

RESPUESTA A COMENTARIOS DE LA ASEP Y AES AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2010

Respuesta a comentarios de ASEP (Nota DSAN-2239-10)

1. Resumen Ejecutivo:

Dado lo extenso del Informe del PESIN, y para facilitar su lectura y comprensión, el mismo se presentará en cuatro (4) tomos separados de la siguiente forma:

Resumen Ejecutivo

Tomo I: Estudios Básicos

Tomo II: Plan Indicativo de Generación

Tomo III: Plan de Expansión de Transmisión

Se elaborará un resumen ejecutivo autosuficiente e independiente, en el cual se expondrán las bases e hipótesis utilizadas para la elaboración del PESIN, los criterios utilizados, metodología, pasos intermedios para el proceso de desarrollo, resultados obtenidos y análisis de los mismos. Se presentará la opinión de ETESA y se expondrán ventajas y desventajas, además de todo lo que implica el Plan de Expansión.

2. Armonización y articulación del PESIN actual con PESIN anteriores:

Se introducirá un prólogo antes de cada Tomo del Plan de Expansión en el cual se mencionen los antecedentes y propuestas del año anterior. Se mencionarán cambios encontrados en los diferentes parámetros, criterios, datos y resultados obtenidos del PESIN actual con referencia a su antecesor.

Se introducirán dos alternativas más a considerarse en el plan de transmisión, una de las cuales, es la que se propuso en el PESIN anterior (PESIN 2009), la cual presenta compensación serie al 50%. Al evaluar esta alternativa, se dejará en evidencia que el volver a considerar esta alternativa para el periodo actual no es operativamente viable, por lo cual se presenta una nueva propuesta que cumpla con los criterios operativos y no limite la generación a introducirse en el sistema.

Con referencia al punto 2.b), se introducirá un cuadro en el cual se muestran los proyectos de generación considerados para el Plan Indicativo de Generación del periodo pasado y los considerados para el Plan Indicativo de Generación. Al presentarse en este cuadro los cambios que deben considerarse para el desarrollo del Plan actual de transmisión, queda en evidencia la necesidad de proponer una solución a corto plazo y económicamente viable. Es necesario mencionar que, los cambios en los proyectos de generación a considerarse en el Plan de Expansión, son consecuencia del movimiento implícito en el Mercado Eléctrico siempre

dinámico, e indicaciones de la Secretaría Nacional de Energía y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos con los que se llega a un consenso sobre cuáles proyectos incluir en el plan, antes de su inicio.

3. Estudios Básicos:

Se introducirá la opinión específica de ETESA a nivel de diagnóstico, sobre el comportamiento del SIN en caso de no presentarse expansiones en transmisión pero considerando las proyecciones de demanda y proyectos de generación a corto plazo del PESIN 2010. Se tomarán en cuenta proyectos que se encuentran en fase de construcción para los escenarios más críticos (demanda máxima de época de lluvia) para cada año, se realizará un análisis de la red y se señalará limitaciones encontradas y consecuencias de estas al no tomar una decisión al respecto.

4. Costos de Subestaciones y Líneas:

Los costos de componentes de líneas y subestaciones se presentaron en el documento de Estudios Básicos entregado a la ASEP en enero de 2010. En esa fecha no se tenía en cuenta que el desarrollo del sistema de transmisión sería en base a repotenciación de las líneas de transmisión con cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, por lo cual en ese momento no estaba incluido el costo de esta alternativa. Se incluirá en el documento final este detalle de costo.

5. Plan Indicativo de Generación (PEGEN):

Los planes de desarrollo energético, considerados en el Plan Indicativo de Generación 2010 (PEGEN 2010), siguen los lineamientos, política y criterios dictados por la Secretaría Nacional de Energía (Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010). Contrario a lo indicado en su nota los tres planes tienen potencia total muy similares, el caso REGMHTCB10 tiene una adición total de 2,150 MW, el caso REGMHTCBEO10, tiene 2,135 MW en adiciones y el caso REGMHTTLA10 tiene 2,275 MW en adiciones, para un periodo hasta el año 2,024. De acuerdo a lo solicitado, se dará mayor explicación en el documento del Plan de Expansión a lo planteado en este punto de su nota.

6. Capacidad del SIN de soportar la inyección de aprovechamientos eólicos:

Los estudios de referenciamiento para justificar la posibilidad de inserción de potencia de generación eólica serán incluidos en el PESIN del año 2011, ya que de acuerdo a su Nota No. DSAN-2511-2020, del 8 de noviembre, la ASE P nos concede un plazo hasta el 28 de febrero de 2011, para entregar el estudio para determinar la capacidad máxima de generación eólica que puede aceptar el SIN.

7. Análisis de sensibilidades de postergar algunos proyectos del Plan Indicativo de Generación:

En principio el impacto sobre la red de transmisión de las sensibilidades de atraso en la entrada de proyectos de generación se minimizan cuando se tratan de proyectos de transmisión aprobados en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional o si dicho proyecto de transmisión ya se encuentra en ejecución. En vista de la gran cantidad de proyectos de generación que entrarán en operación al año 2013, 27 proyectos hidroeléctricos en total, el atrasos de alguno de ellos por un periodo de 6 meses o un año no tendría un efecto significativo en el Plan de Expansión de Transmisión, por lo menos en el corto plazo, ya que solo 3 de ellos supera los 60 MW, siendo el más importante de ellos el proyecto Changuinola (223 MW), que en reiteradas ocasiones ha informado que su fecha de entrada en operación es mayo de 2011.

8. Criterios adoptados para el desarrollo del PESIN:

Cada uno de los Tomos del documento del PESIN incluye un capítulo con la metodología y criterios empleados en la elaboración de cada tomo del plan de expansión. Lo solicitado en este punto de su nota será tomado en cuenta en el PESIN 2011. Las explicaciones solicitadas en su nota en este punto se han incluido en el documento final a entregar a la ASEP.

9. Punto de suministro alternativo a Panamá y Panamá II:

Tal como lo indica su nota, este comentario se considerará a partir del PESIN 2011. Para esto se considerará el interés de las empresas distribuidora y sus planes de expansión.

10. Costos Marginales demasiado optimistas:

Los costos marginales obtenidos por el planeamiento de largo plazo siguen el lineamiento de un mercado competitivo en que se incorporan unidades de generación térmicas más eficientes que se utilizan combustibles fósiles con un menor costo operativo e incorporan economía de escala, como lo son las unidades de carbón o los ciclos combinados a gas. Dicho desarrollo térmico sustentado con la incorporación de una gran cantidad de plantas hidráulicas en un sistema como el de Panamá, donde históricamente el aporte del total de generación se satisface con un componente 60% hidráulico, conjuntamente con una política energética que establece tendencias del costo de combustible, que se estabilizan en el largo plazo, además de incentivar a la incorporación de energía renovable, determinan los costos marginales optimistas estimados por el PEGEN en el largo plazo.

11. Estudios de funcionamiento eléctrico de largo plazo:

Todos los proyectos presentados a largo plazo en el Plan de Expansión, cuentan con su debido análisis eléctrico, justificando su inversión. Hay que recordar que el Plan de expansión se actualiza todos los años y muchos de los proyectos incluidos en él, son el resultado de análisis en Planes de Expansión anteriores, que ya han sido revisados y aprobados por la ASEP.

12. Fechas de inicio de construcción de los proyectos de transmisión:

El periodo para la puesta en operación de las obras de transmisión contempla el proceso completo, iniciando en el diseño preliminar, licitación o acto público, refrendo por la contraloría y construcción, dando la fecha de inicio de operación de la misma.

13. Revisión de forma del Informe del PESIN 2010:

Se mejorará y corregirá la presentación del Informe, a fin de evitar errores en el texto y referencias a: número de Anexos y PESIN actual y anteriores. Se actualizará el contenido del capítulo referente al Proyecto SIEPAC y de otros si fuera necesario.

14. Servidumbres de equipamiento eléctrico:

La construcción de nuevas líneas de transmisión se deriva de los plazos más estrictos de adquisición de derechos de paso. Estos plazos, solo pueden ser posibles en condiciones extraordinarias de ejecución, con la colaboración del Ejecutivo Nacional que logre la facilitación de los tramites de adquisición de permisos y formalización de la servidumbre ante entidades como la Secretaria de Energía, Ministerio de Economía y Finanzas, Autoridad de Servicios Públicos y de la Contraloría General de la Republica.

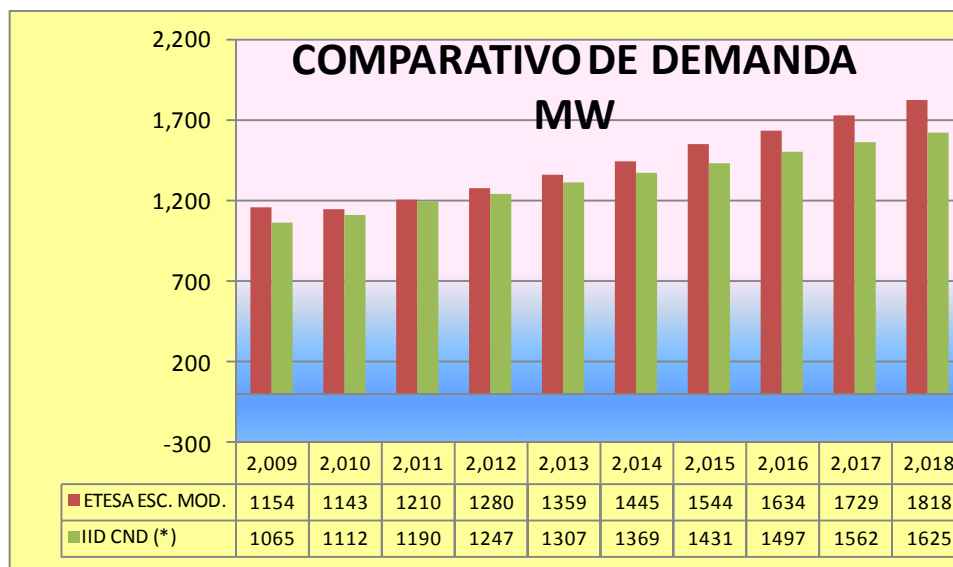
15. Impacto Tarifario:

Se incluirá en el documento final un capítulo adicional sobre este tema.

**Respuesta a comentarios de AES
(Nota AES-DAC-016-26010)**

1. Con Base en los comentarios anteriores de los agentes del mercado eléctrico a los Estudios Básicos, en el mes de enero del año en curso, se hicieron correcciones menores a las proyecciones de demanda originales, que fueron plasmadas en los análisis posteriores del Plan Indicativo de Generación, y por consiguiente en el Plan de Transmisión. Por derivarse de una revisión posterior de la demanda, a la fecha de emisión del informe, no se habían modificado el texto y figura pertinentes del Estudio Básico. Se corrige de la siguiente manera:

Por lo cual la figura 1.25 debe ser:



En correspondencia Los datos de la Figura 1.25 el texto pertinente, debe ser:

“La siguiente grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG coincidentes en la punta, del Centro Nacional de Despacho, presentando diferencias entre 1.9 y 13%, con un promedio para los diez años, de 7%, dadas las diferencias metodológicas y enfoques conceptuales de cada proyección.”

2. Es cuadro de la pagina 115 corresponde a los análisis de corto plazo, realizados en diciembre de laño 2009, por lo que tiene las fechas de los proyectos de acuerdo a la que estaban en el PESIN 2009. Como se puede observar en el cuadro 9.2, página 173 del Plan indicativo de Generación, la fecha del proyecto Changuinola es de mayo de 2011.

3. La diferencia indicada en su nota es porque, tal como se mencionó en el punto anterior, los análisis eléctricos de corto plazo se realizaron con respecto al PESIN 2009, ya que esto se entregó en enero de 2010. El cuadro 1.8 mencionado corresponde al Plan indicativo de Generación del año 2010, el cual ya tiene actualizadas las nuevas fechas de los proyectos. Los análisis de corto plazo se actualizarán en el documento final a entregar a la ASEP.
4. Como es de conocimiento general, el Plan de Expansión de la Transmisión (PESIN), se compone de varios estudios concatenados y superpuestos entre sí, con plazos definidos en el Reglamento de Transmisión.

Para lo cual los Estudios Básicos (Pronósticos de Demanda) deben estar terminados para el 31 de diciembre del año anterior, el Plan Indicativo de Generación, se inicia el 1 de enero del año en curso y debe estar elaborado para revisión interna a finales del mes de febrero. Por consiguiente la ventana de tiempo que se tiene para incluir modificaciones sustanciales a los Pronósticos de Energía, insumo principal del Plan Indicativo de Generación es de realmente de cuatro (4) a seis (6) semanas, para permitir la entrega completa de este estudio dentro del plazo impuesto por el Reglamento de Transmisión, al 31 de marzo.

Durante este periodo la demanda no mostraba señales a superar en demasía el indicador obtenido a fines del año anterior de 1,154 MW, específicamente el 4 de Diciembre del 2009, un incremento anual inesperado de 8.5%. Anterior a este pico de la demanda, el parámetro había sido de 1,130 MW en el mes de Septiembre y de 1121 MW en marzo, respectivamente incrementos anuales de 6.2% y 5.4%, topes utilizados originalmente en la elaboración del Pronóstico de Energía 2010-2024. Cuando este parámetro se había incrementado en los cinco años anteriores (2004-2008), a una tasa anual promedio de solo 3.8% y la economía nacional respondía en el año anterior y presente a una crisis financiera global.

DM en el mes de enero del 2010 fue de 1,124 MW 21/1/2010
DM en el mes de febrero del 2010 fue de 1,154 MW 3/2/2010

A finales del año anterior e inicios del presente, el boom inmobiliario se encontraba en retroceso, muchas obras privadas se habían suspendido, algunos megaproyectos no tenían certeza de inicio o de su continuación, el comercio mundial con sus implicaciones internas se ha desacelerado o hasta estancado, todos motores dinámicos del reciente y extraordinario crecimiento económico nacional. En conclusión, perspectivas económicas restrictivas.

Adicionalmente a lo anterior, se implementan durante el año 2009 un programa de ahorro energético institucional y el Programa de Sustitución de

Bombillos Incandescentes. Por otro lado, los registros estadísticos eléctricos, indicaban para el año 2008 pérdidas globales del sistema, subestimadas de 777.5 MW, un decremento de aproximadamente 15% con respecto al año 2007, lo que preveía un estimado de pérdidas de solo 925 MW para el año 2009.

Por consiguiente, en los Estudios Básicos a entregar para su aprobación al 31 de enero de 2009, se considero conceptualmente una **previsión conservadora con respecto a la esperada demanda máxima del sistema**, la cual en el modelo es derivada del consumo global y del factor de carga esperado.

5. Con la Aclaración del Punto 1. de estos comentarios, se da repuesta a este punto.
6. Los análisis de riegos del capítulo 11, se refieren directamente a los planes emitidos por los programas informáticos SUPER y SSDP, el último se desarrolla mensualmente. Aunque los análisis de riesgos se realizaron en una hoja de trabajo Excel, en la cual por conveniencia se definen los años de inicio de operación al 1 de enero de cada año. En los cálculos de ingresos y gastos de los proyectos analizados en este capítulo se estiman los desembolsos mensuales, por lo cual no existen discrepancias.
7. Se incluirá en el documento final a entregar a la ASEP.
8. Se actualizará la información referente a SIEPAC y la Interconexión Colombia Panamá.