si se hubiese utilizado un re-cómputo del riesgo país para un “*maturity*” menor, se hubiese computado un valor marginalmente menor a 307 puntos básicos.

¹⁷ Información suministrada por ERSP sobre la base de Estados Contables de 2003

No obstante, es importante mencionar que la mayor parte del endeudamiento de ETESA, incluyendo la línea de crédito con el BID es a tasa variable, y que las tasas han estado en aumento desde el 2003. A modo de referencia, la LIBOR a un año se incrementó desde 1.5 % en 2003 hasta 3.7 % en la actualidad. Este aumento debe haber impactado en el costo de endeudamiento de ETESA haciendo subir el costo promedio hasta un valor cercano o levemente superior al estimado por el método CAPM de deuda.

Dado el marco de fuerte incertidumbre que reina en los mercados de tasas de interés en la actualidad, y en el marco de referencia anteriormente planteado, se considera que una tasa de endeudamiento razonable para ETESA para el período tarifario **es de 7 % nominal**, por lo tanto, ésta será la r_d a utilizar.

2.3. Costo Promedio de Capital (WACC)

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total.

Por lo tanto, las empresas buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es menor que el costo del capital propio. Sin embargo existe una restricción dada por el riesgo de *default* asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros, que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

La estructura óptima de capital se basa en un benchmarking con datos de empresas de transporte de energía eléctrica de países comparables. A partir del análisis del comportamiento de la relación capital de terceros/capital total de esas empresas, se obtiene la estructura óptima de capital para ETESA.

Para determinar la estructura de capital, se utilizó un nivel de endeudamiento¹⁸ del 55 %. Este valor resulta similar al que se puede obtener de un análisis de benchmarking sobre la muestra de empresas que se utilizó para estimar el beta.

No obstante, cabe destacar que los niveles de endeudamiento reconocidos a las empresas de transporte suelen ser superiores al promedio de la actividad eléctrica. En este sentido merece la pena mencionar que el nivel de endeudamiento que el OFGEM reconoció a la empresa de transporte es de 65 %, mientras que para las empresas de distribución aceptó 58 %.

El valor propuesto es consistente con el generalmente utilizado en la región, y por bancos de inversión que operan en la región. En la última revisión tarifaria, el OFGEM utilizó un valor de 50 % al igual que ANEEL, en el caso de las distribuidoras eléctricas de Brasil y se espera un valor aún mayor en las revisiones de las concesiones de transporte que están comenzando.

En este marco de referencia, el cálculo se realizó utilizando el valor empleado en la I Revisión Tarifaria de 55 %.

¹⁸ El apalancamiento es medido al nivel de valor de patrimonio de libros, no a valor de mercado, ya que este último, no existe para el caso de estudio.

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de **retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos del orden de 8.53 %**, según el siguiente cálculo.

Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	12.96	
Estructura de Capital	$E/(D+E)$	0.45	
		$\frac{E}{D+E} [r_{CAPM}]$	5.832
Costo marginal del endeudamiento (%)	r_d	7.00	
Impuesto ganancia (%)	T	30.00	
Nivel de Apalancamiento	$D/(D+E)$	0.55	
		$\frac{D}{D+E} r_d \cdot (1-t)$	2.695
WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)	WACC		8.527

Las tasas obtenidas son tasas nominales, ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos estén nominados. Para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente. De no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. Asimismo, se requiere una tasa antes de impuestos para calcular el retorno sobre el capital, ya que la tasa expresada en la Ley se refiere a una tasa real antes de impuestos.

Para garantizar la consistencia financiera, se debe descontar la inflación futura de Estados Unidos, es decir la implícita en el bono de largo plazo utilizado para estimar la tasa libre de riesgo. Esta tasa es relativamente fácil de obtenerse, pues el gobierno de los Estados Unidos emite bonos indexados para una maduración similar. De este modo la diferencia entre el rendimiento de un bono del tesoro indexado de más de 20 años¹⁹ y el rendimiento del UST30 clásico es la inflación esperada de largo plazo. Esta inflación representa la expectativa del mercado, es decir de todos los agentes de la economía, no está supeditada al sesgo del estimador, y es un valor relativamente estable a lo largo del tiempo que se mantiene en el orden del 2- 3 %.

En esta estimación, se prefiere privilegiar la consistencia financiera y obtener la inflación como *spread* entre los bonos tradicionales e indexados a 30 años en el mismo período que se utilizó en el cómputo de la tasa libre de riesgo. El valor obtenido de esta forma resulta en 2.84 %.

Adicionalmente, se requiere convertir la WACC obtenida a términos antes de impuestos.

Para hallar tal tasa se considera la siguiente expresión considerando el pronóstico de inflación anteriormente mencionada y la tasa impositiva normativa.

$$WACC_{real, antes impuestos} = \frac{\frac{WACC_{no\ min\ al,\ desp.\ impuestos}}{(1-t)} - \pi}{1 + \pi}$$

Donde,

¹⁹ Lo ideal es utilizar un bono indexado (TIPS) para 30 años, pero los bonos a 30 fueron discontinuados, por lo cual la FED computa el rendimiento de un bono combinado de para "maturities" de más de 20 años.

t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

π : inflación futura de Estados Unidos

De este modo, se obtiene un retorno real después de impuesto que asciende a 9.08 %, así:

WACC Nominal después de Impuestos (%)	$WACC_{nom,des\ impuestos}$	8.53
Impuesto ganancia (%)	t	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	π	2.83
WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)	$WACC_{real, antes\ impuestos}$	9.083

MUESTRA DE EMPRESAS UTILIZADAS POR VALUELINE PARA EL CÁLCULO DEL BETA

Avista Corp.	Ameren Corp.	Exelon Corp.
Black Hills	Amer. Elec. Power	FirstEnergy Corp.
El Paso Electric	ALLETE	FPL Group
Edison Int'l	Cinergy Corp.	Florida Public Utilities
Hawaiian Elec.	CMS Energy Corp.	Fortis Inc.
IDACORP Inc.	Cleco Corp.	Green Mountain Pwr.
MDU Resources	CenterPoint Energy	Maine & Maritimes Corp
PG&E Corp.	DPL Inc.	BayCorp Holdings Limited
PNM Resources	DTE Energy	NSTAR
Pinnacle West Capital	Empire Dist. Elec.	Northeast Utilities
Puget Energy Inc.	Entergy Corp.	Public Serv. Enterprise
Sempra Energy	G't Plains Energy	Progress Energy
Sierra Pacific Res.	Aquila Inc.	Wisconsin Energy
UniSource Energy	KFX Inc	WPS Resources
Xcel Energy Inc.	Alliant Energy	Westar Energy
Allegheny Energy	MGE Energy	Pepco Holdings
Constellation Energy	NiSource Inc.	PPL Corp.
CH Energy Group	NorthWestern Corp.	SCANA Corp.
Cen. Vermont Pub. Serv.	NewPower Holdings Inc	Southern Co.
Dominion Resources	OGE Energy	TECO Energy
Duquesne Light Hldgs	Otter Tail Corp.	UIL Holdings
Duke Energy	TXU Corp.	Vectren Corp.
Energy East Corp.	Consol. Edison	Wilmington Capital Management
U.S. Energy Sys Inc	UNITIL Corp.	

ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND.

1. METODOLOGÍA

1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual

La Empresa Comparadora establecida para el período 2001-2005 es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA) de Argentina. Fue seleccionada en 2001 como referencia. Para la elección de esta empresa comparadora se realizó una exhaustiva investigación y se analizaron los siguientes despachos, su estructura de personal y los gastos en que incurren para la prestación del servicio de despacho:

- CAMMESA de Argentina
- ISA de Colombia
- AMM de Guatemala
- CENACE de Ecuador

CAMMESA era la estructura más desarrollada, por el tiempo en que presta los servicios y por la cantidad de clientes que tiene. Además, contaba con el índice de productividad Número de empleados / potencia máxima administrada más eficiente.

En esta ocasión, la metodología empleada consistió en el análisis de la empresa de comparadora utilizada en el período tarifario actual:

- Se analizó la evolución de la cantidad y estructura de personal de CAMMESA a los efectos de determinar si mantiene la transparencia y eficiencia en su gestión.
- Se verificó si CAMMESA mantiene las características de ser la recomendable como referencia o es necesario utilizar otra empresa.

1.2. Análisis de evolución de costos de CND y su nivel de eficiencia

Se analiza el nivel de los indicadores de la gestión de costos de CND a partir del objetivo de cantidad, estructura de personal, y costos eficientes definidos como meta en la revisión tarifaria anterior y teniendo en cuenta la información relevada, y conclusiones de los Informes de Auditoría del CND, realizado por Mercados Energéticos, S.A. en el año 2003 para el ERSP de Panamá y el Informe del CND 2004 Unidad de Auditoría Interna del ERSP

1.3. Definir los Indicadores de Eficiencia

Se definen los indicadores de costo del CND para el período tarifario de julio 2005 – junio 2009 a partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora y de las recomendaciones del Informe de Auditoría del CND.

2. ANALISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

2.1. Información Utilizada y Contexto Económico Argentino

Como información disponible se tienen los estados contables de los ejercicios cerrados en abril de 2003, abril de 2002, y la cantidad y estructura de personal de CAMMESA.

Dado que las circunstancias económicas argentinas explicadas anteriormente afectan la comparabilidad de los estados contables y no se dispone de la información histórica para su expresión en dólares, dicha información no será utilizada en el análisis de eficiencia de CAMMESA, sino que se utilizará la cantidad y estructura de personal de la misma.

2.2. Análisis de la Gestión de CAMMESA

Las funciones principales de CAMMESA comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es una empresa de gestión privada con propósito público.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA ha sido concebida para realizar las siguientes funciones de propósito público:

- 2.2.1. Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- 2.2.2. Coordinar la operación centralizada del SIN para garantizar seguridad y calidad.
- 2.2.3. Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

En los roles de administración del MEM, le corresponde a CAMMESA supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía (SE).

Las actividades de CAMMESA son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del Artículo 12 de la Ley 15336, por lo que las provincias no pueden aplicar tributos o incidencias algunas que afecten la constitución y el cumplimiento del objeto social de la empresa.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

Los siguientes son los objetivos generales de CAMMESA:

- Maximizar la seguridad del Sistema y la calidad de los suministros y minimizar los precios mayoristas en el Mercado horario de energía.

- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del MEM y del Sistema Argentino De Interconexión (SADI).
- Operar el SADI y administrar el MEM con objetividad y máxima transparencia dentro del marco de las reglamentaciones del MEM.
- Mantener un proceso de mejora continua.

CAMMESA presta los siguientes servicios:

- Despacho técnico-económico del SADI.
- Supervisión de la Seguridad y Calidad de funcionamiento del SADI.
- Valorización de las transacciones económicas en el mercado Spot y en el mercado a Término.
- Gestión de Facturación, Cobranza, Pagos y Operación Financiera de los Fondos del Mercado.
- Servicios Adicionales: Información, Administración de Contratos, Prospectiva, Gestión de ingreso de nuevos agentes, etc.

Para cumplir con los objetivos y la prestación de los servicios CAMMESA cuenta con una estructura que se presenta en la Tabla siguiente:

Áreas	Personal 2003	% Per
Directorio/Comité Ejecutivo	3	2%
Gerencia General/Subgerencia Gral	7	5%
Gerencia Administración y Finanzas	23	16%
Gerencia Atención Agentes	10	7%
Gerencia de Coordinación	7	5%
Gerencia de Informática	22	15%
Gcia de Programación de la Producción	23	16%
Gerencia Análisis y Control de la Producción	8	5%
Gerencia de Producción	25	17%
Gerencia de Operaciones	19	13%
Total	147	100%

La cantidad total de personal se ha mantenido prácticamente constante respecto al último periodo tarifario (146 personas en 1998) por lo que no es posible detectar incrementos en la eficiencia de la gestión de CAMMESA.

Con respecto a la calidad y transparencia en su gestión cabe destacar que en marzo de 2001 y a través del Bureau Veritas Quality International CAMMESA certificó su sistema de gerenciamiento de la calidad bajo la norma de Calidad ISO 9001.

La aprobación de la ISO 9001 significa que CAMMESA ha certificado su política de calidad que se indica a continuación:

- Aplicación precisa y efectiva de los requisitos regulatorios impuestos por el Estado Nacional.
- Objetividad y máxima transparencia en la gestión del MEM.

- Permanente búsqueda de la satisfacción de los clientes.
- Aplicación de la innovación tecnológica a la gestión, optimizando la utilización de los recursos.
- Permanente postura facilitadora del desarrollo y la operación eficaz del mercado eléctrico.
- Máximo compromiso con los objetivos de seguridad y calidad del sistema eléctrico y servicio brindado por éste.
- Compromiso con la aplicación permanente de la mejora a los procesos aplicados en la organización.
- Desarrollo y capacitación técnica del personal de la organización para una gestión eficaz y eficiente.

2.3. Conclusiones de la Gestión de CAMMESA

Del análisis anterior surgen las siguientes conclusiones respecto de la gestión de CAMMESA:

- La cantidad y composición de personal se ha mantenido prácticamente constante. A pesar de ello el complejo contexto en el que se debió desenvolver el Sistema Argentino ha requerido de CAMMESA que intervenga fuertemente en el arbitraje sectorial. Para ello ha puesto a disposición por lo menos 4 personas de manera permanente. Esto último puede ser interpretado como un aumento de eficiencia. No obstante como ello puede ir en contra del objetivo de transparencia que no puede ser determinado por factores cuantitativos es que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta.
- La aprobación de la Norma ISO 9001 significa una mejora en la transparencia de la empresa ya que se encuentra certificada su gestión de calidad.

2.4. Selección de la Empresa Comparadora

La siguiente tabla se presenta los valores característicos de cada uno de los despachos evaluados en el período tarifario anterior y la evolución de los indicadores de CAMMESA.

Despacho	Potencia Máxima MW	Número de empleados	Relación Pot/No. Emp.
AMM	1,133	35	32
CENACE	1,917	76	25
ISA	7,213	167	43
CAMMESA AÑO 2004	13,754	146	94
CAMMESA AÑO 1998	14,655	147	100

Sólo el AMM ha incrementado el personal, el resto ha mantenido casi invariante sus gastos, es por ello que es posible concluir que CAMMESA mantiene una productividad elevada respecto del resto, por lo que se ha definido nuevamente como empresa comparadora.

3. ANALISIS DE LA GESTION DE CND

3.1. Obligaciones del CND

A continuación se pueden resumir las siguientes obligaciones y funciones del servicio a brindar por el CND:

- 3.1.1. Planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.
- 3.1.2. Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
- 3.1.3. Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional.
- 3.1.4. Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión en el sistema interconectado nacional.
- 3.1.5. Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador, acerca de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento.
- 3.1.6. Llevar el registro de fallas.
- 3.1.7. Administrar el despacho del mercado de contratos en el que participen los agentes del mercado.
- 3.1.8. Elaborar las metodologías de detalle requeridas para clarificar y dar transparencia a la implementación de las Reglas Comerciales y del Reglamento de Operación.
- 3.1.9. Monitorear los resultados e implementación del Reglamento de Operación y elaborar las modificaciones necesarias.

Es posible verificar que los servicios del despacho de CAMMESA y el CND son equivalentes.

3.2. Análisis de la Gestión de CND

Los puntos siguientes se apoyan en el relevamiento y conclusiones de la auditoría realizada al CND por Mercados Energéticos en 2003:

3.2.1. Asignación de Responsabilidades y estructura de Mando

Las recomendaciones realizadas por la auditoría fueron:

- Reformar con precisión los procesos del CND.
- Asignar las responsabilidades de manera jerárquica, en donde la garantía de servicio operativo y comercial esté en el Gerente del CND y se trasladen al resto de los niveles las responsabilidades dentro de los planes y medios establecidos.
- Separar la planificación y control del tema operaciones (se requiere una jefatura que dependa del Gerente del CND). El proceso de planificación debe terminar antes de la operación semanal.

-
- El sistema informático del Administrador de Mercado debe tener un responsable integral dado que debería serlo. Asignar al Gerente de Soporte Técnico la responsabilidad del sistema informático, se desarrolle en la Gerencia o sea un servicio prestado por otra Gerencia de ETESA.
 - Definir quién es el responsable de producir la regulación para disponer de un mercado y una operación eficientes. Se propone asignar esa función al Jefe de Planificación y Control.
 - Falta organizar el proceso de auditoría interna y externa con el fin de asegurar la transparencia de las actividades del CND y el cumplimiento de sus obligaciones.
 - La Gerencia de Mercado Eléctrico debería asumir las funciones de atención a agentes (actividad comercial entendida como tal) y centralizar un sistema de reclamos con asientos oficiales que sea un inductor de una mejora continua.
 - Asignar las funciones de representación con el EOR (Ente Operador Regional).
 - Organizar el tablero de mando con indicadores que midan el funcionamiento del sistema en su conjunto. Además, deben existir indicadores para el control del cumplimiento de las actividades de desarrollo.
 - Debería existir un contrato entre CND y ETESA transmisión donde se establezcan las responsabilidades.
 - Entregar a los responsable la documentación sobre responsabilidades.”

3.2.2. Análisis de los Recursos Humanos dedicados:

“La auditoria detecto lo siguiente:

1. El personal actual es de 46 personas. El personal definido en el cálculo tarifario, a partir de la empresa comparadora, como el mínimo para cumplir todas las funciones del CND, fue 60 personas, 11 de las cuales fueron consideradas dentro de los cargos de transmisión. Ese cálculo realizado al estimar y regular la remuneración del CND representaba el personal necesario para no afectar negativamente al CND en la prestación de sus servicios.
2. El nivel de eficiencia del CND es inferior al de la empresa comparadora (CAMMESA), dado que CAMMESA tiene sistemas automatizados e integrados de manejo de información, un sistema de calidad ISO, un nivel de capacitación del personal más elevado, donde los especialistas claves tienen experiencia extensa en los temas bajo su responsabilidad y su cuadro gerencial tiene más de 10 años en funciones. Los requerimientos de personal del CND deberían ser superiores, en principio, a los de la empresa comparadora debido a su falta de capacitación.
3. A nivel indicativo, para destacar los procesos más afectados, se podría evaluar la siguiente falta de recursos:
 - a. 2 ingenieros en la sala de control.

- b. 2 profesionales para programación de largo plazo y modelos.
- c. 3 profesionales para programación de corto plazo (predespacho) y re-despacho en tiempo real.
- d. 1 profesional para pos-despacho y cálculo de precios.
- e. 1 profesional con orientación economista para análisis sectoriales.
- f. 3 profesionales para la organización del sistema informático.
- g. 2 profesionales para la relación con el EOR.

A modo de resumen de la evaluación del personal la auditoría detectó que:

- No se cumplen servicios esenciales (re-despacho, análisis de seguridad y economía, operación segura) por falta de personal;
- La calidad y seguridad requeridas de los servicios no pueden ser alcanzadas por falta de capacitación necesaria (antigüedad mínima necesaria en la actividad en muchos casos)”

El ERSP realizó una Auditoría del CND. La auditoría controló si el presupuesto anual realizado por ETESA es consistente con los gastos efectuados. Teniendo como referencia la información disponible de esa auditoría es posible comparar los rubros de salarios y otros gastos del CND con lo que fuera reconocido en la revisión tarifaria de 2001.

3.2.3. Análisis de los Gastos Reconocidos y Gastos Efectuados

En la siguiente tabla se presentan la comparación entre los gastos reconocidos al CND y la asignación presupuestaria para el rubro salarios:

AÑOS	Salarios Reconocidos (1)	Salarios s/Presupuesto (2)	DIFERENCIA: (1)-(2)	Salario Medio Presupuesto
	MUSD	MUSD	MUSD	USD
2001	1,772	1,175	597	2,129
2002	1,772	1,210	562	2,192
2003	1,772	1,216	556	2,203

De la comparación anterior surge que:

- Las partidas presupuestarias de salarios son inferiores a las reconocidas como recursos en la revisión tarifaria del CND.
- El salario medio reconocido es menor que el del Ingreso Permitido. En la última columna se encuentra calculado el salario medio del CND según el presupuesto aprobado sobre la base de 46 empleados (dato de la auditoría de Mercados Energéticos) que da un costo salarial medio inferior al promedio reconocido (Reconocido 2,461 USD).
- El personal que presta servicios es menor.
- Respecto de los Otros Gastos aprobados en el 2003 se encuentran ajustados a los reconocidos en la revisión tarifaria (sin incluir las partidas no incluidas en el presupuesto que se manejan a nivel global).

La evolución de costos ha sido extraído del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas Anexo ER-03. En la siguiente tabla se muestra la evolución de los costos de CND:

DATO CND	Unidades	2002	2003	2004	CND MOD 2000
Empleados		46	52	52	60
Total Gastos CND	Miles de B/.	2,388.1	2,487.9	2,680.9	2,428

4. PROPUESTA DE PLIEGO DE AUDITORIA DEL CND

4.1. Documentos de Referencia

Se deberá auditar la capacidad efectiva que presenta el Centro Nacional de Despacho (CND) de ETESA evaluando como se han implementado las funciones necesarias para una confiable, eficiente y transparente operación del Sistema y administración del Mercado Mayorista. Los servicios de Administración del Mercado y Operación del sistema que presta el CND deberán ser realizados de acuerdo a las reglamentaciones vigentes.

Se deberá conducir la auditoria de acuerdo a la experiencia y a las buenas prácticas de control para organismos responsables de la administración de un Mercado Mayorista y operación del sistema eléctrico. Estos indican que se debe verificar, de manera razonable, que la operación del sistema y la administración del mercado se realiza mediante procesos confiables, eficientes y transparentes, con personal adecuadamente capacitado y con un sistema de auditoria interna y externa que aseguren que el servicio se brinda en tiempo y forma sin errores significativos o falsedades y dentro de lo requerido por el marco legal y regulatorio vigente en Panamá.

4.2. Alcance

La auditoria debe realizarse siguiendo los lineamientos establecidos en el Reglamento de Transmisión, en los siguientes macroprocesos:

- I. **Base de datos:** Organizar las bases de datos requeridas para el planeamiento operativo, la optimización hidroeléctrica, el despacho, la operación y las transacciones económicas dentro de los requerimientos de seguridad y calidad para la administración eficiente del mercado y operación confiable del sistema.
- II. **Planificación de la operación** de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional.
- III. **Programación de la operación del sistema**, incluyendo el predespacho.
- IV. **Operación en tiempo real:** Ejercer la coordinación, supervisión, y control de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
- V. **Análisis Post Operativo:** Determinar precios estimados para la energía y la potencia. Analizar los desvíos al despacho programado y la seguridad operativa y los problemas registrados en la operación. Analizar contingencias y llevar el registro de fallas.

- VI. **Transacciones económicas:** Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional. Administrar las transacciones económicas de las operaciones fuera de contratos.
- VII. **Sistema de Información:** Elaboración y puesta a disposición de la información requerida por los Participantes del Mercado y la empresa de transmisión, incluyendo informes, predespacho y posdespacho, y el Documento de Transacciones Económicas.
- VIII. **Normativo:** Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador acerca de violaciones o conductas contrarias al Reglamento. Proponer y elaborar modificaciones al Reglamento de Operación. Elaborar las metodológicas de detalle.
- IX. **Auditoría y Controles:** Realizar las auditorías y controles generales necesarios para asegurar la eficiencia operativa, la seguridad de servicio y la transparencia en la administración del Mercado Mayorista.

En la siguiente tabla se indican los subprocesos que integran cada uno de los macroprocesos anteriormente descritos:

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
I. Base de datos: Centralizar la información requerida para el planeamiento operativo, el despacho y organizar la base de datos.	Mantener los archivos de la programación a disposición de los clientes	Base de datos regional
II. Planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.	Establecer el Informe indicativo anual de demandas	
	Realizar el Informe de Disponibilidad de generación	
	Establecer el Programa de Mantenimientos	Clasificación de los mantenimientos
	Estudios de la Red (semestral)	Estudios Eléctricos
	<i>Elaborar Informe de Potencia firme de LP</i>	
	Asignación de la Reserva de LP	
	Simulación de mediano-1 año- y largo plazo- 5 años-(semestral)	
Revisión de la programación de mediano plazo (mensual). Evaluar el riesgo de cortes		
III. Programar la operación del sistema.	Programación semanal	
	Programación diaria-Predespacho	Coordinación de despacho con la región
		Administración de ofertas y demandas en el Mercado de Oportunidad Regional

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
IV. Operación en tiempo real: Ejercer la coordinación, supervisión y control de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.	Operación en tiempo real	
	Redespacho	
	Coordinación de trabajos de mantenimiento	
	Supervisar y reponer del sistema en emergencias	
	Control regulación secundaria de frecuencia	Control regulación secundaria de frecuencia y llevar registros
	Control voltaje	Programación de la tensión y el Suministro de Potencia Reactiva
	Control Regulación Primaria de Frecuencia	Control Regulación Primaria de Frecuencia
V. Post Operativo: Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional. Analizar la operación y llevar el registro de fallas.	Cálculo de precio del Mercado de Ocasión	
	Determinar las restricciones de transmisión y definir la generación obligada	
	Determinar la Compensación de Potencia	
	Evaluación de Servicios auxiliares	
	Análisis de los resultados operativos (post despacho) y desarrollos de los reportes y estadísticas	
	<i>Analizar las contingencias</i>	Informes y análisis de perturbaciones que afecten al Sistema Eléctrico Regional: El (o los) OS del área afectada por la perturbación será el único responsable ante el EOR
		Informar Reserva Rodante
	Calcular la Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia	
VI. Administrar las transacciones económicas del mercado	Mediciones	Conciliación de las transacciones internacionales

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
	Elaborar el Documento de Transacciones Económicas (liquidación de energía en contratos, en el mercado ocasional, de la generación obligada, de los servicios auxiliares generales y especiales, de la compensación de potencia)	Asignación de los desvíos de las transacciones en tiempo real
		Informar el Documento de Transacciones Económicas Regionales
	Evaluación de Garantías Mora y Falta de Pago	Evaluación de Garantías Mora y Falta de Pago
VII. Elaboración y puesta a disposición de la información	Preparar la información que se requiera relativa a la planificación de la operación y al despacho de energía	
VIII. Normativo: Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador, acerca de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento. Establece las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional.	Interpretar la normativa	
	Desarrollo de Metodologías de Detalle	
	Desarrollo de normas de operación y su actualización	
IX. Auditorías y controles generales	Realización de pruebas	
	Conexión de agentes	Aseguramiento de la Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia

Tabla Procesos y Subprocesos del CND

Se deberán evaluar todos y cada uno de los subprocesos que integran los servicios del CND.

4.3. Criterios de Evaluación

Se calificaran cada uno de los subprocesos auditados de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Transmisión y a la siguiente tabla:

Calificación del proceso	Punt
Sin observaciones	100%
Defecto critico	50%
Defecto mayor	60%
Defecto menor	80%

Si un subproceso es calificado sin observaciones se lo califica con el máximo puntaje que es 100%, en cambio si el mismo es calificado con observaciones el puntaje asignado dependerá de la magnitud del defecto según la tabla anterior.

La valorización de cada macroproceso (I a IX) se calculará como el promedio aritmético de las valorizaciones de todos los subprocesos que lo integran.

ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEREOLÓGÍA.

A siete años de la privatización del IRHE, la hidrometeorología en Panamá esta inmersa en un proceso evolutivo y de reformación de sus activos y su operación. En estos momentos debemos asegurar la continuidad del recurso humano calificado para los próximos años; se debe proveer de equipos adecuados a las estaciones hidrometeorológicas y a sus técnicos en las oficinas; se necesitan actualizar los métodos de obtención, procesamiento, análisis y despliegue de las distintas variables climáticas e hidrológicas que afectan nuestro país.

Para asegurar el mejoramiento y la calidad del servicio que presta esta Gerencia para los años venideros, se necesita modernizar coherentemente toda la infraestructura de generación de la información hidrometeorológica para que sea capaz de obtener información confiable a tiempo real; disminuyendo el tiempo de procesamiento y verificación de su calidad y ofrecerla a los diferentes usuarios nacionales o internacionales de forma expedita sin interrupciones por medio de accesos especiales vía Internet.

El plan de modernización incluye los aspectos administrativos y técnicos, dando prioridad a la automatización y expansión de los equipos destinados a la recolección de datos; ofrecer parte del manejo del mantenimiento menor de las estaciones por contratación de terceros en los primeros años de este período hasta lograr el fortalecimiento del equipo de operaciones de campo; la integración del procesamiento de los datos, el mejoramiento del proceso de verificación de la calidad de datos, la optimización del análisis, modelación y despliegue de los productos hidrometeorológicos dentro de un sistema de información geográfico donde los hidrólogos y meteorólogos interactúen, utilizando sus respectivos módulos especialmente diseñados para ello; la reapertura del laboratorio de calidad del agua; el mejoramiento de los sistemas de comunicación y transferencia de datos que nos ayude a la divulgación de la información en forma precisa y oportuna.

Estas facetas indican un cambio en la distribución del personal, disminuyendo progresivamente la cantidad de observadores según el proceso de automatización halla pasado su periodo de calibración de dos años de funcionamiento en paralelo con las estaciones convencionales. Se debe mejorar la capacidad de los procesadores e incrementando la cantidad del personal técnico idóneo destinado a la generación de productos y estudios en las diferentes áreas en que se divide la Hidrometeorología.

Teniendo en cuenta estas necesidades, la Gerencia de Hidrometeorología plantean el Plan de Funcionamiento e Inversión propuesto para el periodo 2005-2009, el cual se resume en la Tabla que sigue.

HIDROMET
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009
(En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
INVERSIONES	18,000	891,000	916,000	846,000	368,000
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,431,246	1,802,4320	2,143,570	2,532,241	3,013,638
TOTAL	1,449,246	2,693,432	3,059,570	3,378,241	3,381,636

HIDROMET
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009
(En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Proyección de Personal 2005-2009					
Personal existente	33				
Personal nuevo		12	12	12	11
PERSONAL mínimo requerido	33	45	57	69	80

Se observa para el año 2005, que no hay incremento de personal dado que el monto asignado no brinda soporte para ningún tipo de contrataciones, por esto se redistribuyó el personal al mínimo requerido a lo largo de los siguientes cuatro años.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2005-2009

CONCEPTO	Cantidad Total Periodo 05-09	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Total
Estaciones Sinópticas Automáticas	3	0	100,000	0	100,000	100,000	300,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A	17	9,000	60,000	60,000	60,000	50,000	239,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo B	14	0	50,000	50,000	20,000	0	120,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo PD	25	0	50,000	45,000	45,000	0	140,000
Estaciones Hidrológicas Automáticas	50	9,000	175,000	85,000	110,000	65,000	444,000
Estación receptora de datos satelitales	1	0	0	120,000	0	0	120,000
Sistema de Información Geográfica orientada a Hidrometeorología	1	0	20,000	5,000	5,000	0	30,000
Equipos de trabajo para predicción numérica	3	0	12,000	25,000	0	0	37,000
Computadora y licencias de software	60	0	25,000	30,000	45,000	48,000	148,000
Impresoras láser e inyección de tinta/ plotter / escáner	8/1/3	0	4,000	6,000	7,000	0	17,000
Software para desarrollo de productos y accesos por Internet	1	0	10,000	10,000	0	0	20,000
Servidores para el manejo de las aplicaciones por red	2	0	10,000	0	10,000	0	20,000
Estaciones Mclidas y Metlab	2/1	0	25,000	40,000	25,000	0	90,000
Equipos del Centro Nal. de predicción	varios	0	15,000	10,000	0	0	25,000
Software para pronóstico climatológicos	varios	0	40,000	0	40,000	0	80,000
Software para pronóstico hidrológicos	varios	0	20,000	0	2,000	0	22,000
Formación de personal y asistencia técnica	varios	0	30,000	40,000	50,000	50,000	170,000
Vehículos doble tracción con malacate	8	0	50,000	50,000	50,000	50,000	200,000
Vehículos tipo sedan/jeep corto	4	0	12,000	35,000	12,000	0	59,000
Equipos de hidromensura, trasp. marítimo y construcción	varios	0	8,000	20,000	5,000	5,000	38,000
Equipos de calibración y reparación de instrumentos y sensores	varios	0	25,000	25,000	0	0	50,000
Equipos e instrumentos para el laboratorio de calidad del agua	varios	0	50,000	50,000	50,000	0	150,000
Habilitación de locales para oficinas, talleres y depósitos	varios	0	40,000	150,000	150,000	0	340,000
Consultores	varios	0	40,000	40,000	40,000	0	120,000
imprevistos	N/A	0	20,000	20,000	20,000	0	60,000
TOTAL DE INVERSIONES		18,000	891,000	916,000	846,000	368,000	3,039,000