

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No.2718-Elec

Panamá, 30 de junio de 2009

“Por la cual se aprueba la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el período tarifario del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.”

**El Administrador General
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 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, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 en referencia, preceptúa que le corresponde a esta Autoridad establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que en adición, señala en el numeral 1 del artículo 98 que esta Autoridad Reguladora definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada ya que de acuerdo con los estudios que realice, puede establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que en el numeral 2 de ese mismo artículo, la Ley Sectorial de Electricidad establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas;
6. Que por su parte, el artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años, las cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de diciembre de 2005, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene las normas relacionadas con la calidad del servicio, los derechos y obligaciones de las empresas que prestan el servicio público de transmisión

de electricidad y de los usuarios de la red de transmisión, régimen tarifario, así como normas relacionadas a la organización de las expansiones, planificación del sistema, conexión y uso, entre otras, el cual fue modificado por las resoluciones JD-5351, JD-5352, JD-5353 del 14 de junio de 2005, la Resolución AN N° 1806 –Elec de 16 de junio de 2008 y la Resolución AN N° 2504- Elec de 18 de marzo de 2009;

8. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Transmisión vencen el 30 de junio de 2009, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido y el correspondiente Pliego Tarifario a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el periodo del 1° de julio de 2009 al 30 junio de 2013;
9. Que esta Autoridad Reguladora mediante la Resolución AN N° 2523-Elec de 3 de abril de 2009, sometió a Consulta Pública para recibir comentarios de la ciudadanía, la propuesta de cálculo de Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y el Pliego Tarifario presentado por ésta;
10. Que en la presente resolución atenderemos los comentarios sobre la primera parte de la Consulta Pública, es decir, la propuesta de cálculo de Ingreso Máximo Permitido recibidos dentro del plazo otorgado para tal fin, por las siguientes empresas:
 - a) Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
 - b) Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
 - c) Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)
 - d) Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
 - e) AES Panamá, S.A, (AES)

11. **Comentarios respecto a la empresa comparadora**

11.1 Comentario de ETESA

ETESA señala que TRANSBA no realiza actividades de Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección, ni se maneja en un entorno estatal en cuanto a control y fiscalización previa como ETESA, en consecuencia, TRANSBA no es una empresa comparable con ETESA. Los parámetros de eficiencia de construcción de diseño, ingeniería, inspección establecidos por la ASEP adolecen de falta de información sustentable y comparable, requisito establecido por la Ley 6 de febrero de 1997.

Respuesta de la ASEP:

Respecto a la afirmación de ETESA en cuanto que TRANSBA no realiza actividades de diseño, ingeniería, administración e inspección, no es correcta, ya que TRANSBA desarrolla las Guías de Diseño que deben ser cumplidas por los proveedores para el caso de la incorporación de nuevas obras. Adicionalmente, como parte de sus funciones, elabora anualmente la Guía de Referencia. Esta guía implica desarrollar los estudios eléctricos necesarios para definir las obras de expansión que permitan abastecer el crecimiento de la demanda.

Respecto de los diseños, e ingeniería relativo a la construcción de nuevas obras en el caso de ETESA están remunerados en el costo de capital de las instalaciones que se aprueban como expansión del sistema y que forman parte de los activos de la transmisora.

Por otra parte, la afirmación de ETESA de que TRANSBA no se maneja en un entorno estatal no es correcta, ya que si bien TRANSBA es una empresa de gestión privada no está exenta del control y fiscalización del Estado. En efecto, TRANSBA está sometida a control y fiscalización por parte de los organismos del Estado, como son:

- Secretaria de Comercio: se encarga de controlar y fiscalizar que las licitaciones privadas cumplan con la Ley de Compra Nacional.
- Administración Federal de Ingresos Públicos: control y fiscalización de la parte impositiva.
- Ministerio de trabajo: control y fiscalización de temas laborales, y seguridad industrial.
- Ente Regulador de Electricidad: controles sobre la marcha de los indicadores de calidad, inversiones realizadas contempladas dentro de la tarifa, entre otros.

11.2 Comentario de ETESA:

ETESA considera que la metodología de la empresa comparadora debe tener en cuenta el concepto de homologación, que es central en los análisis de “benchmarking”. En el siguiente cuadro comparativo pueden señalarse las diferencias.

CONCEPTO	ETESA	TRANSBA	RELACIÓN
Líneas (km)	1.156	5.901	1:5
Circuitos (km)	2.194	5.901	1:3
Dobles circuitos (%)	95%	0%	No comparable
Área de servicio (km ²)	75.500	282.000	1:4
Carga máxima (MW)	1.000	1.600	1:1,6
Energía anual (GWh)	6.000	10.000	1:1,7
Topografía	Montañosa	Llanura	No comparable
Litoral marítimo	Muy extenso	Parcial	No comparable
Nivel sísmico	Elevado	Nulo	No comparable

En lo referente a los costos de Operación y Mantenimiento (O&M), los aspectos que ETESA considera deben revisarse son:

- Una empresa entre 4 y 5 veces más grande que otra tiene economías de escala. Esto se verifica en todo análisis de “benchmarking” realizado con un universo representativo de empresas.
- ETESA tiene 95% de dobles circuitos y TRANSBA ninguno. Nada garantiza la linealidad entre las relaciones de inversión entre circuitos simples y dobles y las relaciones de costos de O&M.
- ETESA tiene una densidad eléctrica de 500 a 1.000 kW/km y TRANSBA 270 kW/km, es decir de 2 a 4 veces, según se consideren circuitos o líneas.
- ETESA presta el servicio en una zona predominantemente montañosa y selvática, con las dificultades asociadas a la O&M en estas condiciones, en tanto TRANSBA lo hace en una zona de llanura extrema, con predominio de pastizales y sembradíos.
- Las diferencias de ambiente salino y sísmica han sido tomadas en cuenta en los análisis de la ASEP aunque sin resultado, porque luego se iguala y casualmente compensa con otro concepto, cuyo cálculo se omite.
- Por otra parte, considerar que los Costos Administrativos son proporcionales al VNR no es conceptualmente correcto. Ciertas

funciones y requerimientos administrativos mínimos son independientes del tamaño de la empresa.

Respuesta de la ASEP:

En lo que respecta a las diferencias comparativas y su homologación, la ASEP indica que en el marco de la revisión tarifaria realizada en el 2001, en donde se seleccionó mediante Resolución JD-2710 de 5 de abril de 2001, a TRANSBA y a CAMMESA como empresas comparadoras, se hizo la homologación de las diferencias comparativas que menciona ETESA.

El porcentaje de costos eficientes reconocido en la revisión tarifaria anterior fue determinado a partir del porcentaje de costos de AOYM/VNR de la empresa comparadora TRANSBA. Con el propósito de considerar las diferentes configuraciones y tamaño de red entre ETESA y TRANSBA, a partir del porcentaje de AOYM/VNR de la empresa comparadora se efectúa una homologación para “trasladar” el porcentaje de costos eficientes de la empresa comparadora (TRANSBA) a la empresa comparada (ETESA).

Respecto a la homologación indicamos que los factores de niveles de tensión, tamaños de la red, condiciones ambientales, grado de mallado, zonas atendidas y economías de escala son adecuadamente considerados ya que el indicador de costos de AOYM/VNR de la empresa eficiente comparadora no se “traslada” en forma directa a la empresa comparada sino que se le efectúa una homologación por configuración y tamaño de red. Como producto de lo anterior resulta que el indicador de costos de AOYM/VNR de TRANSBA del 2.1% llevado a ETESA resulta en un 2.18%.

Para la referida homologación, en esta oportunidad la Autoridad de los Servicios Públicos, se han tomado en cuenta los siguientes aspectos:

Tamaño de la red: El mayor tamaño de la red de TRANSBA y los efectos que esto introduce son considerados cuando se realiza la homologación del indicador de eficiencia por tamaño de la red. La homologación por topología del indicador de eficiencia tiene en cuenta otras variables de escala como el número de subestaciones. Por lo anterior, resulta que tanto los diferentes niveles de tensión de red, el tamaño de la red y la cantidad de subestaciones están debidamente considerados en la homologación del indicador de eficiencia realizada.

Condiciones ambientales: El impacto de las condiciones de contaminación salina de ETESA en TRANSBA se consideró a partir de una detallada comparación de kilómetros de línea y subestaciones sometidos a contaminación salina en ambas empresas. Se evaluó adecuadamente la contaminación salina valorizando las tareas especiales de mantenimiento como el lavado de aisladores tanto de líneas como de subestaciones que originan mayores costos de mantenimiento. Para tener en cuenta en la empresa comparadora el mayor nivel isocerámico, que es el número de días promedio, por año, con tormentas eléctricas en una región específica, que se presenta en ETESA, se simuló la operación de TRANSBA con el nivel isocerámico de ETESA. En la simulación realizada y para tener en cuenta el tema del mayor nivel de mantenimiento debido a este factor, se consideró un mantenimiento intensivo de las puestas a tierra por el elevado nivel de descargas. Debido a ello es que se ha duplicado la frecuencia y reparación de la puesta a tierra de las líneas y subestaciones. También por el mayor nivel isocerámico se ha considerado el triple de descargas sobre los descargadores, con lo cual su vida útil se podría considerar tres veces menor debido al aumento de la frecuencia de descargas, pasando la vida útil de 25 años a 8 años.

Las condiciones anteriores representan una hipótesis de máxima condición, ya que el triple de nivel isocerámico no necesariamente significa que haya

el triple de descargas sobre el equipamiento. Los sobrecostos que generan las dos condiciones anteriores (mantenimiento intensivo de puestas a tierra y disminución de la vida útil de los aisladores) compensan el efecto del mayor nivel isocerámico tanto por el mayor nivel de descargas como por las condiciones a que están sometidas las torres. Una gestión eficiente del mantenimiento debe considerar en forma conjunta la gestión de ambos efectos para aprovechar las sinergias y economías de escalas propias de la actividad.

Grado de enmallamiento: Las características de la red en cuanto a su topología y tamaño están adecuadamente consideradas en el proceso de homologación tal como se describió en párrafos anteriores.

Zonas atendidas: La afirmación de ETESA no es correcta ya que sus instalaciones se encuentran en una mezcla de áreas geográficas cercanas a áreas pobladas y carreteras pavimentadas y si bien, existen algunas que están en áreas montañosas, estas cuentan con caminos de acceso que facilitan su operación.

Por otra parte en las simulaciones realizadas para verificar la eficiencia de TRANSBA se asumió que el 100% de las instalaciones son rurales con las dificultades de acceso y desplazamiento que pudiera tener.

Dobles circuitos: dado que el comparador utilizado es un porcentaje sobre el VNR el hecho de tener ETESA dobles circuitos respecto de TRANSBA implica ventajas comparativas. En efecto ETESA para dos circuitos comparte la misma estructura en cambio en TRANSBA al estar los circuitos separados se agregan más estructuras para la misma cantidad de kilómetros de línea, y en diferentes emplazamientos, lo que se toma en cuenta en la homologación.

Costos Administrativos proporcionales al VNR: ETESA indica que no es conceptualmente correcto considerar costos administrativos proporcionales al VNR. La metodología contempla un indicador global de AOYM/VNR de la empresa comparadora y luego a partir de un análisis de eficiencia se determina la proporción de gastos administrativos sobre total de gastos operativos homologado por el benchmarking internacional por lo que no es correcta la apreciación de ETESA.

11.3 Comentario de ETESA:

Explica que una empresa es dinámica, por lo tanto no es posible tomarla como modelo en 2001 y dejarla congelada en el tiempo, porque las condiciones económicas, tecnológicas, ganancias de eficiencia, ente otros, varían constantemente. No se considera correcto reiterar el uso de indicadores como si se trataran de constantes universales.

Es necesario transparentar la situación y comparar a ETESA con un universo de empresas transportistas homologables, que es la forma correcta de hacer un “benchmarking”, asumiendo radicalmente las diferencias, ya que no existe una empresa igual o similar a otra.

Respuesta de la ASEP:

Al respecto, debemos indicar que esta Autoridad consideró un análisis dinámico de la empresa ya que la misma se viene analizando por un período de 10 años (1998-2007). En cada período, se analizó la evolución de los indicadores de calidad de la comparadora y sus indicadores de costo teniendo en cuenta los cambios en el contexto económico y las ganancias de eficiencia. De tal manera, los indicadores analizados tanto en esta revisión como en las anteriores son el resultado del análisis técnico-económico y la homologación de los comparadores analizados.

11.4 Comentario de ETESA:

ETESA opina que una empresa comparadora debería considerarse eficiente cuando desarrolla su actividad en un contexto regulatorio previsible y que incentiva la eficiencia (penalizaciones). Este no es el caso de TRANSBA, cuya gestión desde el 2002 se vio notablemente alterada por la interrupción de los procesos de revisión previstos en la regulación, el congelamiento de tarifas y, en general, la intervención estatal.

Respuesta de la ASEP:

Es importante destacar que si bien se interrumpieron los procesos de revisión de tarifas, no se modificó el sistema de penalizaciones por indisponibilidades del equipamiento lo que exigió aún más a la empresa en el contexto antes mencionado. A pesar de esto, TRANSBA alcanzó un elevado nivel de eficiencia en su gestión técnico-económica.

Adicionalmente, podemos indicar que TRANSBA logró una mejora continua de los indicadores de gestión tales como la evolución de la tasa de fallas, desconexión de transformadores, entre otros, a pesar del contexto adverso caracterizado por la falta de capacidad de reserva de transmisión y transformación que contribuyó a incrementar las dificultades para disponer de las instalaciones para tareas de mantenimiento y por un marco regulatorio no favorable por la suspensión de los procesos de revisión tarifaria.

11.5 Comentario de ETESA:

Considera que TRANSBA puede ser eficiente pero no “comparable” con ETESA y que hay que homologar las diferencias. Los estudios de homologación deberían ser sistemáticos y abarcar todas las situaciones que inciden en la gestión, no solamente limitarse a un par de diferencias en el estudio inicial y posteriormente las climáticas “detectadas” por ETESA y analizadas cualitativamente por la ASEP.

La empresa opina que en términos generales, una homologación entre la EC y ETESA consiste en ajustar costos y rendimientos por diferencias de situación no “gerenciables”. En la última revisión se homologaron costos y rendimientos por diferencias de nivel isoceraúnico entre las áreas de servicio de TRANSBA y ETESA, sin embargo, existen otros aspectos y servicios a homologar.

ETESA indica que se requiere por parte de la ASEP, la revisión de los porcentajes de eficiencia, a fin de reflejar la variación relativa de costos. Una revisión periódica de los indicadores de eficiencia demostraría que los costos relativos pueden alterarse al cabo de 4 años, aún suponiendo persistencia del nivel de eficiencia en la gestión.

11.6 Respuesta de la ASEP:

Con respecto a la necesidad de homologar costos entre TRANSBA y ETESA, la ASEP indica que el estudio realizado considera la variación relativa de costos teniendo en cuenta la evolución de precios y salarios (transables y no transables) en los últimos 4 años. La muestra de países referenciada incluida en el análisis presentado en la consulta pública, tiene por objetivo validar la eficiencia de TRANSBA como empresa de referencia mediante la comparación internacional de los indicadores de AOYM/VNR.

La ASEP considera que como no es posible comparar directamente dicho indicador entre empresas, se debe realizar una homologación de los mismos. Dicha homologación se realiza considerando la diferencia entre la estructura de redes de las empresas y por otro lado la diferente estructura de costos debido a las asimetrías entre países. Luego de la homologación, TRANSBA

resulta una empresa eficiente en el contexto internacional por lo que se valida la misma como empresa comparadora de referencia.

Tomar valores promedios de diferentes empresas como indicador de eficiencia no resultaría en una señal regulatoria apropiada. En efecto, por su carácter de monopolio natural (sólo una red es viable aunque tenga propietarios diversos), resulta necesario regular el régimen tarifario de manera de crear incentivos de eficiencia económica y técnica, de modo que el sistema de transmisión se desarrolle a mínimo costo, con niveles adecuados de calidad de servicio y confiabilidad, y adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores, remunerando a sus propietarios de modo que esos objetivos se cumplan.

11.7 Comentario de ELEKTRA:

ELEKTRA indica que el cuadro de comparación de salarios, la tasa salarial horaria para Dinamarca está equivocada, ya que con los ingresos anuales indicados en la tabla y el número de horas por semana, el valor debiera ser superior a 40 dólares, muy similar al valor de Noruega.

Respuesta de la ASEP:

El valor correcto es de 44 USD/hora para Dinamarca, por lo que esto se tomará en consideración.

12. Comentarios a los parámetros de eficiencia de gastos AOYM/VNR.

12.1. Homologación por depreciación acumulada de instalaciones.

12.1.1 Comentarios de ETESA:

ETESA presentó los siguientes datos comparativos de los Activos Brutos, Netos y Depreciación Acumulada de la Empresa Comparadora, frente a los de ETESA, al 31 de diciembre de 2000, con el objetivo de evidenciar la diferencia de años de explotación de las instalaciones, elemento de fundamental importancia, que condiciona los gastos de operación y mantenimiento de una empresa:

TRANSBA 2000				
ACTIVO FIJO	Bruto	Neto	Depreciación acumulada	
Terrenos	340,166	340,166	0	0%
Vehículos	1,994,412	1,135,999	-858,413	-43%
Muebles y útiles	298,772	219,528	-79,244	-27%
Equipamiento informático	388,441	102,430	-286,011	-74%
Línea de alta tensión	128,735,453	115,880,891	-12,854,562	-10%
Equipo eléctrico	86,921,205	78,639,043	-8,282,162	-10%
Edificios	15,641,776	14,108,666	-1,533,110	-10%
Laboratorios	350,726	128,601	-222,125	-63%
Varios	317,633	57,371	-260,262	-82%
Obras en curso	24,295,745	24,295,745	0	0%
Repuestos	3,185,058	3,185,058	0	0%
Anticipos	169,246	169,246	0	0%
	262,638,633	238,262,744	-24,375,889	-9%

ETESA-2000				
ACTIVO FIJO	COSTO	VALOR NETO	Depreciación acumulada	
CONEXIÓN	24,204,357	14,028,181	-10,176,176	-42%
TRANSMISION	117,840,742	63,047,470	-54,793,272	-46%
PLANTA GRAL	17,078,697	8,768,026	-8,310,671	-49%
TOTAL	159,123,796	85,843,677	-73,280,119	-46%

ETESA indica que sus activos tenían 5 veces más años de uso que los de TRANSBA, motivo por el cual los gastos debían ser mayores. Que este fundamento sigue siendo válido, dado que en la actualidad, aunque la relación porcentual de la depreciación acumulada, respecto al valor de los activos brutos, ha disminuido de 46% a 38%, aún continúa siendo significativamente mayor que la de TRANSBA en el año 2000, con una relación de 1:4.

ETESA-2008				
ACTIVO FIJO	COSTO	VALOR NETO	Depreciación acumulada	
CONEXIÓN	23,629,919	11,710,982	-11,918,937	50%
TRANSMISION	298,205,409	197,052,427	-101,152,982	66%
PLANTA GRAL	29,278,383	8,262,532	-21,015,851	28%
TOTAL	351,113,711	217,025,941	-134,087,770	-38%

En virtud de lo expuesto anteriormente, ETESA solicita a la ASEP, tomar en consideración la diferencia sustancial de los años de uso de las instalaciones de ETESA, frente a los de la empresa comparadora, para el ajuste correspondiente de los parámetros de eficiencia de operación y mantenimiento.

Respuesta de la ASEP:

No es correcto el cálculo de la depreciación que hace ETESA sobre los activos de TRANSBA ya que incluye para el cálculo del promedio los valores nulos tales como terrenos, obras en curso, anticipos y repuestos sobre los que no se ejecutan acciones de mantenimiento (no interesa la antigüedad) y por lo tanto no deben incluirse en el promedio. Si se excluyen de este análisis los rubros con valores nulos la relación porcentual de la depreciación acumulada, respecto al valor de los activos brutos es de 39.8 % que resulta superior al de ETESA (38%).

Por otra parte una actualización del cuadro presentado para TRANSBA para el año 2008 arroja los siguientes resultados:

TRANSBA 2008				
ACTIVO FIJO	BRUTO	NETO	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	
Terrenos	761.397	761.397	-	0%
Vehiculos	8.236.817	2.037.437	6.199.380	75%
Muebles y útiles	782.194	317.557	464.637	59%
Equipamiento informático	1.984.453	575.168	1.409.285	71%
Lineas de alta tensión	295.042.545	194.670.196	100.372.349	34%
Equipo Eléctrico	254.337.914	174.852.734	79.485.180	31%
Edificios	48.917.646	35.491.115	13.426.531	27%
Laboratorios	2.596.160	1.548.161	1.047.999	40%
Elementos de comunicaciones	20.058.851	17.441.860	2.616.991	13%
Varios	1.091.042	96.241	994.801	91%
Obras de curso	11.539.087	11.539.087	-	0%
Repuestos	11.065.154	11.065.154	-	0%
Anticipos	6.176.955	6.176.955	-	0%
Total	662.590.215	456.573.062	206.017.153	
PROMEDIO				49,2%

Se observa que en este caso el promedio de la depreciación acumulada es del 49.2% superior a ETESA.

12.2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.

12.2.1 Comentario de ETESA:

ETESA señala que en el marco del PROYECTO11 de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), se realizó un estudio para el

Referenciamiento Internacional de Empresas de Transporte de Energía y Actualización con datos 2004 - 2005 – 2006.

Indica la empresa que dicho estudio tuvo la finalidad principal de determinar los indicadores de Administración, Operación y Mantenimiento sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (AOM/VNR) de las empresas de transporte de energía de la región.

Adicionalmente, el estudio contempló la identificación de indicadores de operación y mantenimiento que proporcionaron información sobre la calidad y confiabilidad de los sistemas, incluyendo la identificación y análisis de las mejores prácticas utilizadas por aquellas empresas con altos estándares internacionales, como base para el mejoramiento en la prestación del servicio.

La concesionaria del servicio de transmisión, presentó una gráfica comparativa de los resultados por empresas analizadas. Como resultado de los estudios de la CIER se presentaron los siguientes indicadores de costos de AOM/VNR:

- Costos AOM (promedio) = 6.3705%
- Costos AOM (mínimo) = 3.1950%

Agregan que la mayoría de las empresas consideradas poseen 2,500 kilómetros de líneas o más, aspecto que contribuye a costos de economías de escala no accesibles a empresas de menor tamaño.

ETESA solicita a la ASEP que utilice 3.2%, sobre el Valor Nuevo de Reemplazo, para los parámetros de AOYM, conforme al valor mínimo obtenido de los estudios de la CIER, a pesar de que ETESA posee sólo 2,151 kms de líneas de transmisión en el año 2008.

Respuesta de la ASEP:

La metodología que propone ETESA no es correcta por los motivos que se explican en las conclusiones que el CIER, entidad a cargo del estudio, expusiera en la presentación del mismo en ATEERA (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina) el 31 de octubre del año 2006 y que se indica en el punto “Resultados” del citado informe, los que se citan a continuación:

“Desde el punto de vista estadístico, la información de tres años (2001, 2002 y 2003) para 21 empresas corresponde a una muestra reducida, por lo tanto, cada dato es valioso para las estimaciones e inferencias a realizar. Este hecho, exige un tratamiento cuidadoso de los datos, e impone a los lectores un cuidado especial en la interpretación y aplicación de los resultados, así como en la extracción de conclusiones que estén más allá de las posibilidades de la información contenida en la muestra.”

“Adicionalmente y como consecuencia del tamaño reducido de la muestra, se estima necesario realizar la siguiente advertencia para la consideración de las conclusiones que aquí se presentan: los resultados obtenidos son relativos a dicha muestra. Esto significa que la eficiencia económica obtenida y los valores de referencia calculados son función de las empresas de la muestra.”

“De otra parte, el hecho de que las empresas participantes no fueron seleccionadas mediante un mecanismo aleatorio implica que es imposible asegurar que no se generen sesgos de alguna naturaleza, lo cual constituye una nueva advertencia en el uso de los resultados y conclusiones.”

De lo anterior esta Autoridad concluye que no es adecuado utilizar los resultados de este estudio CIER en la presente revisión tarifaria, como lo ha planteado ETESA debido al mecanismo de selección de la muestra el mismo no está exento de sesgos de alguna naturaleza que podrían distorsionar las conclusiones y los datos estadísticos utilizados en el estudio solo corresponden a tres años que es una muestra reducida (si no se analiza el histórico) por lo que no es representativa de los costos O&M en que incurre una transportista.

La metodología de la Empresa Comparadora (EC) para el cálculo del comparador de costos eficientes, con las homologaciones realizadas para corregir las asimetrías entre ETESA y TRANSBA, es capaz de reflejar las particularidades, ambientales, técnicas, de escala, diferencias en los costos salariales y demás donde opera la empresa, a la vez que permite capturar las mejores prácticas de gestión eficiente en la industria de la transmisión.

Una vez concluido el proceso de cálculo de costos por la metodología de la EC, resulta recomendable, acorde a las mejores prácticas regulatorias, verificar la consistencia en la composición de la estructura de costos obtenida. Para los fines de analizar si las órdenes de magnitud de la estructura de costos obtenidos se encuentran en el rango esperable de la industria de la transmisión fue que se empleó en el 2003 el estudio de referenciamiento de CIER.

12.3. El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

12.3.1 Comentarios de ETESA:

ETESA observa que el VNR entregado en septiembre de 2008 realmente corresponde a costos calculados en enero de 2008, con base en datos de licitaciones del año 2007 o antes, y el VNR entregado en febrero 2009 corresponde a costos calculados en enero de 2009, con base en datos de licitaciones del año 2008 y que son los mismos que se utilizaron en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008. Estos costos se entregaron a la ASEP en el documento de Estudios Básicos de dicho plan el 20 de febrero de 2008.

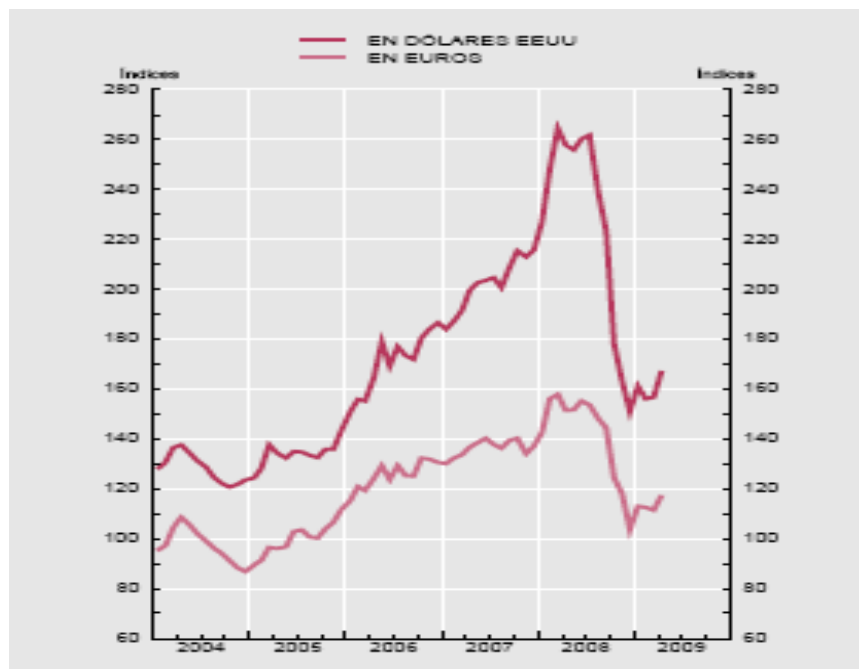
Explica que la justificación del aumento del VNR se basa en los costos base obtenidos de la Licitación Pública No. 2008-2-78-0-04-LP-001310 de la Subestación Concepción 230 KV, realizada el 27 de noviembre de 2008. El costo base obtenido en esta licitación, fue de B/. 7,595,393.00, tomando en cuenta sólo los equipos principales de dicha subestación.

Respuesta de la ASEP:

El VNR puesto a consideración en la Consulta Pública corresponde a la propuesta sin modificaciones de VNR presentada por ETESA a esta Autoridad en septiembre de 2008. Se consideraron los costos de septiembre en vez de los entregados en febrero de 2009 debido a que no se presentó el debido sustento de los costos unitarios de diferentes recursos empleados.

Es importante destacar que los VNR deben reflejar el costo de renovar las obras civiles e instalaciones eléctricas que correspondan a reemplazarlas utilizando la alternativa del mínimo costo. La ASEP revisó los VNR entregados comparándolos con precios vigentes y estos valores no eran cónsonos con la tendencia a la baja de los productos básicos (“commodities”) tales como acero y otros productos industriales, observada a partir de mediados de 2008, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

INDICES DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS NO ENERGÉTICAS: 2004-2009



Fuente: The Economist, FMI, BCE y BE

Por tal razón no se aceptaron los incrementos en los costos de los VNR de febrero de 2009.

12.3.2 Comentarios de ELEKTRA

Elektra indica que el VNR propuesto es 58% más alto que el VNR de los mismos proyectos utilizados en el régimen anterior o vigente y solicita se demuestre que el VNR utilizado refleja los incrementos en costos de los materiales ya que no guarda la misma relación en el caso de las líneas de transmisión.

En adición señala que para las subestaciones, en el cuadro VNR – Subestaciones - Sistema de Conexión, hay una sobreestimación en el cálculo del VNR. El comentario se basa en incremento de costos asumidos del 2004 al 2008 mediante la comparación del VNR utilizado en el 2004 con el utilizado en el 2008.

Respuesta de la ASEP:

En base a los anteriores señalamientos se verificó que el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Sub Estaciones se ha incrementado entre un 60% y 80% respecto al vigente.

Analizamos los valores de VNR de las subestaciones en base a la tendencia de los precios de los productos básicos (commodities) y del Índice de Precios de Materias Primas no Energéticas, y observó que para el periodo 2004 a 2008 algunos valores presentan una tasa de crecimiento anual por encima del incremento de precios de materiales, el cual tuvo un crecimiento promedio del 15% anual, por lo que procedimos a ajustar los valores de aquellas subestaciones que reflejaban aumentos por encima del incremento promedio de los costos de materiales.

En cuanto a las líneas de transmisión, ETESA mantenía una tendencia de aumento de costos acorde con los precios internacionales. Se recalcularon los VNR considerando un valor de indemnizaciones de B/.15,000.00 por kilómetro de línea en vez de los B/10,000 que había utilizado ETESA para guardar consistencia con los valores aprobados en el período anterior, además, se redujo la contingencia calculada en 10% a 5%, ya que se determinó que no se debía mantener un

porcentaje alto en contingencias sobre instalaciones con valores conocidos y establecidos, que no representaban mayores incertidumbres en cuanto a costos.

12.3.3 Comentarios de AES:

Si se hace una comparación con relación al VNR aprobado para las Subestaciones en el régimen anterior 2005-2009, se puede observar en el cuadro presentado por la empresa que el VNR propuesto para las Subestaciones del Sistema Principal aún presentan incrementos excesivos, en algunos casos más del 100% de incremento, que no se justifican debidamente por parte de ETESA.

AES considera que el VNR propuesto para las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión aún es excesivo y no está debidamente justificado por ETESA, por lo cual, el porcentaje de reducción deberá ser mayor que el 14.7% de ajuste aplicado por la ASEP.

Sistema Principal	VNR 2005-2009	VNR 2009-2013	Incremento	%
Patio 230Kv-Panamá II	7,073,456	11,534,757	4,461,301	63%
Patio 230Kv-Panamá	12,746,355	20,410,922	7,664,567	60%
Patio 230Kv-Chorrera	4,430,613	7,971,927	3,541,314	80%
Patio 230Kv-Llano Sánchez	17,654,461	27,055,677	9,401,216	53%
Patio 230Kv-Veladero	13,975,796	25,406,097	11,430,301	82%
Patio 230Kv-Mata de Nance	9,991,630	20,759,407	10,767,777	108%
Patio 230Kv-Progreso	4,439,866	9,093,311	4,653,445	105%
Patio 115Kv-Panamá	10,391,337	17,047,766	6,656,429	64%
Patio 115Kv-Mata de Nance	2,350,503	4,405,941	2,055,438	87%
Patio 115Kv-Santa Rita	4,924,129	4,681,989	-242,140	-5%
Patio 115Kv-Cáceres	5,420,709	6,680,265	1,259,556	23%
Patio 230Kv-Guasquitas	6,951,250	6,722,670	-228,580	-3%
Patio 115Kv-Caldera	4,376,267	3,925,855	-450,412	-10%
Patio 230Kv-Chanquinola	-	5,887,044	5,887,044	
Patio 230 Kv- Fortuna Nave 3	-	3,333,804	3,333,804	
Subtotal	104,726,370	174,917,432	70,191,062	67%

La empresa solicita verificar y/o aclarar los incrementos excesivos en los VNR estimados por ETESA.

Adicionalmente, AES señala que no tiene claro por qué las líneas Caldera - La Estrella y Caldera - Los Valles, cuyas características son muy similares, tienen costos por kilómetro tan diferentes.

Con relación al renglón inversiones (año 2011 y 2012) que suma B/.20,155.00, en el caso de las inversiones en el Sistema de Conexión para el periodo, se muestra un desembolso de B/.20.2 MM de los cuales B/.12.7 MM corresponden a adiciones del transformador 3 (T3) en las Subestación de Llano Sánchez y de la Chorrera. Preguntamos si esto no es parte del refuerzo Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II, por lo que pudiera haber una duplicidad en inversiones.

Respuesta de la ASEP:

Con respecto a los comentarios de los VNR, la respuesta es similar a la que se dio a Elektra.

Con respecto a la observación sobre las líneas Caldera - La Estrella y Caldera - Los Valles, cuyas características son muy similares y tienen costos por kilómetro muy diferentes, se revisó y se constató que había un error en la longitud de ambas líneas.

La línea Caldera-La Estrella tiene una longitud de 6 km, mientras que la línea Caldera-Los Valles, mide 2 kms. Se corrigió dicho error dando por resultado un costo unitario de B/.103,308.00 por kilómetro.

En relación al comentario sobre la inversión de 12.7 millones en adiciones del transformador tres (T3) en las Subestación de Llano Sánchez y de la Chorrera, debemos señalar que esta inversión corresponde al Sistema de Conexión y que fue

autorizada en el Plan de Expansión de ETESA, debido al incremento en la carga de en las provincias centrales y estas inversiones son independientes a las del Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez correspondientes al Sistema Principal de Transmisión.

13. Comentarios a la estimación de la Tasa de Rentabilidad

13.1. Comentarios de ETESA, ELEKTRA, EDEMET y EDECHI respecto a la duración del Bono:

El comentario general de estas empresas es que en la anterior revisión tarifaria se compararon bonos con duración similar y que la metodología que se utiliza no es consistente con esta pues se comparan bonos con duraciones muy distintas y que se debe mantener la metodología utilizada en la revisión tarifaria anterior.

ETESA, ELEKTRA, EDEMET y EDECHI señalan que en el cálculo de la Tasa de Retorno para la actividad de transmisión en el año 2005, la ASEP calculó la Prima de Riesgo País como la diferencia entre el retorno del Bono Global 29 de Panamá y el retorno del bono a 20 años del Tesoro de los EE.UU., los cuales en ese momento tenían duraciones similares.

Indica EDEMET-EDECHI además, que el bono que tiene la Duración más similar a la del bono a 30 años del Tesoro es el Bono de Panamá con vencimiento en el año 2036.

Respuesta de la ASEP:

El concepto de Riesgo País hace referencia a la probabilidad de que un país emisor de deuda no cumpla con sus compromisos. El principal indicador de riesgo país es la diferencia de tasas entre los bonos emitidos por los países y las Letras del Tesoro de Estados Unidos.

Para la estimación práctica de los parámetros del CAPM (Capital Asset Pricing Model) o modelo de Valuación de Activos de Capital, la prima por riesgo país se estimó como la diferencia de los Bonos a 20 años de los EEUU, como tasa libre de riesgo, y la tasa del Bono Global 29, manteniendo el criterio utilizado en la anterior Revisión Tarifaria.

Respecto a que se utilice el bono a 30 años del Tesoro de Estados Unidos y el Global 36 de Panamá, la ASEP indica que no existe un bono con igual duración que el bono del tesoro de los Estado Unidos (UST-30). El Global 2036 es un bono menos representativo de las condiciones macroeconómicas, y con menor liquidez que el Global 29.

Finalmente, la ASEP evaluó los comentarios presentados, estando de acuerdo en que al medir el margen relacionado con un bono del país, se busca una referencia en Bonos del Tesoro de Estados Unidos que sea homogénea como factor de riesgo, tomando en consideración lo que la teoría financiera determina, de que sean bonos con mayor similitud en cuanto a duración, plazo y cupón. Por lo tanto se realizará el cálculo de la prima Riesgo País tomando como referencia el UST20 y el Global 29. Para esto se evalúan los márgenes y los promedios ponderados.

Por último, cabe mencionar que en virtud de la fecha en la cual fueron realizados los cálculos, se consideró para la estimación de todos los parámetros, el período enero – diciembre 2008, sin embargo, estos se están actualizando con información de mayo del 2008 al 30 de abril de 2009, con la finalidad de utilizar un período más cercano al cálculo y aprobación del IMP.

13.2 Comentarios de ELEKTRA y ETESA sobre la utilización del EMBI:

ELEKTRA señala que al comparar instrumentos con igual plazo de vencimiento los resultados son mucho más consistentes con el índice EMBI + Panamá de ese período (294 puntos básicos).

ETESA solicita a la ASEP que para determinar la prima por riesgo país se mantenga el criterio empleado en la Revisión Tarifaria anterior, o se reemplace por el indicador EMBI Panamá, o un promedio de éstos.

Respuesta de la ASEP:

La utilización del EMBI+, tal como propone ETESA y ELEKTRA, aún cuando es consistente internamente (para calcular el margen se utilizan bonos de igual duración que la canasta de bonos locales), es un índice que incluye una serie de otros activos o instrumentos adicionales a los bonos globales. Se requiere un bono que también debe guardar consistencia con el bono de Estados Unidos que se está utilizando para estimar la tasa libre de riesgo.

14. Comentarios sobre la fórmula de cálculo del riesgo sistemático- Beta

14.1 Comentarios de EDEMET y EDECHI

Indican que la ASEP calcula el Beta en dos pasos, primero el Beta desapalancado a partir de los datos de los Betas Apalancados; luego el Beta Apalancado para Panamá apalancando el primer cálculo con los datos de estructura de endeudamiento del caso particular.

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

Donde:

β_U : Beta del activo o desapalancada.

β_L : Beta del patrimonio o apalancada.

D: Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.

E: Patrimonio Neto

t: Tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

El cálculo que efectúa la ASEP del β_U considera el promedio de los datos de los años 2007, 2006, 2005 y 2004. Dichos valores son: β_U año 2007: 0.594, β_U año 2006: 0.624, β_U año 2005: 0.524, β_U año 2004: 0.469 resultando un promedio de 0.553

Para el estudio del año 2005 la ASEP no tomó el promedio de distintos años, sólo utilizó el valor resultante del año anterior al momento de realizar el cálculo. Indican que el cálculo del Beta que realizan las agencias especializadas se basa en las cotizaciones de las acciones de las empresas de los últimos 5 años, de modo que no es necesario tomar 4 años hacia atrás para obtener el Beta, es suficiente tomar los valores que publican dichas agencias para el último año.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP optó por considerar un período de cuatro años debido a la inestabilidad del beta a través del tiempo, tal como indica el informe preparado por Smithers & Co. Ltd. en 2006 para el Regulador Británico, OFGEM, que recomienda utilizar una muestra "corta" (últimos 4 años) en vez de una muestra "ampliada" (desde 1990) para estimar el beta de un grupo de empresas de servicios públicos (Scottish Power, Scottish & Southern, Viridian, Centrica, International Power, National Grid, United Utilities, Kelda Group, Seven Trent).

No obstante, cabe indicar que para corroborar los resultados, la ASEP verificó que los resultados no cambian ya sea usando uno u otro, por lo que no se modificó el método.

15. Comentarios sobre el costo de endeudamiento

15.1 Comentarios de ETESA, EDEMET, EDECHI y ELEKTRA:

ETESA señala que el plazo de cinco años nos comparable con los plazos a los que está endeudada efectivamente la empresa. ETESA mantiene en la actualidad tres préstamos con el BID (emitidos en 2000, 2002 y 2008, con vencimientos en 2020 y 2027, 2033, respectivamente), y uno con el Banco Nacional (emitido en 2006 y con vencimiento en 2019).

EDEMET y EDECHI objeta el enfoque utilizado por la ASEP para calcular el Costo del Endeudamiento debido a que la ASEP no prueba que su modelo propuesto para calcular el Costo del Endeudamiento arroje valores próximos a otros casos reales para poder aplicarlo al caso de la actividad de transmisión de Panamá y utiliza variables incorrectas en su modelo como tomar un bono a 5 años aduciendo que es igual al plazo medio de endeudamiento de las empresas y que la Prima por Riesgo País es muy baja.

ELEKTRA indica que la ASEP sustenta el uso de los bonos del tesoro de Estados Unidos a 5 años para determinar la tasa libre de riesgo de endeudamiento “bajo la hipótesis que este es el plazo medio de endeudamiento de las empresas”, sin embargo no presenta estadísticas que sustenten esta hipótesis. Desde el punto de vista teórico, dado el monto importante de las inversiones que se realizan en transmisión y distribución y por el largo período de recuperación de las mismas a través de la tarifa (30 años), es lógico esperar que las empresas dentro de este sector asuman deudas a mucho mayor plazo que cinco años. ELEKTRA, expresa que la empresa tiene dos emisiones de bonos: una por un valor total de \$100 MM con vencimiento en 15 años y la segunda por un valor total de \$20 MM con vencimiento en 10 años. El plazo promedio de nuestras deudas es de 14 años.

Sugieren que se utilice para comparación un bono de mayor duración.

Respuesta de la ASEP:

En relación a la tasa libre de riesgo en el caso del *capital de terceros*, la ASEP considera, que el bono utilizado para estimar no requiere tener el mismo plazo al vencimiento que el utilizado para estimar la tasa libre de riesgo en el caso del *capital propio*, en la medida en que se están midiendo flujos de caja diferentes.

Por otra parte, se optó por mantener la consistencia con lo efectuado en la revisión tarifaria anterior (en la medida en que no existieran razones de fundamento para mejorar los criterios allí utilizados), manteniendo los criterios de las revisiones anteriores, tanto de transmisión como de distribución se aprobó este plazo como óptimo, por lo cual se utilizarán los rendimientos de los bonos UST5.

Respecto a los plazos de endeudamiento, el método elegido (CAPM de deuda) propone encontrar valores óptimos, diferenciándose de la estructura de capital, las tasas y los plazos de endeudamiento reales de las empresas de servicios públicos, siendo que los resultados de sus políticas financieras pueden no ser deseables de transferir a los usuarios vía tarifas. Al momento de seleccionar el plazo óptimo de endeudamiento la empresa decide entre endeudarse a corto plazo pagando intereses menores o endeudarse a largo plazo pagando intereses mayores.

Finalmente, ASEP ha utilizado igual plazo de endeudamiento óptimo (5 años) para la determinación de la tasa de remuneración del negocio de transmisión en razón de:

Minimización de costos. El método elegido (CAPM de deuda) propone encontrar un plazo óptimo de endeudamiento, diferenciándose del plazo de endeudamiento real de la empresa ya que los resultados de sus políticas financieras pueden no ser deseables de transferir a los usuarios vía tarifas. En teoría, la empresa minimiza el pago de intereses tomando deuda de corto plazo, sin embargo este aspecto condiciona fuertemente la liquidez de la empresa (de hecho ese es el motivo por el cual se toma deuda). Por otro lado, la deuda de largo plazo minimiza los requerimientos de liquidez de corto plazo pero obliga a la empresa a pagar mayores intereses. La hipótesis adoptada es que la empresa no se ubica en ninguno de los extremos antes mencionados y encuentra el plazo de endeudamiento óptimo en el mediano plazo (5 años), permitiéndole pagar intereses sin comprometer la liquidez y el crecimiento de corto plazo.

Estabilidad regulatoria. Este criterio se ha aplicado en las dos revisiones tarifarias anteriores.

Coherencia regulatoria. Este criterio se ha aplicado para la determinación de la tasa de referencia para determinar la rentabilidad del segmento de transmisión y de distribución.

16. Comentarios sobre el cálculo del WACC

16.1 Comentarios de EDEMET, EDECHI y ELEKTRA

EDEMET y EDECHI presentan el cuadro del cálculo del WACC nominal después de impuestos según ASEP, donde indica que para ello la ASEP toma la inflación esperada que la obtiene como la diferencia de retorno entre bonos a 10 años del Tesoro de los Estados Unidos indexados por inflación y los no indexados. Con esta forma de cálculo la inflación esperada da 1.89%. Indica que con la misma fórmula y la inflación utilizada por la ASEP se obtiene el WACC real antes de impuestos = 11.23% que es, según ellos, el que debería aplicarse.

ELEKTRA observa que la tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica; sin embargo, 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. Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, ya que la WACC se calculó en moneda norteamericana.

ELEKTRA concuerda con el planteamiento teórico expuesto en el segundo párrafo: si los costos derivados de la tasa de rentabilidad aprobada (IMP de rentabilidad) son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, la tasa de rentabilidad se debe calcular en términos reales. Sin embargo, dado que el ingreso máximo permitido de rentabilidad calculado para ETESA, que resulta de multiplicar la tasa de rentabilidad aprobada sobre el valor de los activos eficientes, proyectados ambos sin inflación incorporada, no es actualizado por la inflación correspondiente, la tasa de inflación que se le apruebe a ETESA debe estar en términos nominales. Por otro lado, si la ASEP mantiene el criterio de fijar la tasa de rentabilidad con base en el WACC real antes de impuesto debe actualizar el 100% de los cargos de ETESA por la inflación.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP indica que los IMP de ETESA se ajustan anualmente a través de la actualización de los cargos por uso y los cargos por conexión de acuerdo a lo que establece el artículo 183 del Reglamento de Transmisión.

Dado que el índice de actualización que la reglamentación prevé para el ajuste anual es el correspondiente al precio del consumidor y no a un índice en particular para cada tipo de bien, por lo que los bienes capitalizados tienen un efecto global compensado en cuanto a su variación de precio durante el periodo tarifario. En la transmisión eléctrica se tienen bienes cuyos precios se incrementan con la inflación y también hay otros cuyos precios se reducen con el tiempo a consecuencia del avance tecnológico.

Adicionalmente, aunque esta compensación de precios entre distintos bienes no fuera del todo exacta, hay que tener en cuenta dos aspectos relacionados, ambos con sesgo en el mismo sentido:

- La actualización de los costos operativos se lleva a cabo en forma anual siendo en la práctica una buena parte de tales costos como por ejemplo salarios de personal no tienen tal proceso de actualización periódica.
- La actualización no contempla una reducción del índice de actualización para tener en cuenta un ajuste por incremento del nivel de eficiencia, lo cual es usado en otros países.

La ASEP no actualiza el 100% de los cargos de ETESA debido a que existe una porción de cargos que están relacionados con los costos de capital (originados en bienes transables) y en los costos fijos son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la empresa y en el corto plazo e intermedio se mantienen constantes. Como ejemplo de estos costos se identifican los alquileres, los intereses y las primas de seguro.

En resumen, es correcto mantener el criterio de fijar la tasa de rentabilidad con base en el WACC real antes de impuesto ya que, como lo establece el artículo 183 del Reglamento de Transmisión, los cargos de ETESA se ajustan por la inflación.

17. Comentarios por la prima de Riesgo regulatorio y normativa gubernamental

17.1 Comentarios de ETESA

ETESA argumenta que durante los tres primeros periodos tarifarios la empresa se ha enfrentado a pérdidas económicas y financieras significativas, directamente causadas por los cambios regulatorios.

Estas pérdidas de ingresos se constituyen en antecedentes contundentes del alto riesgo regulatorio que enfrenta ETESA, lo cual debe ser considerado en el porcentaje de los dos puntos discrecionales.

Con base en todo lo expuesto en esta sección y en lo establecido en el artículo 101 de la Ley 6 de 1997, solicita a la ASEP, adicionar los dos puntos porcentuales a la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más la prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país, en el cálculo de la Rentabilidad.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP no está de acuerdo con los argumentos expresados por ETESA respecto a que ha tenido pérdidas asociados a cambios regulatorios, en

virtud de que los ajustes que han tenido lugar en las revisiones tarifarias se han realizado por criterios de eficiencia amparados en la Ley 6.

La ASEP opina que el riesgo regulatorio al cual hace referencia ETESA en su análisis, está incluido en el riesgo del negocio al que hace referencia el Artículo 101 de la Ley 6 de 1997 y si ETESA está proponiendo la ampliación del entorno sobre el cual se puede determinar la tasa de rentabilidad, la misma debilitaría el mecanismo de protección establecido en la Ley tanto para la empresa como para los usuarios cautivos del servicio.

Por otro lado, deseamos recordarle a ETESA lo que señala la Ley 6 respecto a la tasa de rentabilidad, en la que establece en el artículo 101, que dicha tasa es aquella que no difiere más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos a 30 años del Tesoro de los Estados Unidos de América más una prima de riesgo del negocio de transmisión de energía eléctrica en Panamá, la cual está fijada en 7%.

En este artículo se ha establecido un mecanismo en donde se determina el tope mínimo y máximo que puede tener la tasa de rentabilidad de la empresa de transmisión.

El negocio de transmisión de energía eléctrica conforma un monopolio natural, caracterizado por importantes costos hundidos y fijos. En consecuencia, el tope mínimo para la tasa de rentabilidad tiene como objetivo salvaguardar la ecuación económica – financiera de la empresa y asegurar su sostenibilidad en el largo plazo, en la medida que la misma sea operada en forma eficiente (protección a la empresa eficiente). Por otro lado, la determinación de un tope máximo para la tasa de rentabilidad tiene como objetivo que la empresa no se apropie de la renta monopólica en perjuicio de los usuarios cautivos del sistema, de esta manera se está dando protección a los usuarios del sistema.

18. Comentarios al cálculo del IMP de transmisión

18.1 Comentarios de ETESA

18.1.1 Base de Capital:

ETESA indica que en la determinación de los valores brutos y netos de los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, se realizó un ajuste de eficiencia a los costos indirectos de los proyectos, haciendo alusión al Artículo 177 del Reglamento de Transmisión.

Al respecto, resalta la empresa, que la ASEP no tuvo en cuenta que el ajuste establecido en dicho Artículo es exclusivo para la determinación de los costos eficientes que se utilizan para el cálculo de los costos operación, mantenimiento y administración reconocidos a los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, y que en ningún momento aplican para la determinación de los valores bruto y neto de dichos activos, pues como bien se diferencia en el Artículo 180 del Reglamento de Transmisión, unos son los costos ACTSPTefi y ACTCTefi, que corresponden a los valores brutos de los activos fijos “eficientes“ del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, respectivamente, y otros son los ACTSPT, ACTNSPT, ACTCT y ACTNCT, que corresponden a los valores brutos y netos de los activos fijos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, respectivamente, y que son considerados “a costo original” .

Indica ETESA que 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 que el costo original corresponde al costo de inversión real registrado en Libros.

En vista de lo anterior, ETESA solicita a la ASEP que se elimine el ajuste planteado en el numeral 2.1.1 de la página 18 del Anexo I de la Resolución AN-2523, y en su defecto se mantengan los valores del cuadro de las páginas 17, 18 y 24, para los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, respectivamente, para efectos de calcular el Ingreso Máximo Permitido, relacionado con los activos a costo original.

ETESA solicita a la ASEP el reconocimiento de Activo Fijo a costo original, dado que los mismos corresponden a lo establecido en la Ley 6, como normativa clara y superior a toda interpretación.

Respuesta de la ASEP:

Es necesario indicarle a la empresa transmisora que el ajuste realizado por la Autoridad Reguladora se basó estrictamente en las disposiciones de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y del nuevo Régimen aprobado, donde en el propio artículo 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 se especifica que el reconocimiento tarifario de los costos, se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa de transmisión. Por lo tanto, es preciso incorporar el análisis de eficiencia tanto en la administración, operación y mantenimiento como en las inversiones realizadas. Por lo tanto no se acepta la solicitud de ETESA.

18.1.2 Costos Indirectos Reales de Construcciones.

ETESA indica que con el objetivo de atender la solicitud de la ASEP de “justificar” que las inversiones de transmisión fueron realizadas en un proceso de libre competencia, se presentó un informe sobre el marco legal y las bitácoras de gestión de contratación de los proyectos más significativos puestos en operación, durante el periodo 2005-2008.

En dicho informe se muestran que los procesos mediante los cuales se desarrollaron y ejecutaron los proyectos del Sistema de Transmisión Guasquitas-Panamá II y el Sistema de Transmisión de Bocas del Toro, se enmarcaron en las normas y leyes que rigen para ETESA.

ETESA no puede cambiar los procedimientos normados, ni evadir los requisitos y aprobaciones de instancias superiores del Estado, por consiguiente, los costos de construcción de los proyectos consignados en los Estados Financieros, corresponden a costos eficientes, dado que cumplen con toda la normativa que se exige.

Respuesta de la ASEP:

Para reconocer los costos de construcción de los proyectos, la ASEP verifica que las inversiones fueron realizadas en un proceso de libre competencia, cumpliendo con las normativas de contratación. Las licitaciones se traducen en eficiencia cuando la inversión es razonablemente eficiente en cuanto a costos y calidad. Adicionalmente, y de acuerdo al Reglamento de Transmisión, las inversiones de ETESA deben cumplir con los porcentajes de costos regulados como eficientes en aquellas actividades que realiza ETESA y están relacionadas con diseño, inspección, ingeniería.

18.1.3 Costos Reales de la Servidumbre e Indemnizaciones.

Según ETESA los costos de Servidumbre e Indemnización pagadas por ETESA se enmarcan en el Decreto Ejecutivo 209 del 5 de septiembre de 2006, de la Ley 41 General del Ambiente, en la cual se establece que todo proyecto que toque los criterios del Artículo 23 de este Decreto, debe realizar y presentar a la ANAM un estudio de impacto ambiental, para verificar la viabilidad del proyecto. El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) incorpora “Plan de Manejo Ambiental” (PMA) donde se establecen los impactos y las medidas de mitigación del proyecto. Cabe destacar que un EIA aprobado, adquiere un estatus legal de obligatoriedad y puede constituirse en un instrumento de denuncia ciudadana. Su incumplimiento puede ser penalizado por la Ley.

Sin embargo, la ASEP, establece en la “Propuesta de Ingreso Máximo Permitido”, un costo medio de las indemnizaciones por un valor de 10,000 US\$/km, 67% del valor reconocido en el período anterior, en el cual utilizó 15,000 US\$/km, sin presentar los respectivos argumentos que sustenten esta disminución.

ETESA solicita a la ASEP el reconocimiento de los costos de servidumbre, en su totalidad, dado que los mismos corresponden a los costos reales actuales de adquisición de servidumbre, dentro del marco legal y normativa aplicable a ETESA, para lo cual hace una extensa explicación sobre los costos incurridos en las servidumbres de los proyecto Guasquitas- Panamá II el cual corresponde a B/.176,702.26.

En base a lo expuesto, se solicita a la ASEP que, para los estimados de costos de VNR considere 20,000 B/./km de líneas de transmisión a construir, como mínimo, al margen de que el costo promedio de la servidumbre de los dos últimos proyectos resultó en 32,578 B/./km.
Respuesta de la ASEP:

El artículo 23 de la Ley Ambiental establece que las actividades, obras o proyectos públicos o privados que por su naturaleza, características o efectos ubicación puedan generar riesgo ambiental deberán someterse a un proceso de evaluación o Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) incorpora un “Plan de Manejo Ambiental” (PMA) donde se establecen los impactos y las medidas de mitigación del proyecto, y al afectarse un predio con una línea eléctrica y en especial con una de alta tensión, éste se ve reducido en su valor económico o su uso. La ASEP está de acuerdo con ETESA en que se reconozcan los costos por indemnización y servidumbre. En consecuencia, corresponde determinar en qué grado sufre deterioro el valor económico del mismo para establecer la indemnización correspondiente.

El pago de servidumbres es motivado por la ocupación física del suelo y espacio aéreo que ocasionen restricciones en la zona de afectación. En este sentido, el valor utilizado en el cálculo del IMP fue el que ETESA utilizó como costo medio de indemnizaciones por servidumbres de US\$10,000 /km de línea en la propuesta de VNR que presentó a la ASEP originalmente. El costo medio abarca situaciones en donde la indemnización puede ser mayor y menor a ese monto.

No obstante, como el valor solicitado por ETESA posteriormente en la Consulta Pública es superior al promedio, solo se acepta un ajuste al mismo valor utilizado en la revisión tarifaria anterior, por lo que se utilizará como costo medio de indemnizaciones por servidumbres de US\$15,000 por km
Costos Reales de los Estudios de Impacto Ambiental:

Respecto a los costos del Estudio de Impacto Ambiental, ETESA no está de acuerdo con la ASEP que indica que “No se reconocen los costos por EIA debido a que estos corresponden a costos de ingeniería” La empresa presenta un análisis de mercado donde el costo de dichos estudios se estima en 6,000 B./km, en promedio que sumados a los costos reales de diseño superaría el monto del 4% establecido.

DETALLE	K m	COSTO DE MERCADO (1)	COSTO REPORTADO POR ETESA	DIFERENCIA
Línea 230-12 Llano Sánchez-Panamá II	195	1,170,000	720,671	-449,329
Línea 230-20 Fortuna – Changuinola	104	624,000	247,768	-376,232

(1) Costo Unitario 6,000 B./km.

ETESA indica que los costos reportados son significativamente inferiores a los costos del mercado para estos servicios.

Por otra parte, el importe reconocido por la ASEP, en el renglón de Ingeniería, para la Línea 230-20 Fortuna - Changuinola, capitalizada en el año 2008, corresponde al monto registrado en dicho renglón equivalente sólo a 3.2%, respecto a los costos directos, mientras que no reconoce ningún monto para los costos del EIA de esta línea.

ETESA solicita a la ASEP el reconocimiento de los costos de EIA, en su totalidad.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP revisó los rubros que componen la ingeniería de los proyectos y constató que dentro del Estudio Técnico de los Proyectos de ETESA se incluyen los costos de EIA independientes a los Estudios de Ingeniería, por lo cual, los costos de EIA no están incluidos dentro del 4% de costo base de equipamiento de ingeniería. La ASEP reconocerá el costo promedio presentado por ETESA de B/.2,500 /km, como costo por EIA.

19. Comentarios sobre la Tasa de Descuento

19.1 Comentarios de AES

AES señala que en la página 11, en el numeral 1.3 del Informe no se indican cuáles son los factores o tasa de descuento a ser aplicados para cada año tarifario y cómo estos son calculados.

Respuesta de la ASEP :

El factor de descuento se obtiene a partir de la tasa obtenida y del número de años que tendrá el flujo de caja.

Dentro del informe adjunto a esta Resolución denominado Metodología de Cálculo del IMP, se detalla el Factor de Descuento y su fórmula de cálculo, en la página No.12 lo que corresponden a:

$$\text{Año 1 [Jul09-Jun10]: } Fd_1 = 1 / (1 + r / 2)$$

$$\text{Año 2 [Jul10-Jun11]: } Fd_2 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [Jul11-Jun12]: } Fd_3 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [Jul12-Jun13]: } Fd_4 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Los factores de descuento anuales son las siguientes:

JUL09 / JUN10	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13
0.94917	0.85735	0.77441	0.69949

20. Comentarios Sobre el Ingreso Permitido para cubrir los Costos del SPT

20.1 Comentarios de ETESA:

ETESA señala que para el caso de los cálculos del VNR, se entiende que lo que debería reconocerse como inversión eficiente de activos existentes y valorizar las obras del Plan de Expansión es la suma de:

- Monto estimado de un Contrato llave en mano de Suministros, Montaje y Puesta en Servicio (estimación basada en licitaciones de ETESA actualizadas mediante índices, estudios específicos de Unidades de Propiedad Estándar, costos unitarios de referencia de otras empresas). Este monto es el costo base del equipamiento.
- Costos en los que incurre ETESA para llevar a cabo:
 - Diseño conceptual y los estudios previos necesarios para definir la obra (igual al 3%),
 - Ingeniería básica y los planos generales, necesarios para confeccionar los documentos del llamado a licitación (igual al 4%),
 - Administración del Contrato de Suministros, Montaje y Puesta en Servicio (igual al 4%),
 - Selección y compra de terrenos de subestaciones (costo estimado del terreno más comisión de una empresa inmobiliaria).

Según ETESA, los porcentajes sobre el costo base del equipamiento reconocidos para las cuatro primeras actividades del listado anterior (que suman un 14%) no se presentan como topes o máximos, sino más bien como valores de estimación (“considerando los siguientes parámetros para determinarlos”).

Con relación al porcentaje de 5% sobre el costo base para contingencias o imprevistos en subestaciones, igualmente esto ya está considerado de esta forma, en el VNR entregado a la ASEP. Se solicita a la ASEP aclare la observación de reducción de la página 14.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP desea aclarar que los porcentajes aplicados sobre el precio base de los equipos para ingeniería, administración, diseño e inspección, son aplicados como valores topes. La ASEP revisó la información y los cálculos de los VNR y verificó que se aplicaran los porcentajes establecidos como eficientes en el Reglamento de Transmisión.

En cuanto al rubro de contingencias, se verificó que ETESA no hizo la reducción del 5% en las Líneas y mantenían un porcentaje de 10%. La ASEP determinó que no se debía mantener un porcentaje alto en contingencias sobre instalaciones con valores conocidos y establecidos, y que no representaban mayores incertidumbres en cuanto a costos, por lo tanto, establece el rubro de contingencias en un 5%.

20.2 Comentario de Elektra :

En cuanto al Monto Anual de las Inversiones, ELEKTRA indica que en el caso de las inversiones en Planta General por B/.11.4 MM de los cuales B/.10.7 MM corresponde al Edificio de ETESA, la empresa considera que debido el fuerte

aumento esperado en los cargos de transmisión esta inversión debe postergarse para el siguiente periodo tarifario.

Además, que en el renglón Activos Brutos al final del año 2008 que indica B/.256,728 mil hay un error en los activos reconocidos del Sistema Principal de Transmisión al inicio del periodo, utilizados para el cálculo del IMP de B/.286,006 mil cuando la ASEP aprobó B/.256,728 mil, tal como lo indica el cuadro en la página 23.

ELEKTRA indica que en la página 17 del Informe en el cuadro Bienes e Instalaciones en Servicio al 31 de Diciembre de 2008, se presenta un cuadro con líneas y subestaciones en servicio de ETESA, sin embargo, dice no conocer ninguna línea de 230 KV entre Santa Rita y Panamá II, solicitan aclaración al cuadro presentado.

Por otro lado, esta empresa señala que en el primer párrafo de la página 18 del Informe del IMP se indica que en el cuadro Bienes e Instalaciones en Servicio se incluyen la línea subterránea 115 KV Panamá-Cáceres y la línea 230 KV Fortuna-Changuinola - Frontera que están actualmente en construcción, el patio 34.5 KV Chorrera que pasa a conexión y el patio 230 KV- Nave Fortuna el cual está en operación y en proceso de compra por ETESA; sin embargo, la línea subterránea de 115 kV entre Panamá y Cáceres fue omitida en el cuadro mencionado.

Respuesta de la ASEP:

Las inversiones en Planta General, en particular la inversión en Edificio ETESA, forma parte del Plan de Expansión 2008, el cual fue aprobado por la ASEP. La ASEP desea aclarar que en el RT se estableció un tope del 10% en las inversiones en Planta General, con respecto a los activos eléctricos de ETESA. Con dicho tope, esta inversión quedó diferida en el tiempo.

En cuanto al cuadro en la página 23, no es un error ya que en el monto de B/.256,728 mil no se incluyen las inversiones en Planta General, las cuales se presentan por separado.

El nombre correcto es la Línea 115 KV Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A). La línea identificada como L/T 230 KV-Santa Rita-Panamá II en la consulta del IMP, es un proyecto en 115 KV, que entrará en operación en julio del 2011. En relación a este proyecto, se identificó que esta línea se construirá con aislamiento en 230 KV y que la misma operará en 115 KV hasta el año 2018, por lo cual se corregirá su nombre en el Plan de Expansión.

Por otra parte, que el proyecto de línea de transmisión subterránea entre Cáceres y Panamá no aparece en el cuadro, el correspondiente es la 115-12. Se corregirán los cuadros con los respectivos VNR.

20.3 Comentario de AES:

AES señala que, con respecto a los cuadros de VNR de las Líneas de Transmisión se indica que la longitud de las líneas 115-4A, 4B y 115-3 es de 59 kms con 147 torres instaladas, sin embargo, en el régimen anterior se indicaba que estas líneas tenían una longitud de 54 kms, con 147 torres. Solicitan una aclaración.

Respuesta de la ASEP:

Sobre el comentario del cambio en la longitud de las líneas 115-4A, 4B y 115-3 de 54 km. en el 2004 a 59 km en el 2009, la ASEP no tiene información de construcciones adicionales y la empresa tampoco presentó justificación de dicho aumento, por lo tanto, se corrige el cuadro de los VNR del SPT.

21. Comentarios sobre el ingreso permitido para cubrir los costos de conexión al SIN:

21.1 Comentarios de ETESA:

Con relación al VNR de Subestaciones, ETESA indica que la ASEP incluye como Conexión el Patio de 115 KV de subestación Panamá II y salida de 115 KV Panamá – Locería. Estas instalaciones deben pasarse a Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a la Resolución AN No. 2504-Elec, con fecha 18 de marzo de 2009, de la ASEP, mediante la cual aprueba el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el periodo 1 de julio de 2009 a 30 de junio de 2013, el cual es el Anexo B de dicha Resolución.

De igual forma que en el punto anterior y con la misma justificación, se solicita a la ASEP que considere el VNR entregado por ETESA en febrero de 2009, tanto para las subestaciones como para las líneas de transmisión. Además se incluya como parte del Sistema Principal de Transmisión el Patio de 115 KV de Subestación Panamá II y Salida de 115 KV Panamá – Locería.

Respuesta de la ASEP:

Respecto a cuáles VNR utilizar la ASEP se ha pronunciado en puntos anteriores.

Por otro lado, la ASEP revisó la información de los VNR entregados por ETESA y constató que efectivamente esta empresa entregó entre la información de Activos de Conexión, los VNR del Patio de 115 KV de Subestación Panamá II y la Salida de 115 KV Panamá – Locería, las cuales deberían corresponder a Sistema Principal según la Resolución AN No. 2504-Elec de 18 de marzo de 2009. Se procedió a corregir la clasificación de los equipamientos.

21.2 Comentario de AES:

AES indica que del cuadro resumen de la página 20, se entiende que el monto ajustado por los bienes e instalaciones del Sistema de Conexión al 31 de diciembre del 2008, es de B/.23,032,303.00, representando una reducción global del 2.5%. Solicita aclaración al respecto.

Además, la empresa señala que en la página 27 del Informe, no se muestra el cuadro del ajuste por eficiencia de los montos capitalizados de los bienes e instalaciones del Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2008, que será reconocido por la ASEP para el Cálculo del IMP.

Respuesta de la ASEP:

ETESA presentó un valor de B/.23,629,919.00 en bienes e instalaciones del Sistema de Conexión, la ASEP revisó los bienes de conexión capitalizados y realizó los ajustes por eficiencia resultando un valor ajustado de B/.23,032,303.00, lo cual representa una reducción de 2.5%.

Con respecto a los ajustes por eficiencia de los Bienes e Instalaciones de Conexión en el Informe, este se refleja en el cuadro resumen de Bienes e Instalaciones Ajustados, no obstante, se procederá a presentar cuadro con el respectivo detalle por separado para mayor claridad.

22. Comentarios al modelo de cálculo del IMP:

22.1 Comentarios de ETESA:

22.1.1 Incorporación parcial de los proyectos 2009-2011:

ETESA explica que el ingreso asociado a la remuneración de la renta y los gastos de administración, operación y mantenimiento de la incorporación

parcial de los proyectos, en la hoja [IMP, línea 22] se procesa con la información de los cuadros de la línea 69 de la página [Plan de Expansión], en las columnas, P, AB, AN y AZ. En consecuencia, no se están considerando las incorporaciones parciales de Planta General, para el cálculo de la renta, ni de los gastos de AOYM, los cuales se calculan en la hoja IMP Dichas incorporaciones parciales sólo se consideran en el cálculo de la depreciación, en la hoja de [Activos]. ETESA solicita a la ASEP que aplique la incorporación de estas inversiones en la hoja IMP.

Respuesta de la ASEP:

Se revisó la hoja de cálculo del modelo y se constató que efectivamente no se incluyó la incorporación parcial, por lo cual se procedió a corregir. EL Plan de Planta General completo se incorpora en el modelo en la hoja Activos, celdas D163 a H163.

22.1.2 Depreciación de la Incorporación Parcial de Los Proyectos

ETESA solicita analizar en detalle el renglón de depreciación y corregir las celdas de la depreciación de la hoja de [Activos], de la línea 22 se calcula mediante la fórmula, $(=-E20*D24-E20*IMP E22)$, la cual está referida a la depreciación asociada al año anterior no a la incorporación del año corriente, ya que en la hoja del IMP, está leyendo la incorporación parcial del año anterior, con un año de desfase.

Respuesta de la ASEP:

El comentario de ETESA no es correcto. Para la depreciación de las inversiones a realizarse durante el periodo tarifario 2009-2013, se ha mantenido el mismo criterio que en revisiones tarifarias anteriores. Dicho criterio consiste en: *i)* Calcular la depreciación de un determinado año en función al valor de las inversiones brutas al comienzo del año y, adicionalmente, *ii)* considerar la depreciación de los activos incorporados parcialmente durante el ejercicio anterior. Una práctica contable usual es que los activos que se incorporan en el transcurso de un año no se revalúan ni amortizan inmediatamente. Esta práctica es más clara en países con bajos índices de inflación.

23. Comentarios al Plan de Expansión

23.1 Comentarios de ETESA:

23.1.1 Sistema de Transmisión de Bocas del Toro:

De acuerdo a ETESA, la fecha programada de puesta en operación del Sistema de Transmisión de Bocas del Toro, presentada en el Plan de Expansión – Revisión 2008, era el 15 de diciembre de 2008. Sin embargo, debido a las condiciones del clima ocurridas durante los meses de diciembre 2008, enero y febrero del 2009, se impidió la movilización del contratista para terminar las obras. En consecuencia, las fechas de disponibilidad efectiva del Sistema de Transmisión de Bocas del Toro cambiaron a las siguientes:

1) Línea 230-20 Fortuna – Changuinola

Explica ETESA que la línea de Transmisión Fortuna – Changuinola fue energizada y puesta a disponibilidad del Centro Nacional de Despacho, el 31 de diciembre de 2008, mediante la libranza ETESA-1230-2008 (documento adjunto). Al finalizar dicha libranza, la línea 230-20 quedó abierta en ambos extremos y aterrizada en el extremo de la S/E Fortuna, debido a que no se disponía de carga ni inyección de generación en ningún punto de la

Línea 230-20. De permanecer cerrada, la línea demandaría reactivo, con costos innecesarios para el sistema.

El cierre de las negociaciones para la compra de la Nave 3 de la S/E Fortuna, se constituye en la inversión complementaria que habilita la disponibilidad operativa de la línea de transmisión Fortuna – Changuinola y por la cual ETESA se ha responsabilizado de los pagos correspondientes a ENEL Fortuna, desde que la misma fue construida en el año 2004.

Añade ETESA que la utilización de la línea Fortuna Changuinola, no requiere de la S/E Changuinola para ser utilizada, dado que pueden existir agentes ubicados antes de la Subestación Changuinola que se conecten en diferentes tramos de dicha línea, como de hecho se conectará Petroterminales de Panamá, S. A y la Hidroeléctrica Chan 75 de AES.

Finalmente, ETESA señala que tal como lo establece la normativa contable internacional, ETESA incorporó los activos asociados a dicha línea, en los Estados Financieros Auditados, al 31 de diciembre 2008.

2) Subestación Changuinola

ETESA explica que la energización de la S/E Changuinola se realizó el 8 de abril de 2009, fecha en la cual se llevó parte de la carga de la ciudad de Changuinola (6.4 MW) por dos horas y se demostró que la Línea 230-20 y la S/E Changuinola estaban listas para su puesta en operación comercial. Durante la energización y suministro de energía a la ciudad de Changuinola, el CND tuvo supervisión y control remotos de los equipos de la Subestación.

Sin embargo, dicha libranza fue aprobada para energización de pruebas de la subestación Changuinola sin carga, por 31 días, por el CND, considerando que existían problemas regulatorios debido a la ausencia de un distribuidor debidamente concesionado y la autorización de compra de energía para los servicios auxiliares de la subestación, ambos temas fuera del alcance y responsabilidad de ETESA.

De acuerdo a los registros de puestas en operación de subestaciones construidas anteriormente por ETESA, (S/E Guasquitas, Veladero y ampliación de Llano Sánchez por ejemplo), las subestaciones quedaron en operación comercial, a partir de la fecha en que fueron energizadas. En ningún caso anterior, se solicitó un período de prueba como condición para su puesta en operación comercial.

Respuesta de la ASEP:

El Sistema de Transmisión de Changuinola está considerado entre las inversiones del Plan de Expansión entrando en operación en el mes de abril de 2009 tal y como efectivamente ha sido, donde serán tomadas en cuenta en el IMP de 2009-2013. Para los efectos tarifarios las inversiones se reconocen al momento en que estas entran en operación, por lo tanto la solicitud de reconocimiento a partir de la incorporación de los activos asociados a dicha línea en los estados financieros carecen de fundamento.

23.1.2 Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II:

ETESA explica que el Proyecto de Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez – Panamá II, aprobado en el Plan de Expansión de 2008, se presentó con fecha de inicio de operaciones en enero de 2013. Sin embargo, para efectos de cálculo del IMP, la fecha de puesta en operación comercial de este proyecto requiere ser modificada, debido a las múltiples consideraciones, entre las cuales ETESA señala las siguientes:

El proyecto que consiste en la construcción de una línea de 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un solo circuito, con dos conductores por fase 750 ACAR, de aproximadamente 390 km. de longitud, desde la Subestación Guasquitas a la Subestación Panamá II. La construcción de dicha línea representa la ruta crítica para la culminación del proyecto, dado que sólo la construcción de la línea tendrá un período de duración de 2 (dos) años. Si se añade a este período las tareas asociadas al inicio de la ejecución de la obra, como son el levantamiento topográfico, estudios de impacto ambiental, avalúos y negociación de servidumbre, el periodo se extiende a 4 (cuatro) años y 9 (nueve) meses.

- Considerando los tiempos contemplados en cada tarea, con base a la experiencia de los proyectos anteriores y tratando de reducir al máximo los tiempos, utilizando la contratación de servicios en forma integrada, la terminación de la obra será en enero de 2014, de acuerdo al cronograma que se presenta en el Anexo No. 2.
- Explica la empresa que, por otro lado, el proceso de negociación para la adquisición de la servidumbre, requiere negociar con propietarios que pueden presentar conflictos y esto representa un riesgo en cuanto a tiempo y costo de la misma. Adicionalmente, explica la empresa que si la servidumbre tuviese que llegar al mecanismo de constitución forzada se requeriría añadir ocho (8) meses para los análisis, procesos y decisiones de la ASEP.

Añade la empresa que en la revisión del Plan de Expansión de Transmisión 2009, ETESA evaluará otras alternativas tecnológicas (FACTS) que permitan el acceso al sistema de transmisión, de los proyectos hidroeléctricos contemplados a entrar en operación en el período 2011-2013.

Con base a todo lo expuesto, ETESA solicita a la ASEP considerar la puesta en servicio del tercer circuito 230-kv Guasquitas – Panamá II, para enero de 2014, de acuerdo al cronograma que se presenta en el Anexo No. 2 y por lo tanto excluir estas inversiones en el calculo del IMP 2009 - 2013.

Respuesta de la ASEP:

Después de analizar el planteamientos de ETESA, la ASEP decidió utilizar las nuevas fechas propuestas en el cronograma presentado, por lo cual, para estos efectos, se pasarán al próximo periodo tarifario. Esto no afecta las obligaciones que ETESA tenga con lo contenido en el Plan de Expansión.

23.1.3 Inversiones en Informática

La ASEP, reconoce en el IMP sometido a consulta Pública, inversiones por un monto de B/ 210,504, sin considerar los activos relacionados con Tecnología de la Información, las cuales se estiman realizar a lo largo del período tarifario, de acuerdo a necesidades, agotamiento o daños de los equipos utilizados, como lo establece el Art. 97 de la Ley 6.

Estas inversiones fueron aprobadas en el PESIN de 2008, con fecha de inicio de operación comercial según los diferentes proyectos, a lo largo del periodo de análisis 2009-2013, por consiguiente debe ser considerado en las inversiones, a mediados de cada año del horizonte.

En consecuencia, solicitamos a la ASEP, la incorporación adicional de las inversiones de Tecnología de la Información, que fueron documentadas y justificadas en el Plan de Expansión 2008, las cuales fueron aprobadas por la ASEP.

Respuesta de la ASEP:

Respecto a las inversiones en Informática aprobadas por ASEP en el PESIN de 2008 se han incorporado en el cálculo del IMP de ETESA.

23.1.4 Sistema de Transmisión Cáceres

Proyecto considerado y aprobado en el PESIN/2008, concluido y puesto en operación comercial el 15 de diciembre de 2008, pendiente de capitalizar al 31 de diciembre de 2008, por consiguiente debe ser considerado a partir del 1° de enero de 2009.

Respuesta de la ASEP:

Con respecto al sistema de Transmisión Cáceres, al verificar los comentarios expresados por ETESA en su Nota ETE-DEOI-PLAN-108-2009 respecto al monto de esa inversión, la ASEP considera que no hay suficiente información para hacer alguna modificación en el cálculo del IMP ya que el monto no fue sustentado y el mismo es superior al promedio de los costos unitarios de los interruptores.

Adicionalmente, en la misma nota se expresa que el monto del contrato para la adquisición de la Nave 3 de Fortuna es por B/.2.1 millón, por lo que se ha eliminado la suma de B/. 1.5 millón del Plan de Inversiones ya que el contrato para su adquisición ya está capitalizado en el Estado Financiero a diciembre de 2008.

23.1.5 Reemplazo Transformador de Servicios Auxiliares S/E Llano Sánchez.

ETESA explica que este es un proyecto considerado y aprobado en el PESIN de 2008, para inicio de operación comercial el 30/dic/2008, sin embargo el mismo presenta un desfase. La nueva fecha de puesta en operación comercial es para 1 de noviembre de 2009, por consiguiente debe ser considerado en las inversiones 2005-2009.

Respuesta de la ASEP:

En relación a la reposición del transformador de servicios auxiliares de la S/E Llano Sánchez por un monto de B/ 60.000, no fue considerado en la base de capital de ETESA ya que se considera que está siendo remunerado a través de los costos de O&M del sistema.

23.1.6 Reemplazo flota vehicular

Señala la empresa que este proyecto está considerado y aprobado en el PESIN/2008, cuyas inversiones se estiman realizar a lo largo del periodo. Los vehículos considerados en estos reemplazos están depreciados totalmente, a la fecha de la reposición.

En consecuencia, le solicita a la ASEP, la incorporación adicional de las inversiones de Reemplazo de Flota Vehicular, que fueron documentadas y justificadas en el Plan de Expansión 2008, las cuales fueron aprobadas por la ASEP.

Respuesta de la ASEP:

Se han incorporado al IMP de ETESA las inversiones de Reemplazo de Flota Vehicular aprobadas por ASEP en el PESIN de 2008.

23.1.6 Comunicaciones

ETESA presenta un cuadro de las inversiones menores de B/. 200,000 cada una, estimadas e identificadas para el periodo 2009-2013:

NOMBRE Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO BALBOAS	IMPORTE	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN
a) Mejoras en la Comunicación	2	c/u	15,000	30,000	01/Jul/2010
b) Nodo Óptico en Río Hato	1	c/u	10,000	10,000	01/Jul/2010
c) Red de vigilancia de sitios de COM	10	c/u	20,000	200,000	01/Jul/2010
d) Torre de Cerro Canajagua	1	c/u	10,000	10,000	01/Nov/2010
e) Ruta alterna al sistema SDH	5	c/u	30,000	150,000	01/Nov/2011
f) Multiplexores para nuevos agentes generadores	6	c/u	30,000	180,000	2009-2013
TOTAL				580,000	

Se solicita a la ASEP, la inclusión de las inversiones menores de comunicación en el cálculo del IMP del periodo 2009-2013.

Respuesta de la ASEP :

Respecto a las inversiones menores en Comunicaciones, estas inversiones debieron ser presentadas en el Plan de Expansión para su aprobación. Al no estar en el plan no se incorporan en el cálculo del IMP.

23.1.7 Comentarios de Elektra:

ELEKTRA señala que en el caso de las inversiones en el Sistema Principal de Transmisión para el periodo, se muestra un desembolso de B/.178.9 MM (millones) que incluye B/.94.2 MM (millones) para reforzar Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II. Que se reconoce la importancia de este proyecto para hacer posible el transporte de energía de los proyectos hidroeléctricos que serán desarrollados en Chiriquí y Bocas del Toro, no obstante, considera la empresa que debido al elevado monto de este proyecto el mismo puede optimizarse en su ejecución postergando parte de los desembolsos para el siguiente periodo tarifario, año 2014.

Por otro lado, los refuerzos de la S/E Panamá I en relación a las líneas 230KV de Llano Sánchez provenientes de las Subestaciones Las Guías 230KV o Anton 230KV originalmente dirigidas a S/E Panamá II, pueden considerarse una inversión que compite con la inversión previa LT 230 KV Llano Sánchez - Panamá II. Esta modificación no debería considerarse en el cargo por transmisión, por lo tanto, deberían excluirse de los B/.94.2 MM previstas para el cálculo del IMP.

Respuesta de la ASEP:

Después de analizar el planteamiento de ELEKTRA, de la misma opinión que ETESA, la ASEP decidió utilizar las nuevas fechas propuestas en el

cronograma presentado por ETESA, por lo cual, para estos efectos, se pasarán al próximo periodo tarifario. Esto no afecta las obligaciones que ETESA tenga con lo contenido en el Plan de Expansión.

Por otro lado, en relación a que no debería considerarse en el cargo de transmisión los refuerzos de la S/E Panamá I en relación a las líneas 230KV de Llano Sánchez provenientes de las Subestaciones Las Guías 230KV o Antón 230KV, esta inversión está prevista a realizarse fuera del período tarifario, por lo tanto, no se está considerando en el cálculo del IMP.

24. Comentario sobre Gastos de Hidrometeorología:

24.1 Comentarios de AES:

24.1.1 Gastos de Funcionamiento:

AES indica que a Hidrometeorología se le reconocen gastos de funcionamiento por un monto de B/.10,606,300.00 para el periodo tarifario del 2009 al 2013, sin embargo, cuando los agentes le solicitan a Hidrometeorología información (datos meteorológicos, hidrológicos, de calidad de agua y sedimentos) se le cobra al agente del mercado por el suministro de los mismos. Somos de la opinión que dentro del Gasto de Funcionamiento que se le aprueba a Hidrometeorología, debe estar considerado el suministro de información que soliciten los agentes, razón por la cual, Hidrometeorología no debería cobrar por este servicio. Agradecemos su aclaración al respecto.

Respuesta de la ASEP :

La ASEP ha analizado la solicitud de aclaración de AES y considera que según lo que establece la Ley 6 en su Artículo 79, entre las otras funciones que realiza ETESA a través de Hidrometeorología, están el expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la red nacional de meteorología e hidrología. Por lo tanto, las remuneraciones que reciba de los agentes a través de la tarifa cubre estos servicios y ETESA tendrá la obligación de entregar dicha información a los agentes sin costo alguno.

24.1.2 Inversión:

Con relación al monto de inversiones por B/.3,654,500.00, reconocido a Hidrometeorología para el periodo tarifario del 2009 al 2013, se contempla la adquisición de una gran cantidad de Estaciones Hidro-Meteorológicas, sin embargo, no se indican donde serán instaladas dichas estaciones y que beneficios ofrecerá a los Participantes del Mercado, por ejemplo: El Sistema de Alerta Temprana.

Respuesta de la ASEP:

La ASEP presentó el detalle de las estaciones a instalar en el documento Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. ETESA no presentó ubicación geográfica de las estaciones.

25. Que luego de analizar los comentarios presentados por los participantes en la Consulta Pública, la ASEP ha considerado modificar la Tasa de Rentabilidad, incorporando algunos elementos y observaciones presentadas por dichos participantes, quedando de la siguiente manera:

- 25.1 Que de acuerdo a los registros financieros suministrados por el Banco Nacional de Panamá el cálculo del promedio de la tasa

efectiva de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a treinta (30) años, del periodo de mayo de 2008 a abril de 2009, es de 3.98%.

- 25.2 Que al sumar la prima de siete puntos en concepto de riesgo del negocio de transmisión eléctrica en el país a que se refiere el artículo 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, y considerando al criterio de discrecionalidad otorgado por el propio artículo 101, la tasa de rentabilidad no puede diferir en más de dos puntos lo que establece un rango dentro del cual debe fijarse la tasa de rentabilidad, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tasa de Retorno restando dos puntos %	8.98
Tasa de Retorno resultante %	10.98
Tasa de Retorno agregando dos puntos %	12.98

- 25.3 Que para efectos de fijar la tasa de rentabilidad la ASEP considera relevante evaluar cuál sería la rentabilidad que ofrecería el mercado a empresas de transmisión eléctrica en Panamá en la actualidad, por lo que realizó el estudio denominado Costo de Capital Promedio Ponderado, el cual toma en consideración la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo promedio de la actividad de transmisión, el cual ha sido revisado conforme los argumentos planteados en la Consulta Pública. La información se ha actualizado con la información de los últimos doce meses más recientes, e inmediatos al cálculo del Ingreso Máximo permitido de mayo de 2008 a abril de 2009, obteniéndose una tasa de referencia de 10.71%.
- 25.4 Que para fijar la Tasa de Rentabilidad para la actividad de transmisión la ASEP ha considerado utilizar la que ofrece el mercado considerando que es el costo de capital eficiente y es un valor que está por debajo del promedio de los límites establecidos por la Ley, por lo cual se fijará en 10.71% la rentabilidad para la actividad de transmisión.
26. Que luego de analizar los comentarios presentados y expuestos por los participantes en la Consulta Pública, la ASEP ha considerado mantener a la empresa TRANSBA como empresa comparadora para la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. y considera necesario modificar el Ingreso Máximo Permitido, incorporando algunas observaciones presentadas por dichos participantes; por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR a la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución troncal de la Provincia de Buenos Aires (TRANSBA) como empresa comparadora para la actividad de transmisión realizada por ETESA y a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA) como la empresa comparadora para la actividad del Servicio de Operación Integrada realizado por el Centro Nacional de Despacho, para el periodo julio 2,009 a junio 2013.

SEGUNDO: APROBAR la tasa de rentabilidad de **10.71%** para la actividad de Transmisión a considerar en el periodo julio 2,009 a junio 2,013.

TERCERO: APROBAR el monto del Ingreso Máximo Permitido, detallado en el [Anexo A](#) para el período tarifario del 1 de julio de 2,009 al 30 de junio de 2,013, el cual se desglosa de la siguiente manera:

IMP	Valor Presente Neto (En Miles de Balboas)
Sistema Principal de Transmisión	143,452
Sistema de Conexión	11,875
Servicio de Operación Integrada	23,036
CND	13,337
Hidrometeorología	9,700
Total	178,363

CUARTO: ADVERTIR que el [Anexo B](#) el cual contiene el informe con la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. con las consideraciones aceptadas forma parte integral de esta Resolución. Este informe estará disponible en la página electrónica de la ASEP.

QUINTO: ORDENAR a la Empresa de transmisión Eléctrica, S.A. que con la información contenida en esta Resolución y su ANEXO y el ordenamiento que se exprese en la resolución que posteriormente emitirá la ASEP respecto a la Parte II de la Consulta Pública aprobada en la Resolución AN N° 2523 Elec del 3 de abril de 2009, prepare el Pliego Tarifario de Transmisión que regirá a partir del 1 de julio de 2009

SEXTO: COMUNICAR que la presente resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General