

**Comentarios de AES Panamá sobre la Resolución AN 6419-Elec de 1 de agosto de 2013-09-18  
Propuesta de cálculo del ingreso máximo permitido y pliegos tarifarios de la Empresa de Transmisión Eléctrica para el periodo 1 de julio de 2013 a 30 de junio de 2017**

En este documento se presentan los comentarios de AES Panamá la propuesta elaborada por la ASEP para determinar la remuneración de ETESA para el periodo 1 de julio de 2013 a 30 de junio de 2017.

**1. Comentarios generales**

En primer lugar queremos señalar que los comentarios que se presentan por parte de AES Panamá se basan en la propuesta de ingreso máximo permitido y el pliego tarifario presentado por ETESA que están basados en una versión del reglamento de transmisión sobre la que se están discutiendo modificaciones que aún no han sido aprobadas.

En el escenario en que las modificaciones que se aprueben para el Reglamento de Transmisión den lugar a cambios en la propuesta de ingreso máximo de ETESA, se debe poner en consulta nuevamente la propuesta de ingreso máximo permitido.

En segundo lugar, dada la importancia que tiene la gestión del sistema de transmisión para que se alcance una operación confiable y eficiente del parque de generación, consideramos necesario que ASEP analice con mayor detalle los incentivos, que dentro del esquema de remuneración de ETESA, debe conducir a alcanzar mayores niveles de eficiencia en cuanto a:

- Señales económicas para que ETESA ejecute las obras del sistema de expansión que eliminen o minimicen, dentro de la factibilidad técnica y económica de cada caso, las restricciones del sistema de transmisión originadas por déficit de reactivos o por la necesidad de generación de seguridad para prevenir sobrecargas o contingencias tipo n-1 en el sistema y los atrapamientos de generación en el occidente del país.

Como se advirtió en el plan de expansión puesto a consideración por ETESA recientemente, el efecto de tales restricciones (producto del atraso en inversiones) sobre el despacho económico del sistema serán evidentes durante la temporada lluviosa de 2013, y serán significativos durante 2014, 2015 y 2016 cuando se espera que el sistema opere en estado estacionario con el menor nivel posible de restricciones sobre despacho económico.

- Señales económica para que dichas obras de expansión entren en operación oportunamente, de acuerdo con las fechas que se identifican en el plan de expansión.

Como lo señala ASEP, *“las [inversiones] realizadas han sido inferiores a las previstas, alcanzando solo el 57% de estas”*<sup>1</sup>.

Es importante tener en cuenta que para el segundo semestre de 2016 cuando entre en operación la tercera línea Veladero – Panamá II en 230 kV - 800 MVA, la capacidad de transporte de energía desde el occidente al centro de carga del país puede seguir siendo insuficiente para eliminar los atrapamientos de generación en el occidente del país, por la entrada en operación en el periodo

---

<sup>1</sup> ASEP. Resolución AN 6419-Elec. Anexo A, pg. 71.

2014 – 2015 de nueva capacidad de generación hidroeléctrica y eólica en dicha zona. En este escenario, el despacho económico continuará siendo afectado por las restricciones de la red de transmisión, razón por la cual es necesario que se identifiquen acciones adicionales que permitan eliminar dichas restricciones y que los costos que se originen por la des optimización del despacho sean asumidos por ETESA y no se trasladen a los cargos por uso reconocidos.

- Señales económica para que ETESA minimice las pérdidas técnicas del sistema de transmisión.

Como lo señala la ASEP, las pérdidas del sistema de transmisión presentan una tendencia creciente de forma sostenida en los últimos cuatro años<sup>2</sup>, lo que origina requerimientos de capacidad instalada adicionales, tanto en generación como en la misma actividad de transmisión, que resultan ineficientes para el sistema.

- Señales económica para que ETESA cumpla los estándares de calidad del servicio de transmisión.

ASEP señala que la información suministrada por ETESA, que indica que no ha tenido responsabilidad en los eventos ocurridos desde 2009 a 2012 debe ser revisada. Sin embargo, no se observa en el análisis realizado por ASEP una conclusión sobre el desempeño de ETESA respecto a las metas de calidad del servicio.

En tal sentido, es necesario que se concluya en el informe de ASEP sobre el desempeño de ETESA respecto a la calidad del servicio y cuál es el efecto de dicho desempeño sobre el ingreso máximo permitido que se le reconocerá para el próximo periodo tarifario.

## **2. Empresa comparadora para el cálculo del porcentaje de AOM reconocido**

En el pliego tarifario vigente ASEP empleó como empresa comparadora a la Empresa de transporte de energía de la Provincia de Buenos Aires TRANSBA S.A. en el año 2012, y con base en el análisis efectuado en 2009 estableció que el porcentaje de AOM reconocido es de 2.18%: 1.42% de O&M + 0.76% de ADM.

Para el próximo periodo tarifario, ASEP comparó tres empresas (TRANSBA, Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSECEL de Chile, e ISA de Colombia) y concluyó que TRANSBA no es un comparador adecuado en la medida en que dicha empresa presenta rezagos de inversión y problemas tarifarios. Por ello, seleccionó a la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSECEL de Chile, para establecer el porcentaje de 2.74% que propone que se le reconozca a ETESA durante los próximos cuatro años (2.14% O&M + 0.6% ADM).

Tanto en 2009 como en la propuesta de 2013, la ASEP incluye un ajuste positivo en el porcentaje de AOM reconocido para reconocerle a ETESA mayores gastos para gestionar los efectos de la contaminación y del nivel cerámico.

Respecto a la metodología empleada para establecer el porcentaje de AOM a reconocer, presentamos los siguientes comentarios:

---

<sup>2</sup> Ibid. Pg. 60.

## 2.1 Señal de eficiencia para el gasto AOM reconocido

- El incremento en el porcentaje de gastos AOM reconocidos propuesto es de 25.69%, respecto a la condiciones vigentes.
- El análisis de ASEP sobre la gestión de los últimos cuatro años de ETESA no incluye un análisis que relacione los niveles del gasto AOM de la empresa<sup>3</sup> y de inversión frente los indicadores de calidad del servicio.
- Por lo anterior, no es posible identificar si existe una señal de eficiencia efectiva que conduzca a que el reconocimiento de un mayor nivel de gasto a ETESA durante el próximo periodo se refleje en mejoras en la prestación del servicio de transmisión.
- Al respecto solicitamos que se incluya un análisis que relacione los niveles de gasto y de inversión con el nivel de calidad del servicio, con el fin de establecer si es necesario ajustar la señal de eficiencia para la actividad de transporte.

## 2.2 Análisis comparativo para identificar empresas comparadoras

- El análisis comparativo para seleccionar las empresas comparadoras es limitado en cuanto a la cantidad de empresas que se utilizan como referentes.
- El uso de una muestra más amplia puede facilitar el que ASEP cuente con información adicional relevante para establecer el parámetro de remuneración de los gastos AOM.
- Como se señaló en el numeral anterior, no se dispone de comparaciones que relacionen los aspectos técnicos de la gestión de las empresas (volumen de energía transportada, indicadores de calidad, km de red, kVA de transformación) con las magnitudes económicas de las mismas (gasto AOM incurrido) de forma que se tenga certeza en las asimilaciones que se hacen entre ETESA y TRANSELEC.
- Por lo anterior, resulta necesario que el análisis para seleccionar la empresa comparadora incluya un mayor número de empresas y que esté basado en una comparación de ratios con base en las metodologías empleadas para este tipo de ejercicios (DEA<sup>4</sup>, SFA<sup>5</sup>).

## 3. Tasa de rentabilidad propuesta

Actualmente se reconoce una tasa de 10.71% como rentabilidad sobre los activos netos en operación antes de impuestos. ASEP propone actualizar la tasa de acuerdo con los niveles actuales de la tasa libre de riesgo.

---

<sup>3</sup> Según sus estados financieros, el gasto de AOM de ETESA observado en el periodo 2009 – 2012 fue superior en 31.17% al previsto por ASEP para el mismo periodo en la revisión tarifaria de 2009. Por otra parte, dicho gasto de AOM se incrementó a lo largo de dicho periodo a ritmo de 5.72% anual<sup>3</sup>.

<sup>4</sup> Análisis envolvente de datos o *Data Envelopment Analysis*.

<sup>5</sup> Análisis de frontera estocástica o *Stochastic Frontier Analysis*.

Conforme con ello, se plantea reconocer a ETESA una prima de 7% como riesgo de negocio, de acuerdo con lo establecido en la ley, más la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, admitiendo una sensibilidad de  $\pm$  2%.

Así mismo, realiza ejercicio con la metodología wacc-capm, en la que encuentra que los wacc, para los escenarios analizados, resultan por debajo de 5%. Por lo tanto propone reconocer una tasa de rentabilidad de 7.85%.

Acorde con dicho reconocimiento, es necesario que ASEP establezca un procedimiento que permita efectuar un estricto seguimiento y control a las fechas de entrada de los proyectos de expansión que se identifiquen en el plan de expansión y que se penalice a la empresa de transmisión en caso de que se incumplan, de modo que la empresa de transmisión cuente con un esquema de incentivo y control que conduzca a que los activos propuestos en el plan de expansión entren en operación en las fechas definidas en dicho plan .

#### **4. Base de capital reconocida**

A diciembre de 2008 se le reconoció a ETESA una base de capital neto de \$ 197,052,427 por el sistema principal. Como base para el próximo periodo se propone reconocerle bajo este mismo concepto<sup>6</sup> al cierre de 2012 la suma de \$ 219,454,701.

Respecto a este tema, presentamos los siguientes comentarios:

- Esto representaría un incremento acumulado en la base de capital neto de 11.4%, equivalente a 2.74% anual. Este incremento contrasta con las tasas de crecimiento de las demandas de potencia y energía en el mismo periodo, que fueron en promedio de 6.83% y cerca de 7%, respectivamente.

Esta comparación, permite observar que no hay correspondencia entre el crecimiento de la demanda del sistema y la capacidad de transporte instalada, lo cual es un indicador de atraso en las inversiones que se han identificado como necesarias para el sistema de transmisión. Este aspecto fue identificado por ASEP en su análisis expuesto en el anexo A de la Resolución AN 6419-Elec, como se señaló en el numeral 1 de este documento.

- La mayor parte del incremento observado corresponde a la entrada de nuevos activos. Sin embargo, comparando los valores de los bienes e instalaciones en servicio publicados en 2013 (fecha de corte a diciembre de 2012) respecto a los publicados en 2009 (fecha de corte a diciembre de 2008), llama la atención que hay revalorizaciones de algunos activos.

Es decir, que hay un conjunto de activos que presentan un incremento en su valor neto reconocido en 2012 respecto a 2008 por un valor de \$ 11,736,771. En la siguiente tabla se listan dichos activos.

---

<sup>6</sup> Debe excluir activos fuera de servicio, e incluir nuevos activos en operación.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (Balboas)				AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012			Variación 2012 vs. 2008	
ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO	Valor	%
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	3,892,746	2,577,289	1,315,456	5,017,483	3,052,841	1,964,642	649,186	49%
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4,093,193	3,012,046	1,081,147	4,901,325	3,300,113	1,601,212	520,065	48%
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	3,236,958	638,434	2,598,524	6,002,320	798,859	5,203,461	2,604,937	100%
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	4,496,285	2,800,872	1,695,413	5,788,686	3,446,821	2,341,865	646,452	38%
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	3,451,704	1,745,717	1,705,987	5,766,683	2,246,873	3,519,810	1,813,823	106%
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	5,432,496	995,017	4,437,479	8,329,526	1,914,984	6,414,542	1,977,063	45%
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	17,399,549	5,475,896	11,923,652	21,841,325	7,572,468	14,268,857	2,345,205	20%
PATIO 115 KV-PANAMA	1,125,974	4,609	1,121,365	2,708,200	406,794	2,301,406	1,180,041	105%

Agradecemos que se expliquen en cada uno de estos casos el origen o la justificación del incremento del valor neto de los activos.

## 5. Leasing de la Tercera Línea Veladero – Panamá II en 230 kV

En el ingreso máximo permitido para ETESA se incluye la remuneración de la línea Veladero – Panamá II 230 kV, de acuerdo con lo previsto en el plan de expansión del sistema interconectado, la cual se financiaría mediante leasing por valor de \$ 146,440,000, a un periodo de 10 años, y una vez finalizado este periodo la obra pasa a propiedad de ETESA sin pagar ningún monto adicional.

Así mismo, se propone reconocer a dicho activo una tasa de rentabilidad del 10%, para lo cual correspondería una cuota anual por valor de \$ 23,832,436, la cual se adiciona directamente al Ingreso máximo permitido del sistema principal de transporte a partir del primer año en operación, estimado en el segundo semestre de 2016.

Respecto a la remuneración de dicha línea, tenemos los siguientes comentarios:

- La construcción y entrada en operación de la línea Veladero – Panamá II es prioritaria dentro de las obras de expansión del sistema y tanto ETESA como ASEP deben asegurar su oportuna entrada en operación para aliviar los problemas de atrapamientos de generación en el occidente del sistema.
- La remuneración de dicho activo en su totalidad por parte de la demanda es la alternativa más adecuada, en la medida que simplifica la señal de costos que reciben los usuarios finales. Por esa misma razón, la aplicación de dicho esquema debe extenderse para la totalidad de los activos que conforman el sistema de transmisión.
- Así mismo, es necesario tener en cuenta que la efectividad de los cargos zonales para los generadores es limitada en cuanto a que las alternativas para instalar generación no se viabilizan únicamente por la señal del costo de la transmisión.

La generación hidroeléctrica se ubica en los puntos en los cuales hay factibilidad técnica y económica de aprovechar el recurso y los proyectos termoeléctricos en los puntos en los que minimicen sus costos de aprovisionamiento de combustible.

Por su parte, la demanda de los usuarios existentes registra altas tasas de crecimiento y la factibilidad de que se reubique en función de la señal de precios de transmisión es muy baja. Sólo para el caso de nuevas cargas que correspondan a proyectos electrointensivos tendría efecto la señal de precios zonales de transmisión, dependiendo de todas formas de su estructura particular de costos.

Por estas razones y como se planteó en el punto anterior, es conveniente que se aproveche esta oportunidad para efectuar un cambio de fondo en el mecanismo de remuneración del sistema de transmisión, asignado el 100% de su costo a la demanda.

- La remuneración de dicho activo, el cual se entiende que iniciará desde enero de 2016 aún cuando su entrada en operación se espera que se dé en el periodo julio a diciembre de ese mismo año.

El ajuste del ingreso máximo permitido debería tener en cuenta la proporción del año que el activo va a prestar efectivamente servicio al sistema interconectado y permitir que cuando el activo entra con anticipación a su fecha prevista, se ajuste el ingreso del transportador para reflejar esa eficiencia.

- Agradecemos describir la manera en que se continuaría reconociendo el activo una vez se incluyan en el ingreso máximo permitido de ETESA las 10 anualidades previstas para remunerar la línea.

## **6. Ajuste por reconocimiento de la tercera Línea Veladero – Panamá II en 230 kV**

De acuerdo con lo comentado por ETESA en las páginas 24 y 25 del documento “MODELO DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN PLIEGO TARIFARIO 2009 – 2013 Revisión Extraordinaria Según Art. 100 de la Ley 6 de 1997”, la línea Llano Sánchez – Panamá II quedó incluida en los cargos por uso del sistema principal de transmisión (CUSPT), con fecha de entrada en operación en enero de 2013.

Dado que no es claro en la Resolución AN 6419 si está descontando el valor reconocido por dicha línea del ingreso máximo permitido a reconocer para el periodo julio/2013 – junio 2017, presentamos a ASEP las siguientes solicitudes:

- i) Aclarar si los activos de la línea Llano Sánchez – Panamá II mencionados en el documento señalado hacen parte de la tercera Línea Veladero – Panamá II en 230 kV considerada en los planes de expansión de 2012 y 2013, propuesta para entrar en operación durante el segundo semestre de 2016.
- ii) Aclarar si dicho activo (la línea Llano Sánchez – Panamá II), está incluida como parte de los activos reconocidos en los cargos por uso aprobados a ETESA para el periodo 2009 – 2013.
- iii) En caso afirmativo, agradecemos que se describa el efecto que tiene el descuento del valor reconocido para dicho activo del ingreso máximo permitido de ETESA para el periodo julio/2013 – junio 2017.
- iv) Agradecemos que se explique la forma en la que se va a conciliar la suma de dinero a retornar a cada agente productor por los pagos realizados durante 2013 mediante los cargos por uso por concepto de los activos reconocidos a la línea señalada y señalar en el caso de AES (AES Panama y AES CHAN) dichas sumas.

## **7. Costos en concepto de Generación Obligada (GA)**

Actualmente se le reconocen a ETESA los costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión.

El monto de estos costos reconocidos tiene un valor de \$ 405,115.60 por año (\$ 370,775 por entrada en operación de nuevos proyectos + \$ 34,340 en concepto de libranzas).

Respecto a la remuneración de estos costos, presentamos los siguientes comentarios:

- No es clara la señal de incentivos que percibe ETESA como gestor del sistema de transmisión, si como parte de su remuneración, se le reconocen los costos por la generación obligada y los costos asociados con la aplicación del criterio n-1, que se supone debe minimizar con base en inversiones eficientes.
- Es necesario que se realice una revisión de las responsabilidades asignadas a ETESA como gestor del sistema de transmisión y cuál es el incentivo que tiene esta empresa para cumplir con sus objetivos de ejecutar las ampliaciones eficientes del sistema, requeridas para minimizar los costos operativos de generación.
- Por otra parte, es necesario que a ETESA no se le reconozcan costos de generación obligada o relacionadas con el criterio n-1 que se originen en el sistema como consecuencia del atraso en las obras que se han identificado en los planes de expansión anteriores o porque no se hayan propuesto obras de expansión para eliminarlas o minimizarlas.
- Finalmente, se solicita que se describa con detalle qué tipo de generaciones de seguridad se están reconociendo para el periodo julio/2013 a junio/2017, para cada estación seca y de lluvia, su correspondiente justificación y las inversiones eficientes que se estiman deben ser acometidas para eliminarlas o por lo menos reducirlas.