

ANEXO 43

RESPUESTA A COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA ASEP Y DE LA CONSULTA PÚBLICA



de

RESPUESTA A COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA ASEP Y DE LA CONSULTA PÚBLICA

COMENTARIOS DE FONDO:

1. CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO.

No hay comentarios de fondo.

2. CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.

No hay comentarios de fondo.

3. CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

No hay comentarios de fondo.

4. CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS.

No hay comentarios de fondo.

5. CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA.

No hay comentarios de fondo.

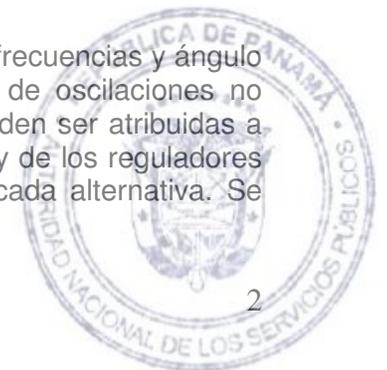
6. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.

Comentarios en relación a los estudios de Análisis de Estabilidad Transitoria.

- Para el Corto Plazo sólo se presentan los estudios del 2008, no así los estudios del 2009, 2010 y 2011. Dada la importancia del estudio de Corto Plazo, que es donde se presentan las principales obras a aprobar en el PESIN, sería necesario agregar los estudios correspondientes a los años 2009, 2010 y 2011 o en su defecto, si no hubiere un cambio significativo en los resultados presentados, con respecto al 2008, debe indicarse explícitamente y aportar algún elemento de juicio que permita validar tal premisa.

RESP: No entendemos su comentario, ya que en el Anexo 27 del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, el cual consta de 351 páginas, se presentan los resultados de los análisis de estabilidad transitoria para los años 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2016 y 2021, para los tres escenarios de generación analizados, REGMHTCB8, REHMHTGDC8 y REGMHTTLA8.

- En las curvas que muestran la evolución temporal de las tensiones, frecuencias y ángulo de carga de las unidades generadoras, se observa la presencia de oscilaciones no amortiguadas de escasa amplitud y baja frecuencia, las cuales pueden ser atribuidas a los modelos empleados para la representación de los generadores y de los reguladores de velocidad y tensión de las nuevas unidades incorporadas en cada alternativa. Se



recomienda verificar que dichas oscilaciones sostenidas no sean debidas a una inadecuada modelación dinámica del equipamiento existente.

RESP: Los modelos de los generadores, reguladores de velocidad y tensión de las nuevas unidades incorporadas utilizadas en el programa PSS/E corresponde con los valores proporcionados por los desarrolladores de las nuevas centrales. De todos modos, se revisaran estos modelos.

7. CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO.

- Pág. 78-80: Se detallan obras de transmisión que ya fueron aprobadas en PESIN anteriores. Se observa que las fechas de “inicio de operación”, se han postergado en el caso de las siguientes obras:
 - Línea Fortuna – Changuinola - Frontera 230 kV y SE Changuinola. Se postergó 4 meses.
 - Línea Panamá – Cáceres 115 kV y ampliación en SEs Panamá y Cáceres. Se postergó 6 meses.

Debe indicarse el por qué del atraso propuesto.

RESP: Se incluirá en el documento la explicación solicitada.

8. CAPÍTULO 8: ANALISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LARGO PLAZO.

Comentarios respecto de los estudios de Operación Normal y Contingencias.

- En relación con el banco de capacitares de 60 MVAR en la S/E Panamá II se observa que los mismos no entran en operación para los estados considerados en este año; de operación normal (demandas máxima de invierno, máxima de verano y mínima de verano), como así tampoco en los casos de contingencias críticas seleccionadas. Es necesario tener en cuenta que al analizar la contingencia 1 (salida de servicio del circuito Panamá II – Llano Sánchez) y la contingencia 7 (salida de servicio del circuito Panamá II – Santa Rita), las cuales podría afectar el nivel de tensión de la barra Panamá II, no se observa la necesidad de incorporar algunos de los módulos integrantes del banco de capacitores.

Se debe revisar si efectivamente son necesarios dichos capacitores en el año señalado.

RESP: Hemos verificado lo señalado y por alguna razón el PSS/E no esta escribiendo en el diagrama unifilar los resultados de los bancos de capacitares modelados y los deja como 0.0 MVAR. Sin embargo, si se observa los cuadros resumen presentados después de cada diagrama unifilar verá que los capacitores de la subestación Panamá y Panamá II en las barras de 115 KV si son utilizados, especialmente para las condiciones de época de invierno (ver el último cuadro de resumen para cada diagrama unifilar, en la columna “To Bus Shunt”).

Comentarios respecto de los estudios de Estabilidad Transitoria.



de

- En las curvas que muestran la evolución temporal de las tensiones, frecuencias y ángulo de carga de las unidades generadoras, se observa la presencia de oscilaciones no amortiguadas de escasa amplitud y baja frecuencia, las cuales pueden ser atribuidas a los modelos empleados para la representación de los generadores y de los reguladores de velocidad y tensión de las nuevas unidades incorporadas en cada alternativa.

RESP: Este mismo comentario esta en la primera página y ya fue respondido.

9. CAPÍTULO 9: RESULTADOS DE LA EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA Y SELECCION DEL PLAN DE LARGO PLAZO.

- Pág. 107, respecto de los beneficios del proyecto P1 (1 circuito Guasquitas a Changuinola 230 kV).

Comentario: Se observa que los beneficios en relación a los costos no satisface el criterio metodológico utilizado, sin embargo se mantiene la entrada en servicio en el 2011. Hay que considerar que la central Changuinola 223 MW lleva muy poco tiempo en construcción y como sucede en este tipo de obra es muy probable que se retrase 1 año la fecha de entrada en operación. Por todo lo anterior se debe evaluar la conveniencia de retrasar la entrada en operación de este circuito en función de los atrasos que pueda darse en la entrada en operación de Chan75.

- Pág. 108-109, Figura 9-7, en relación con la altísima relación B/C del proyecto P2 (Santa Rita – Panamá II).

Comentario: Evaluar la conveniencia de incorporar escenarios con mayor participación termoeléctrica.

RESP: Con relación a estos dos comentarios, se incluyó en el documento final las aclaraciones necesarias.

10. CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO.

En este capítulo se detallan los proyectos de transmisión propuestos por ETESA y sus especificaciones asociadas con los escenarios de generación.

Comprende los siguientes proyectos analizados:

- Adición de Transformador T4 en SE Panamá en el 2012.

Recomendación: Simular la pérdida del T3 de la S/E Panamá como un caso de contingencia y en estabilidad transitoria para justificar la incorporación solicitada.

RESP: Se incluirá lo solicitado.

- Adición de Transformador T3 en SE Chorrera en el 2012.

Puede apreciarse que debido al aumento previsto de carga del área de Chorrera para el año 2012, se supera la capacidad de transformación en la Subestación, lo cual justificaría la adición, sin embargo al justificar la Subestación Las Guías 230/34.5 KV



(página 163) se señaló que la misma colaboraría con la distribución de carga en dicha área a través de circuitos de distribución de 34.5 KV provenientes de la subestación Chorrera.

Recomendación: Incluir los estudios considerando los circuitos de distribución en 34,5 kV que permiten la interconexión de las subestaciones Chorrera y las Guías para determinar si realmente no se puede suministrar la carga desde la Red de Transmisión.

RESP: En el pronóstico de carga ya se está considerando que la subestación Las Guías, propiedad de Unión FENOSA, esta tomando carga de la subestación Chorrera (inicialmente 20 MW) y que ambas subestaciones siguen con su crecimiento normal de carga. El estudio de carga de los circuitos de distribución fue realizado por Unión FENOSA y fue presentado en el Plan de Expansión del año 2007.

- Adición de Transformador T3 en SE Panamá II en el 2016.

Comentario: Actualmente los transformadores de la Subestación Panamá II son catalogados como Conexión. En dicho orden de ideas un nuevo transformador en la Subestación correspondería a la misma clasificación. Por lo tanto esta obra debe ser considerada dentro del Plan de Conexión y no el Plan del Sistema Principal de Transmisión.

Además, hay que considerar si no existe alguna forma de reconfigurar el sistema del área metropolitana que permita un mayor suministro desde la subestación de Panamá I.

RESP: De acuerdo a la Nota de la ASEP No. DSAN-3084-08 del 15 de octubre de 2008, la S/E Panamá II pasa a ser del Sistema Principal. El sistema del área metropolitana (líneas y subestaciones de 115 KV) son propiedad de las empresas distribuidoras Unión Fenosa y Elektra Noreste y hasta el momento no se tiene información de ellas de que piensen hacer alguna reconfiguración de estos sistemas. En el transcurso de 2008 entró en operación la línea subterránea Centro Bancario – Cerro Viento 115 KV.

- Banco de capacitores de SE Panamá II, 60 MVAR (4X15 MVAR), para el 2012.

Recomendación: Aclarar por qué dichos capacitores no entran en operación para los estados considerados en este año de operación normal (demandas máxima de invierno, máxima de verano y mínima de verano), como así tampoco en los casos de contingencias críticas seleccionadas, ni siquiera en aquellas que se presume podrían afectar negativamente el nivel de tensión en la barra de Panamá II (salida de servicio del circuito Panamá II – Llano Sánchez ó la salida de servicio del circuito Panamá II – Santa Rita. En caso de no ser necesarios, replantear la fecha de entrada para un momento en el que efectivamente se necesiten.

RESP: Este mismo comentario se encuentra en la pagina 2 y ya fue respondido.

11. CAPÍTULO 11: NIVELES DE CONFIABILIDAD.

Los comentarios siguientes se refieren al contenido del capítulo 11. Niveles de confiabilidad que se encuentra en las páginas 143 - 158 y al Anexo 3 correspondiente a los datos de confiabilidad.



de

Comentarios:

- Teniendo en cuenta los valores anteriores, calculados con los eventos ocurridos hasta 2006 y considerando los valores medios de 2007, los parámetros utilizados no son consistentes. Por ejemplo, hasta 2006 la duración promedio de fallas de líneas de 230kV era 1.3563h. Para 2007 se da un valor medio de 1.40h. Con estos valores, no parece correcto el resultado de 0.58h para representar el valor medio considerando todos los datos disponibles. La misma situación se presenta con el resto de los parámetros.
- Se puede concluir que resulta llamativo que algunos valores que pueden ser comparados, por ejemplo VERE para máxima de invierno 2010 haya pasado de 0.0131% a 0.0006%. No se ha incluido en el texto ninguna explicación para esta significativa reducción.

Recomendación: Considerar lo anterior y revisar los cálculos de confiabilidad en función de ello.

RESP: El capítulo de Confiabilidad fue revisado integralmente en base a los comentarios. El mismo fue modificado y la nueva versión se presenta en el documento final del Plan.

12. CAPÍTULO 12: PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.

Presentamos los siguientes comentarios:

- No se presentan las especificaciones técnicas de los equipos a adquirir (Repetidoras, Combinadores, Unidades Portátiles, Unidades Móviles, etc.), de forma que se pueda evaluar el alcance total del proyecto y los costos involucrados.
- No se encuentra una justificación de peso para pasar de la banda VHF (con mejor propagación) a la banda de UHF.
- El desglose de los costos de la inversión no especifica qué se adquirirá e instalará en cada etapa.
- No existe un análisis o estudio de cobertura que sustente el diseño a utilizar.

Recomendación: Es necesario suministrar la información señalada.

RESP: El capítulo del Plan del Sistema de Comunicaciones fue revisado en base a los comentarios. El mismo fue modificado y la nueva versión se presenta en el documento final del Plan.

13. CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO.

a) Proyecto de mejoras a los interruptores del Banco de Capacitores de 115 kV S/E PANAMA

Recomendación: Esta inversión debe ser retirada del Plan, ya que correspondería a un proyecto que debe ser sufragado a través de los costos de O&M. El equipamiento ni siquiera ha alcanzado su vida útil.



de

e) Proyecto de reposición parcial a los interruptores de potencia de 230 kV de S/E CHORRERA.

Recomendación: Sacar esta inversión del Plan de Expansión. Esta solicitud se presenta por una reconocida falta de mantenimiento, por lo cual no puede aceptarse la inversión. En todo caso este proyecto debe ser sufragado a través de los costos de O&M.

f) Proyecto de reposición de la FUNDACIÓN y BASE de la torre N° 372 de la L/T 230-3B/4B

Recomendación: Esta inversión debe ser retirada del Plan, ya que correspondería a un proyecto que debe ser sufragado a través de los costos de O&M. Este tipo de inversiones califican dentro de aquellas que deben considerarse en un adecuado programa de rehabilitación, inclusive en el peor de los casos como respuesta a contingencias.

RESP: Con respecto a los puntos a), e) y f) anteriores, los mismos se sacaran del Plan de Expansión.

g-Etapa1 y h-Etapa 2) Cambio de filosofía de las protecciones primarias de distancia a diferencial en las líneas de 115 y 230 kV de la red de transmisión de ETESA Etapa 1.

Recomendación: Debe analizarse la alternativa de realizar una inversión del orden del 50% de lo que ha previsto en la ETAPA 1, y en aquellas líneas que le permitan, utilizar el equipamiento retirado como repuesto para el resto del sistema de transmisión dado que si bien el sistema de protecciones no es de última tecnología no hay razones técnicas que indiquen que deban ser reemplazados a la mitad de la vida útil.

En relación con el Plan de Inversiones propuesto para la etapa 2 (que aparentemente en el informe hay algún error pues en el título se señala como plan de inversiones de largo plazo y está incluido en el corto plazo) debe posponerse hasta haber implementado el nuevo sistema mencionado en la ETAPA 1 y en el futuro, en función de la disponibilidad de repuestos y evaluación del comportamiento de todo el sistema, proponer un plan de mediano y largo plazo de manera de aprovechar al máximo la vida útil de los equipos.

RESP: A raíz del evento 325 ocurrido el día 27 de noviembre de 2005, en el que explotó el transformador de voltaje, que alimentaba la fase C, de las protecciones de distancia asociadas al extremo de la línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, y se bloquean las protecciones de distancia, por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, lo cual ocasionó la partición del SIN y un consecuente apagón nacional. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), en la resolución AN No. 036 Elec, ordena a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección donde se revise el sistema redundante con distintas filosofías operativas de los mismos.

Para dar respuesta a la resolución AN No. 036 Elec. emitida por la ASEP, ETESA propone y presenta a la ASEP un proyecto de reemplazos de los esquemas de protección primario para líneas de transmisión de 115 y 230 KV que tuvieran una longitud menor a 60 Km. y que contarán con facilidades de FO. Este proyecto sería realizado en dos etapas, la primera de las cuales estaría contemplada como



de

un proyecto de reposición de corto plazo y la segunda etapa entraría en el plan de inversión de largo plazo.

ETAPA I:

El alcance de este proyecto contempla todas aquellas líneas, que cuenten con facilidades de fibra óptica y cuya longitud sea menor a 60 Kilómetros. El tiempo de ejecución del proyecto era de 2 años calendario. Esta etapa que abarcaría del 2007 al 2008 y en la cual se comprarían 16 relevadores diferenciales de línea y se instalarían 14 relevadores, quedando dos como repuesto. Además de la compra de 5 tarjetas ópticas para relevadores L90 de GE, de manera de poder adecuarlos, para la utilización de FO dedicada.

Respondiendo a la recomendación hecha por la ASEP en su nota No. DSAN-2647-08 podemos comentar lo siguiente:

- A la fecha ETESA ha realizado una inversión por arriba del orden del 90% de la ETAPA I, de manera que en estos momentos ya hemos avanzado, tenemos instalados y funcionando 8 de los 14 relevadores programados, se adecuaron 4 relevadores diferenciales con el cambio de tarjetas ópticas y además se instalaron 18 Km. de cable de fibra óptica con el objetivo de mejorar los canales de comunicación de los esquemas de protección de las líneas que llegan a las subestaciones de Chilibre y Cemento Panamá.
- Está contemplado en el proyecto, que los relevadores reemplazados y que fueran de tecnología basada en microprocesador, sustituirán a los relevadores modelos Optimho, los cuales son de tecnología híbrida y que en la actualidad no son fabricados. En su momento se hizo una sustentación de esta alternativa.
- Según lo programado, se espera terminar este proyecto a comienzo del año 2009.

ETAPA II:

El alcance de este proyecto contemplaba la compra e instalación de facilidades de FO, en aquellas líneas de longitud menor a 60 Kilómetros y que no contaran con la misma, además de la compra de 11 protecciones diferenciales de línea.

- Ya se realizaron las inversiones referentes a la compra del cable de FO y la referente a la compra de los 11 relevadores diferenciales de línea.
- Se tiene programado la instalación de la FO y de los relevadores para el 2009, de manera que este proyecto no puede ser pospuesto.
- Es norma de ETESA, no reemplazar protecciones si no han alcanzado su vida útil, a menos que el equipo presente un daño o tenga un mal desempeño que provoque que ETESA, tenga que pagar exceso en multa o generación obligada por mala operación de los mismos.



Cabe mencionar que este proyecto fue aprobado en el Plan de Expansión del año 2007 y el mismo ya se encuentra en ejecución, tal como se ha explicado anteriormente..

14. CAPÍTULO 14 PLAN DE REPOSICION DE LARGO PLAZO.

Recomendación: Lo primero que se debe tomar en cuenta, al proponer la reposición de una instalación en el Plan de Reposición de Largo Plazo es una evaluación lo más detallada posible del estado de dicha instalación, y sólo a partir de allí, definir un programa de reparaciones o reemplazos según corresponda.

Sólo deben pasar a la etapa de reposición aquellas instalaciones que además de haber llegado al límite de su vida útil no puedan ser reparados (al menos de forma económica).

RESP: Con tal motivo se contrato a una empresa consultora quien hizo el análisis del Plan de Reposición de Largo Plazo, el cual se presenta en los anexo 31 y 36 del Plan. Dicho informe toma en cuenta lo planteado en su comentario.

15. CAPÍTULO 15: PLAN DE PLANTA GENERAL.

a) Adquisición de equipo de lavado de aisladores en caliente para líneas de transmisión.

Recomendación: Este tipo de inversiones debe ser sufragada dentro de los costos de O&M. Por lo anterior, se recomienda retirar del Plan.

RESP: Se retirarán del Plan, de acuerdo a su comentario.

b) Automatización e integración de las SE viejas de ETESA (Plan Piloto).

Recomendación: Debe presentarse un plan de reposición de largo plazo para todas las SE que solicita ETESA donde se elabora detalladamente las tareas y actividades propuestas, evaluando inclusive las ventajas que pudieran darse, utilizando por ejemplo los equipamientos retirados de una subestación (tal como en el caso de las protecciones) para repuestos de las otras, con lo cual se podría extender el plazo en que se realizaría el proyecto completo.

Resp: Para la presentación de un plan de reposición de largo plazo en la cual se detallen todas las tareas y actividades de las subestaciones incluidas en el proyecto de automatización, se requiere de más tiempo para determinar y justificar los equipos tanto de protección como de control a ser reemplazados. Además que este proyecto conlleva un conocimiento amplio de automatización de subestaciones, para poder describir detalladamente muchas de las actividades involucradas en el mismo. El cambio de protecciones de líneas de distancia a diferencial se debe al cumplimiento de una orden de la ASEP mediante la resolución citada anteriormente. Por este motivo se ha incluido como proyecto piloto solo la automatización de una de las subestaciones viejas de ETESA:

b) Adquisición de torres de emergencia.

Recomendación: Este es otro proyecto que debería sufragarse a través de los costos de O&M. Retirar del Plan.



de

RESP: Se retirarán del Plan, de acuerdo a su comentario.

b) Adquisición de equipos de monitoreo en línea de transformadores.

Recomendación: Debe justificarse mejor este proyecto, por el significativo impacto que puede tener desde el punto de la confiabilidad versus manejo de carga de transformadores de potencia. Debe presentarse un informe detallado y actualizado sobre cada uno de los transformadores sobre los que se desea instrumentar este sistema de monitoreo, que muestre la condición real de cada equipamiento y se presenten las ventajas comparativas (p.ej. prolongación de la vida útil, mejor manejo de la carga, etc.) que se alcanzarían implementando este proyecto.

RESP: Este proyecto fue presentado en el Plan de Expansión del año 2007, y el mismo fue aprobado por al ASEP..

e) Inversiones de tecnología de la información.

Recomendación: El proyecto presentado no cuenta con los componentes básicos y argumentaciones a favor, cronograma, ni valoración económica. Se debe revisar y enviar el proyecto completo.

RESP: Se incluire lo solicitado.

16. CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXION.

No hay comentarios de fondo.

17. CAPITULO 17: PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION ESTRATEGICO.

No hay comentarios de fondo.

18. CAPÍTULO 18: CONCLUSIONES.

No hay comentarios de fondo.

19. CAPÍTULO 19: RECOMENDACIONES.

No hay comentarios de fondo.

COMENTARIOS AL PLAN DE COMUNICACIONES:

Con relación al Plan de Comunicaciones presentado anteriormente, el mismo fue modificado y actualizado en el documento final a entregar a la ASEP. En esta actualización se toman en cuenta y se da respuesta a los comentarios presentados.

COMENTARIOS DE FORMA:

Con relación a los comentarios de forma presentado, los mismos han sido tomados en cuenta y se incluyen en el documento final a entregar a la ASEP.



COMENTARIOS DE HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE A LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN 2008

1. En la página 14 donde se habla de la proyección de demanda del sector comercial, hay un error en el último párrafo. Donde dice “e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PIBTOT(t)” debería decir “e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PRETOT(t)”.

RESP: se hará la corrección señalada en el documento.

2. En la variable Alumbrado Público, para próximos pronósticos debería introducirse variables como inventario de luminarias actuales, inventario de luminarias a reemplazar por otras más eficientes y expansión en infraestructura de iluminación en las diferentes regiones.

RESP: se tomará en cuenta su comentario en los próximos planes de expansión.

3. El precio del gas por gasoducto proyectado para el escenario moderado en USD\$7.05/MBTUD, iniciando el 2015 que incluye el suministro y transporte, parece bajo considerando los escenarios de precios de gas natural de Colombia. El precio del gas natural en Colombia para campos regulados se encuentra actualmente en USD\$5.01/MBTUD, para los campos libres la última subasta cerró en USD\$7.8/MBTUD. Tomando como base información de la EIA para el WTI, estimamos que el precio del gas puesto en Panamá en el año 2015, estaría alrededor de 8 dólares por MBTU para el escenario moderado y 9.1 dólares por MBTU para el escenario de precios altos.

RESP: coincidimos con su comentario, pero le recordamos que los precios de combustibles fueron fijados por la Comisión de Política Energética (COPE) en su documento de Criterios y Políticas para el Plan de Expansión, presentado en el capítulo 2 del Tomo I, Estudios Básicos.



de