



# ASEP

Autoridad Nacional de  
los Servicios Públicos

№. 0445

Panamá, 19 de abril de 2007  
Nota No. DSAN-1332-06  
Ref. 036628

Ingeniero  
**ISAAC A. CASTILLO R.**  
Gerente General  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.  
Ciudad

Estimado Ing. Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-075-2007 de 2 de abril de 2007, con la cual adjunta el informe correspondiente al Plan Indicativo de Generación del PESIN 2007 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le estamos enviando las observaciones a dicho informe.

Nuestras observaciones son las siguientes:

### Crterios y Parámetros

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En relación al criterio de mínimo costo, se debe indicar explícitamente que los planes de mínimo costos totales que se obtienen incluyen el costo de la energía no servida.

Esto es un aspecto de forma, ya que en el desarrollo de los estudios se observa que el costo de déficit ha sido calculado y se supone ha sido considerado en las evaluaciones económicas. Se observa además, que los valores de energía no servida son los asociados con los cálculos realizados por el modelo SDDP. Sin embargo, sería conveniente que en la medida de lo posible en los resultados resumidos de los despachos del modelo SDDP, estos valores de energía no servida se mostraran desagregados.

- Debe verificarse con la COPE y fundamentarse el uso de 100 MW de potencia como criterio de reserva de confiabilidad, ya que esto puede conducir a planes de expansión más caros que lo necesario.

### Sistema de generación existente

- En la página 29 del informe, en referencia a la re-potenciación de las unidades de las plantas La Estrella y Los Valles, debe aclararse que ya la primera etapa finalizó.
- En el cuadro No. 5.2 la suma de la capacidad efectiva debe ser 1022 MW y no 1003 MW.

### **Sistema de generación futuro**

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En el penúltimo párrafo de la página 36, la unidad utilizada del costo unitario de la generación eólica debería decir US\$/kW y no US\$/kWh.
- En el Cuadro No. 6.3 de la página 41, sobre proyectos de generación termoeléctrica, deben verificarse los datos asociados a los MMV de 100 MW respecto de los MMV de 50 MW, ya que no parece coherente que sea más barato en \$/kW el costo de los MMV de 50 MW que el costo de los MMV de 100 MW, algo similar sucede con los rendimientos.
- Debe verificarse la capacidad instalada de El Alto, la cual figura con 30 MW y debe ser de 60 MW.
- Se debe verificar la fecha de entrada en operación de los proyectos Mendre, Sindigo, Pedregalito y Chan I, las cuales parecen estar un poco adelantadas. Adicionalmente, Chan I corresponde al proyecto de generación Chan 75, por lo tanto debe utilizarse esta identificación para el proyecto.
- Debe considerarse la posible entrada en operación de una planta termoeléctrica a carbón para el 2014 con una capacidad instalada de 250 MW. En la actualidad existen indicios de que esto puede materializarse, ya que el Estado tiene un Memorando de Entendimiento con una empresa privada, en donde se ha otorgado un área en Colón para materializar este proyecto.

### **Proyectos hidroeléctricos en trámite de adquisición de concesión**

Se deben verificar los costos de construcción de algunos proyectos señalados en el Cuadro No. 7.1 de la página 42, ya que los mismos son muy pequeños. Este es el caso de los proyectos Gualaca, Lorena, Prudencia y Bonyic que tienen costos de construcción en \$/kW de 40.5, 57.9, 91 y 53 respectivamente.

### **Descripción de los Planes de Expansión**

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- En el Cuadro No. 9.1. de la página 46 no se incluye el año de incorporación de la generación futura. Esto debe corregirse indicando la fecha prevista de entrada en operación de los proyectos.

- Los módulos considerados de la generación termoeléctrica TG y CC con GN/GNC, TV Carbón de 250 MW son un poco grandes en relación al abastecimiento del mercado panameño. Se deben fundamentar los escenarios elegidos asumiendo una estrategia de exportación hacia el futuro, sin que esto implique necesariamente una modelación regional. No se puede pensar en el desarrollo de un escenario de generación termoeléctrica en base al GN, GNC o carbón si no se complementa con el desarrollo de las exportaciones.
- En los resultados del despacho de los casos 3 al 5 y en menor medida el 2, se observa que los mismos no son realistas, dado que los tiempos de utilización de la generación termoeléctrica existente no es compatible con la rentabilidad esperada y los CMg resultantes son demasiado bajos.
- Los escenarios basados en generación termoeléctrica en cualquiera de los casos pero especialmente en el caso de la generación en base a GNC, GN y en menor medida carbón, se formulan en base a módulos de centrales grandes en varios casos de 250 MW. No hay un estudio que oriente sobre estos criterios y necesariamente esto debe complementarse con hipótesis de exportación al mercado centroamericano. De otro modo pareciera que las hipótesis son poco realistas para este mercado, donde el módulo óptimo de generación posiblemente son mas bajos que los considerados.
- Los cinco escenarios básicos se han formulado para el caso de demanda media y luego se realiza la sensibilidad para el caso de demanda alta, sin embargo no esta claro cómo se utilizará esta información. Esto debe quedar claro en el informe.
- Dado la volatilidad que han presentado los planes de expansión en el Corto Plazo de acuerdo al análisis de los últimos PESIN, ETESA debe formular más escenarios o realizar sensibilidades, considerando mayor participación del parque termoeléctrico tal como ya se ha observado en el PESIN 2006. Esta apreciación se basa en que la historia de los últimos años ha mostrado que los aprovechamientos hidroeléctricos normalmente se retrasan y ante situaciones de coyuntura como la actual, el parque termoeléctrico es quien normalmente permite sobrellevar el problema.
- Debe establecerse un escenario que considere la posibilidad de interconexión eléctrica con Colombia, ya que es conocido que existen avances en este sentido.
- Debe simularse un escenario que considere la instalación de una planta termoeléctrica a carbón en el área de la Isla Telfers en Colón, con una capacidad instalada de 250 MW y con fecha de entrada en operación de 2014.
- Debe establecerse un escenario considerando la turba local, ya que la turba fue una alternativa que la COPE solicitó se incluyera en los escenarios de generación. Si no se tiene información, se deberán hacer algunas asunciones.

- Se informan los costos totales de inversión y los costos de operación, pero no los costos por energía no servida como prevé el RT. En el Anexo 2 se observa el déficit esperado, pero no se ha incluido en las tablas de costos o no se ha desagregado. Si dichos costos ya están incluidos en el costo de operación, los mismos se deben desagregar.
- No se menciona la inclusión en los costos totales de los correspondientes a las posibles ampliaciones de la red de transmisión y los costos de conexión de las plantas al sistema de transmisión. Cabe destacar que el RT dice explícitamente que cuando una ampliación se proponga se deben considerar estos costos aunque sea en forma simplificada.
- En referencia al modelo de cálculo utilizado "SUPER", se debe incluir la descripción de su formulación matemática y modelo de solución utilizado. Se debe indicar qué función objetivo utiliza, cuáles son las restricciones consideradas, si considera la modelación de la red de transporte, en qué medida se simula la competencia del mercado de generación, cómo se evalúan los costos de operación y todo otro detalle que permita entender el modelo. Esto ya ha sido comentado anteriormente.

### **Análisis regional**

- Los escenarios donde se formulan alternativas tecnológicas como el caso del GNC (barcazas) o el GN (gasoducto) o carbón con módulos de generación grandes (para nuestro mercado) deberían acompañarse de ciertas hipótesis de exportación de energía. Estas potenciales exportaciones deberían considerarse en alguna medida en las evaluaciones económicas, al menos como una sensibilidad dada la importancia que pueden llegar a tener.
- En el análisis regional se observa que para los mismos escenarios, los costos marginales cuando se exporta a Centroamérica son mas bajos en varios años que respecto de la situación que no se exporta. Si es un error el mismo debe corregirse, en caso contrario debe aclararse la interpretación que corresponde.

### **Sensibilidad de demanda alta**

- Se debe justificar por qué para el plan con demanda alta se utilizan módulos de MMV de 50 MW y para el de demanda media se utilizan módulos de MMV de 100 MW. Incluso para un mismo año en lugar de proponer un módulo de MMV de 100 MW se proponen dos MMV de 50 MW.
- Se debe revisar en el primer párrafo de la página 99, donde se citan las cantidades de unidades de MMV de 50 y de 100 MW para el escenario de demanda media, ya que el mismo no coincide con lo indicado en otras partes del informe.

### **Análisis de riesgo**

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Un análisis de riesgo debe considerar incertidumbres asociadas a las distintas variables tales como: precios de combustible, costos de obras de generación, demanda, fecha de terminación de obras principalmente los proyectos hidroeléctricos, etc.
- En este sentido, el análisis de riesgo presentado en este informe no cumple con esto, ya que sólo consideró incertidumbres determinísticas (descartando una alternativa utilizando un criterio cualquiera o directamente asociándolo a un valor económico) respecto de la demanda, de la disponibilidad y del precio del GNC.
- Es necesario que se implemente una metodología adecuada que considere los aspectos señalados en cuanto a los análisis de riesgo pero que considere en forma aproximada el nivel de incertidumbre, de otro modo no se estaría cumpliendo con los literales b y g del artículo 74 del Reglamento de Transmisión.

#### **Evaluación económica y financiera del plan recomendado**

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Los cuadros con las evaluaciones económicas y financieras deben contar con una mayor cantidad de datos de sus componentes a los efectos de hacer un seguimiento de cada evaluación. Por ejemplo, no se cuenta con los costos de operación variables, ni con los costos de déficit, ni los costos de O&M fijos y variables, ni los costos en inversiones en transmisión de refuerzo, etc.
- Es necesario que se verifiquen aproximadamente y bajo condiciones estándares la rentabilidad de la generación existente o en su defecto que se justifique de alguna forma que dicha generación efectivamente estará disponible en todos los años donde se observa un tiempo de utilización muy bajo, de tal manera que no ponga en riesgo el escenario por falta de potencia firme o reserva.
- Los escenarios de Demanda Media Hidrotérmica con Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza a partir del 2009 y Carbón, y el de Demanda Media Hidrotérmica abastecido por Gasoducto a partir de 2012 y Carbón, no son totalmente adecuados. Esta opinión se fundamenta en que si se incurre en una estrategia de incorporar en la matriz energética GNC o GN además del carbón, utilizando módulos de unidades de generación grandes para lo que es el mercado panameño, sin complementarlo con una estrategia de exportación, los escenarios no son consistentes. Estos escenarios deben estar acompañados de una decisión de exportación en volúmenes importantes, de otro modo no parecen viables desde el punto de vista del inversionista privado.

- Como ya se mencionó antes, no se cuenta con una metodología de análisis de riesgo en ninguna de las instancias del plan indicativo de generación, aspecto importante para adoptar decisiones y analizar económicamente la viabilidad de un plan indicativo de generación.
- En la metodología utilizada por ETESA en el PESIN 2006, se tiene que para evaluar la viabilidad de una ampliación del SIN, se hace un cálculo estadístico de la frecuencia con que es requerido un determinado vínculo de transmisión según planes indicativos básicos estudiados y aceptados. En base a esta estadística se decide la conveniencia de un determinado vínculo. Cabe indicar, que si la estadística se basa en escenarios de planes de expansión de la generación no apropiados, este procedimiento no es correcto, dado que en este caso podrían estarse utilizando escenarios que no están debidamente ajustados. Es decir, cualquier escenario se considera con igual posibilidad de ocurrencia, aspecto que no es aceptable ni adecuado. De ahí la importancia de calcular la posibilidad de cada escenario de tal manera de poder ponderar su nivel de certidumbre.
- Las evaluaciones económicas de las distintas unidades de negocio se realizan con valores promedios de los precios marginales para todos los casos. Esto en algunos casos causaría ciertos errores, y favorecería la evaluación económica de las centrales que generan más en la base y perjudicaría a las que generan más en el pico. Se debe evaluar el impacto de esta hipótesis. Lo que correspondería es considerar para cada planta de generación el costo marginal asociado con cada bloque del diagrama de demanda.
- En relación con el Cuadro 13.1 de la página 107 se observan los siguientes errores:
  - o La cantidad de unidades de MMV no concuerdan con los presentados en la página 46 del Cuadro 9.1.
  - o Los costos de inversión de los MMV de inversión con los datos originales. Los MMV de 50 MW figuran con un costo de \$40000 y deberían ser \$50000, tomando en consideración que lo presentado en el Cuadro No. 6.3 de la pág. 41 parece tener invertidos los datos de los MMV de 100 MW con los correspondientes MMV de 50 MW. Este error se repite en varios cuadros y también en los correspondientes al Anexo 2.
- En la página 115, Cuadros No. 13.7, No. 13.8, y No. 13.9 en la columna "Inversión Directa" los costos de las plantas de CCGN 250-1 y 250-2 aparece con un monto de \$150000 y debería ser \$ 162500 considerando el costo de construcción señalado en el Cuadro No. 1.6 de la página 8. Esta situación se repite para otros cuadros y también en el Anexo 2.
- En la página 12 del Anexo 2, Cuadro A2.3, las unidades de los costos unitarios debe ser en \$/kWh y no en \$/kWh.

- En la página 12 del Anexo 2, penúltimo párrafo debe decir 3489 dólares y no 3418 dólares.

### **Estudios eléctricos y de confiabilidad**

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

#### A. Estudios de flujo de potencia:

- Se considera solo el escenario hidrotérmico convencional MHT7 y el hidrotérmico convencional que contempla alternativas de expansión a base de carbón MHTCB7, que son idénticos hasta el año 2015. Para los casos MHTGBC7, MHTGDC7 y MHTTLA7, no se han realizado estudios de flujo de potencia. Con esta cantidad reducida de estudios de flujos no es posible conocer con precisión si alguno de los planes propuestos son inviables desde el punto de vista del funcionamiento del sistema o si se requerirían inversiones en el sistema de transporte. Es necesario corregir esto o aclarar la situación.
- Se debe incluir en el informe algunos detalles sobre la forma de modelar el sistema. Por ejemplo, se debe indicar en el informe si en la modelación se incluye la curva P-Q de los generadores o si se trabaja directamente con valores máximos y mínimos de potencia activa y reactiva. En caso que se trabaje directamente con valores máximos y mínimos, debería verificarse que el reactivo generado no supere el valor admitido de acuerdo con el valor de potencia activa entregada.
- El Anexo 8 de "Resultados de flujo de potencia" debe contener un listado de los casos incluidos en dicho anexo.
- En el Anexo 8 debe verificarse el título de los casos, ya que todos se denominan "PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2007".

#### B. Estudios de estabilidad:

- El informe debe contener la información acerca de la fuente de los datos, modelos empleados, parámetros y acciones de control pos fallas existentes y consideradas.
- En las págs. 21 y 22 del Capítulo "3: Criterios y Parámetros" se presentan los criterios tenidos en consideración en el estudio, no obstante se observa que no se han incluidos los criterios Dinámicos o Criterios de Estabilidad considerados, a los cuales se hace referencia en la página 41 del apartado "3. Proyectos Termoeléctricos". Esto debe corregirse.
- No se observa en el apartado "14.3 Análisis de Estabilidad" Pág. 130 del informe ni en el Anexo 9 que se haga referencia a cuál o cuáles son las alternativas analizadas desde el punto de vista de la respuesta dinámica. Por ello no se puede afirmar fehacientemente que

las fallas seleccionadas son adecuadas y suficientes para determinar la influencia que tienen las nuevas incorporaciones previstas en la respuesta dinámica del sistema eléctrico en estudio. Es necesario que esto se corrija o aclare.

- Se debe hacer referencia a la alternativa analizada en los casos simulados y debe verificarse que las simulaciones representan el comportamiento dinámico del sistema frente a la ocurrencia de fallas trifásicas simples próximas a las ampliaciones programadas en los años 2007 y 2010

ETESA deberá considerar todo lo antes indicado en la reformulación del informe correspondiente al Plan Indicativo de Generación en todos los puntos donde sea necesario, incluyendo las conclusiones y el resumen de dicho informe.

Atentamente,

  
**VICTOR CARLOS URRUTIA G.**  
Administrador General





№. 0424

16 de abril de 2007  
DDI-ADM-011-2007

ING. D. PEREIRA

PSA. O.R.  
17/4/07

Ingeniero  
Isaac Castillo  
Gerente General  
**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**  
**(ETESA)**  
Presente

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-077-2007 de 2 de abril de 2007, en la cual nos solicita nuestras observaciones y/o comentarios al Plan Indicativo de Generación correspondiente al Plan de Expansión del año 2007.

A continuación nuestros comentarios:

1. No pudimos ubicar en el documento los Criterios y Políticas aprobados por la Comisión de Política Energética (COPE), que deben servir de fundamento para la elaboración del Plan de Expansión, tal como lo dispone el artículo 60 del Reglamento de Transmisión.
2. En la página 10 se incluye el Cuadro No. 1.7, Planes de Expansión con Demanda Media, el cual menciona en los seis (6) casos estudiados a Pana Power con capacidades de 34.2 y 85.0 MW; sin embargo esta empresa o proyecto no aparece en la página 8 en los cuadros 1.5 ó 1.6, Proyectos hidroeléctricos candidatos y Proyectos Térmicos de Expansión, respectivamente. Tampoco pudimos encontrar cualquier otra referencia que sirva de sustento a su inclusión en el Plan, como pudiese ser la solicitud de acceso al Sistema de Transmisión.

Atentamente,

Javier Pariente  
Vicepresidente Ejecutivo

ETESA  
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por *[Signature]*

Fecha: 17/10/07

Hora: 9:35 a.m.

*Cdb. 16/4/07 4:26 pm*