



**Tomo II**  
**Anexo 12**

**Respuesta a los Comentarios**  
**De La ASEP y de los Agentes**

## Respuesta a los comentarios realizados por la ASEP en nota DSAN-1397-2011 al PIGEN 2011

1. Se realiza revisión de redacción y ortográfica tal como se solicita.
2. Respecto a lo dicho en la pág. 5 (ahora pág. 13) la fecha de referencia del Annual Energy Outlook se corrigió según lo indicado.
3. Respecto a lo dicho en la pág. 6 (ahora pág. 14) la fecha de referencia de La Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 se corrigió según lo indicado.
4. Respecto a lo dicho con respecto a las unidades de BLM2, BLM3 y BLM4 se realiza el cambio sugerido.
5. Se corrige el numero del cuadro listado de las plantas cuya capacidad es menor a 1 MW fue corregido.
6. Se corregirá el cuadro 3.4 (ahora Cuadro 3.1, Sistema de Generación Térmica Existente sin Pequeñas Centrales) según lo indicado.
7. La redacción del primer párrafo de la segunda columna se corrige completando la idea según lo indicado.
8. Al Cuadro 4.1 “Resultados de los Ensayos de la Turba” se le hicieron las correcciones según lo indicado.
9. Lo dispuesto en la pagina 15 (ahora pág. 23) del capítulo 4 Fuentes y Sistema de Generación Futura hace referencia a las fuentes accesibles de suministro de Carbón y no a la instalación de unidades de generación que consuman carbón.
10. Se corregirá el Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP según lo indicado.
11. Se corregirá el Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo según lo indicado.
12. Lo indicado en la pág. 22 (ahora pág. 30) con respecto a la instalación de un proyecto eólico de 150 MW en el año 2013 responde a lo instruido en la definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 emitido por la Secretaria Nacional de Energía (ver Plan de Corto Plazo pág. 10).
13. La explicación del comportamiento de los costos marginales del sistema (CMS) para el año 2017 se presentan en la pág. 23 (ahora pág. 31). De igual forma indicamos que los resultados presentados en el PIGEN con respecto a esta

salida hacen referencia al cumplimiento de las premisas como adición de unidades de generación, costos de combustibles y crecimiento de la demanda considerada para la realización del PIGEN. De ninguna manera se debe entender que los resultados de mediano y largo plazo que corresponden a un estudio de planificación indicativa de generación determinan la realidad del mercado. Al igual que no existe un mercado de señales perfectas la planificación indicativa se usa para estimar como se desarrollaría el sistema si estuviera bajo condiciones perfectas.

14. El pie de página del capítulo 8 sobre análisis de riesgo fue corregido según lo indicado.
15. El último párrafo de la pág. 58 del documento es claro, al mostrar que son las señales de mercado de oferta y demanda, las que le indican a los generadores cuando, donde y como invertir. Los lineamientos de políticas de expansión de la matriz energética están implícitos. Con respecto a los actos de concurrencia, no es más que el “mercado virtual”, en donde los promotores de proyecto presentan sus propuestas fundamentadas en los costos de tecnología disponibles ante una demanda definida.
16. El cuadro “Matriz de Riesgo” fue corregido según lo indicado.
17. El pie de página en la pág. 52 (ahora pág. 65) fue corregida y la idea que se pretendía explicar fue Completada según lo indicado.
18. La revisión de la generación promedio presentada por los proyectos CHAN I y CHAN II se realizara según lo indicado.
19. Como se explica el documento en el apartado de “Evaluación de Riesgos”, específicamente en las pág. 62 y 64, la prueba de autosuficiencia financiera del proyecto, solo nos dice si el mismo requiere o no financiamiento externo a los accionistas o promotores, un indicio de la fortaleza del proyecto. Es la evaluación siguiente, el de la rentabilidad financiera de los accionistas, la que realmente determina la viabilidad de repago de los proyectos.  
Con respecto a las variables utilizadas en estas pruebas:
  - En la pagina No. 64, se indica que los precios de potencia utilizados son promedios ponderados de los contratos
  - Idem. punto anterior.
  - La valoración del SDDP la energía entregada por los proyectos, considera la proyección incrementada de precios de los insumos combustibles, por lo cual la indexación está implícita.
  - En el Anexo No. 5, con los aspectos metodológicos del riesgo asociado de los proyectos, se aclara el punto sobre el periodo de análisis.
  - Se presenta el cuadro solicitado.

20. Se incluirá según lo solicitado un cuadro resumen que contiene los diferentes costos calculados para cada uno de los planes analizados.

### **Respuesta a Comentarios de ENSA mediante nota DI-ADM-018-2011**

1. Los proyectos con un nivel de certeza a realizarse o entrar efectivamente en operación son los que están definidos en el corto plazo como planes fijos. El corto plazo, la cual es de cuatro años, al igual que los proyectos fijos están determinados por la Secretaria Nacional de Energía el cual dicta los criterios y políticas para la elaboración del plan de expansión y presentado a ETESA cada año como Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011. En la misma en el punto F define proyectos fijos como aquellos que: (1) inician su operación dentro del periodo fijo, (2) O se encuentran efectivamente en construcción, (3) O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica, (4) O tiene por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM (5) O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía, (6) O que. Los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los tramites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho. Adicionalmente, de acuerdo a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, (ASEP) existen en construcción más de 23 proyectos hidroeléctricos con distinto grado de avance, todos los cuales entrarán en operación entre el 2011 y el 2014.
2. Las sensibilidades al igual que el análisis de riesgo se realizan sobre los proyectos que están definidos en el corto plazo en donde el 80% de los proyectos están efectivamente en construcción o están sujetos a la determinación en cuanto a la posibilidad de ingresar en este periodo basado en la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 emitido por la Secretaria nacional de Energía. El proyecto hidroeléctrico Chan II, aunque no aparece en el periodo fijo, califica para una sensibilidad dada la importancia que representa para el sistema su capacidad de producción energética.
3. A pesar de la importancia que tendría para el sistema la construcción del proyecto hidroeléctrico Chan II, lo cual fue mostrado en el Plan Indicativo de Generación 2011, su realización no escapa a las reglas de mercado dado que el sistema eléctrico de Panamá la decisión de construcción de plantas de generación es una decisión totalmente privada. La planificación de la generación es de carácter indicativo tal como lo establecen las normas del mercado eléctrico.

4. El PIGEN desarrolla tres escenarios de expansión de generación con demanda moderada definidos por la Secretaria Nacional de Energía. El tercero de ellos es el escenario en el que se incorpora además de proyectos carbón y proyectos eólicos proyectos de gas licuado a partir del año 2014. Este caso supone que la reconversión de los Ciclos Combinados se realiza en base a la disponibilidad de un combustible que los haría más eficientes por ende más competitivo.

En cuanto a la indisponibilidad de estas unidades el estudio no los considera fuera del sistema para realizar el proceso de reconversión a GNL. El estudio muestra un factor de planta muy bajo de estas unidades para todos los escenarios considerados, dado su alto costo ligado a la generación con diesel, con lo cual no se afectaría significativamente su producción si estuvieran indisponibles por cambio de combustible.

5. El modelo SDDP utilizado para realizar el despacho de mínimo costo tiene la capacidad de generar más de 200 series hidrológicas sintéticas para cada una de las plantas hidráulicas configurado en la base de datos. Estas series sintéticas representan estadísticamente la probabilidad de ocurrencia de tanto las series hidrológicas húmedas como las series más secas ocurridas en base al histórico de caudales, mismas que la dan la robustez necesaria a las salidas de generación hidráulica estimadas por el modelo. La indisposición de plantas hidroeléctricas enmarcadas por fenómenos climatológicos como por ejemplo las lluvias que afectaron la cuenca de la central hidroeléctrica Bayano a fines del año 2010, no son posibles de estimar por el modelo dada la incertidumbre a que están sujetos. Cabe mencionar que las lluvias que se registraron fueron más allá de todo registro histórico. La ausencia de la central hidroeléctrica Esti, al igual que el cronograma brindado por AES Panamá indicando la fecha de su retorno al sistema fue considerado dentro del estudio, por ende, aunque no se haya presentado un análisis de corto plazo en cuanto a la indisponibilidad de esta central, sin duda alguna el costo marginal del sistema lo refleja en el primer año del estudio.
6. El análisis de la interconexión con Colombia es parte importante del estudio. En el estudio se le dedica un capítulo exclusivamente al análisis de este en la cual se muestran los resultados obtenidos considerando el sistema de Panamá, Centroamérica y el sistema de generación de Colombia la cual se representa de modo detallado.
7. En términos generales la capacidad predictiva del modelo utilizado por ETESA para realizar el pronóstico de demanda mantiene un nivel de confianza de aproximadamente 98% para el periodo comprendido entre el año 2005 al 2007. Para el año 2008 la desviación real del modelo fue de 4.82% en energía y de 4.70% en potencia (DMG), mientras que para el año 2009 fue de 2.88% y 0.96%



respectivamente. El porcentaje estimado del año 2010 es de 3.2% y -4.1%. El pronóstico actual para el año 2011 estima una DMG de 1,257.9 MW (no incluye ACP) mientras que la demanda máxima del sistema, registrada al 3 de mayo del 2011, es de 1,286.46 MW (incluyendo ACP, con una demanda máxima aproximada de 34 MW), por lo que consideramos que el modelo tiene un grado de confianza adecuado para nuestro sistema.