

Panamá, 11 de septiembre de 2008
Nota No. DSAN-2647-08
Ref.46557

Ingeniero
ISAAC CASTILLO
Gerente General
ETESA
Ciudad

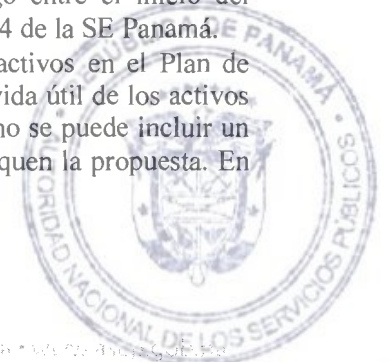
Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota ETE-DEOI-PLAN-105-2008, de 30 de junio de 2008, mediante la cual remite el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) correspondiente al 2009 y considerando que esta Autoridad ha emitido previamente los comentarios a los Estudios Básicos y al Plan Indicativo de Generación, mediante notas DSAN-0334-08 y DSAN-1562-08, de 31 de enero de 2008 y de 4 de junio de 2008 respectivamente, los cuales fueron a su vez respondidos por ETESA mediante notas, ETE-DEOI-PLAN-022-2008, de 20 de febrero de 2008 y ETE-DEOI-PLAN-081-2008, de 5 de junio de 2008, nos enfocaremos en los comentarios al Plan de Transmisión y los Comentarios de la Consulta Pública celebrada hasta el pasado 8 de agosto.

Con respecto a los comentarios al Plan de Transmisión, entregado a esta Autoridad mediante nota ETE-DEOI-PLAN-083-2008, de 9 de junio de 2008 y que posteriormente formaron parte del Plan de Expansión remitido el 30 de junio debemos indicarle que en términos generales el informe cumple en buena medida con los requerimientos del Reglamento de Transmisión (RT). Es necesario solicitar adecuaciones, algunas de fondo que se indicarán a continuación y otras de forma, las que serán señaladas en el documento adjunto a esta nota.

Entre los principales comentarios de fondo están los siguientes:

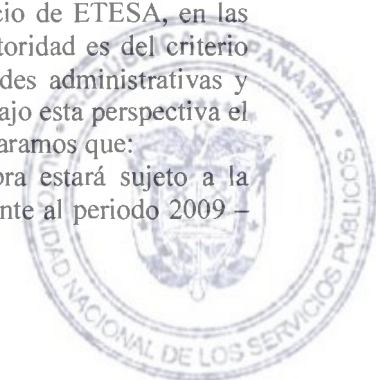
- El método de los escenarios, que es el utilizado en este informe, no pondera la incertidumbre de los distintos parámetros fundamentales a considerar en el problema de optimización de la planificación.
- Deben revisarse las fechas propuestas para la entrada de los proyectos, pues se aprecia que en varios casos dichas fechas no se sustentan adecuadamente. En este mismo sentido se observa que en ocasiones se establece un periodo demasiado largo entre el inicio del proyecto y la fecha de entrada en operación. Por ejemplo el caso del T4 de la SE Panamá.
- Deben tomarse algunas consideraciones a la hora de incluir o no activos en el Plan de Reposición de Corto Plazo que se enfocan en el cumplimiento de la vida útil de los activos y su adecuado mantenimiento. Si estas condiciones no se han dado, no se puede incluir un activo para reemplazo, independientemente de las razones que justifiquen la propuesta. En



de

este caso, dichas reposiciones están o podrían estar comprendidas en los costos de O&M que son considerados en los correspondientes estudios tarifarios.

- Con respecto al Plan de Reposición de Largo Plazo en virtud de lo analizado y expuesto se propone que para desarrollar un plan de reposición de largo plazo se lleve a cabo una evaluación detallada del estado de los componentes y a partir de allí definir un programa de reparaciones o reemplazos según corresponda. Mientras tanto se debe llevar a cabo un plan de reposición contemplando los componentes que efectivamente además de haber llegado al límite de su vida útil no sea posible su reparación.
- En el mismo sentido de lo anterior, existen algunos proyectos de inversión, por ejemplo la compra de máquina de lavado de aisladores y torres de emergencia que se ajustan más a costos de O&M. Se recomienda sacar estos proyectos del Plan, para evitar confusiones sobre la obligación de su ejecución y posterior reconocimiento como costos de inversión.
- Algunos proyectos deben ser mejor justificados, por ejemplo;
 - El Banco de Capacitares de 60 MVAR en Panamá II (2012), no se utiliza en los casos de operación normal ni contingencia, sería necesario, para justificar dicha obra, presentar el escenario con y sin dichos bancos y probar que realmente se justifica la inversión para dicho año, sino se debe retrasar esta inversión.
 - Para el caso del T4 de la S/E Panamá, los estudios realizados por ETESA sólo se limitan a nivel de balance de carga de la SE Panamá, lo cual no es suficiente, siendo que la misma puede ser apoyada significativamente por la SE Panamá II. Por otra parte, la obra se está justificando en parte como necesaria por la posible contingencia que ocurriera en el T3, donde el T1 y el T2 no podrían llevar la carga, sin embargo en los análisis de contingencia y estabilidad no aparece este escenario desarrollado.
 - Con respecto al T3 de la S/E Chorrera, se recomienda completar los estudios considerando además el apoyo que puede recibir de otras subestaciones como Las Guías, lo que permitiría redistribuir las cargas entre Subestaciones. Por lo mencionado, sería conveniente en este caso, incluir los circuitos de distribución en 34,5 kV que permiten la interconexión de las subestaciones objeto del análisis para decidir la fecha más apropiada de ejecución de la obra proyectada con una visión más completa del sistema. Los estudios de contingencias deberían ser más detallados.
- Respecto al Plan de Comunicación presentado, si bien se considera que es de interés, debe suministrarse más información, ya que el proyecto (tal como está presentado) está incompleto.
- Es importante hacer notar, aunque sea un comentario de forma, que las obras referentes a expansiones de Conexión, deben ser indicadas claramente, ya que en algunas partes del Plan tienden a confundirse con las obras del Sistema Principal de Transmisión (T3 de S/E Chorrera y Llano Sánchez). Inclusive el T3 de la Subestación Panamá II está incorrectamente ubicado en el Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión; el mismo debe formar parte del Plan de Conexión.
- Por último, con respecto a la propuesta de construcción del Edificio de ETESA, en las instalaciones de su propiedad en la Ave. Ricardo J. Alfaro, esta Autoridad es del criterio que dicha obra se justifica, desde el punto de vista de las necesidades administrativas y operativas de ETESA y por lo tanto está de acuerdo con dicha obra. Bajo esta perspectiva el Edificio sería aprobado dentro del Plan de Expansión. No obstante aclaramos que:
 - El monto a trasladar a la tarifa, correspondiente a esta obra estará sujeto a la revisión del Régimen Tarifario de Transmisión, correspondiente al periodo 2009 –



de

Panamá, 11 de septiembre de 2008
Nota No. DSAN-2647-08
Ref.46557

2013, el cual se está previendo modificar en el sentido de que la remuneración de los activos que formen parte de la Planta General, incluyendo eventualmente el Edificio, se calcule como un porcentaje específico.

- El porcentaje que se fije se calculará como una proporción entre el valor total de los Activos No Eléctricos y el valor total de los Activos Eléctricos.
- Este procedimiento se basa en que la principal función de ETESA es el transporte de energía, para lo cual posee los correspondientes activos eléctricos y la necesidad de otros elementos necesarios para su funcionamiento. Elementos éstos que constituyen inversiones que deben reconocerse por el justo valor de una inversión eficiente.
- Los Activos No Eléctricos están formados por los terrenos, vehículos, mobiliario y equipo, edificios, otras obras civiles, etc.

Comentarios de fondo adicionales, así como los comentarios de forma, pueden encontrarse adjuntos a esta nota. Igualmente se adjuntan, en documento separado, los Comentarios Específicos al Plan de Comunicaciones, que por su naturaleza fueron separados en otro documento y los comentarios de la Audiencia Pública, recibidos en esta Autoridad.

Atentamente,


VÍCTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



de

ANEXOS

- **Comentarios de Fondo**
- **Comentarios de Forma**
- **Comentarios del Plan de Comunicaciones**
- **Comentarios Recibidos en la Consulta Pública**



re

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: DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION.

No hay comentarios de fondo.

4. CAPÍTULO 4: CRITERIOS TECNICOS.

No hay comentarios de fondo.

5. CAPÍTULO 5: METODOLOGIA.

No hay comentarios de fondo.

6. CAPÍTULO 6: DIAGNOSTICO 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.
- 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.

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.



de

- Línea Panamá – Cáceres 115 kV y ampliación en SEs Panamá y Cáceres. Se postergó 6 meses.

Debe indicarse el por qué del atraso propuesto.

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 capacitores 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.

Comentarios respecto de los estudios de Estabilidad Transitoria.

- 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.

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.



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.

- 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.

- 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.

- 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.

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.

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.

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.

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.

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



Handwritten signature or initials.

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.

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.

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).

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.

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.

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.



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.

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.

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.



de

COMENTARIOS DE FORMA:

Como comentario general, debe indicarse que, aunque resulta claro de los cuadros del Plan de Inversiones, en algunos lugares del texto, al referirse a las adiciones del T3 de las S/E Chorrera y Llano Sánchez debe indicarse que las mismas pertenecen al Plan de Expansión de Conexión. Como ejemplo de esto se cita el Resumen Ejecutivo (ver años 2011 y 2012) y el capítulo 10, numeral 3 Adición de Transformadores, el T3 S/E Chorrera (el T3 de S/E Llano Sánchez no se ubicó en el Corto Plazo).

1. CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO.

En general se recomienda una revisión de su redacción dado que se observa indefiniciones, imprecisiones, errores de escritura, brindar algunos elementos adicionales a favor de las obras propuestas, conclusiones y recomendaciones, etc.

Comentarios y observaciones:

- Pág. 9 último párrafo: Dice, "Para la planeación se recomienda incluir criterios económicos que permitan evaluar la viabilidad financiera de los proyectos."

Comentario: Se debe mejorar la redacción dado que en el Plan de Expansión no se debe recomendar incluir criterios económicos, sino decir si se incluyeron o no los criterios.

- Pág. 12: Dice "El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado."

Comentario: Debe aclararse bajo que suposiciones se afirma que en los planes no existe déficit esperado. En un sistema real siempre existe déficit, por lo que debería redactarse correctamente el párrafo, diciendo por ejemplo que el déficit esperado se encuentra en valores muy bajos, compatibles con las inversiones en el sistema de transmisión.

- Pág. 14: Dice, "En la Tabla 1.1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2008 – 2022. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de las nuevas plantas de generación que entren al sistema."

Comentario: El término "independientes de las nuevas plantas de generación", no parece correcto. Los proyectos de la tabla incluyen, por ejemplo, los refuerzos de las líneas "Veladero – Llano Sánchez" y "Llano Sánchez - Chorrera – Panamá – Panamá II" en el año 2016. Estos refuerzos, de alguna forma, están relacionados con el flujo de potencia que llegaría a Veladero proveniente de las numerosas nuevas plantas de generación del oeste del país (Bonyic, Chan I, Gualaca, Lorena, Prudencia, Baitún, Bajo de Mina, Concepción, Paso Ancho, Mendre, Síndigo, etc.).

- Pág. 15, en la Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022.

Comentario: El transformador T3 SE Chorrera figura que entra en operación en el 2013, sin embargo en la pág. 11 figura en el 2012.



Revisar otros errores dado que no hay coincidencia en lo dicho en el texto del resumen con la tabla 1.1.

2. CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.

- Pág. 24: En Tabla 2.5 Planes de Generación.

Comentario: Para que el informe sea autosuficiente y para facilitar el análisis de los planes de expansión de la red de transmisión, se debe indicar para cada nuevo proyecto de generación, la barra del sistema actual de transmisión a la que se conectaría la línea que lo vincularía al mismo, de otro modo se hace bastante difícil ubicar la generación.

- Pág. 26: Dice en el subtítulo "2.1.4 PROPUESTA DE ETESA DEL 2008".

Comentario: Debería decir "2.1.4 PROPUESTA DE ETESA DEL PLAN DE EXPANSION 2008".

- Pág. 26: En el "Capítulo 2", la "Tabla 0-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2008", debiera tener el número 2.7.
- Pág. 26, en la tabla 0-7 (2-7) el transformador T3 de Chorrera debiera decir 2012 en lugar de 2013. El mismo comentario vale para la tabla de la pág. 15.

3. CAPÍTULO 3: DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION.

No hay comentarios.

4. CAPÍTULO 4: CRITERIOS TECNICOS.

No hay comentarios.

5. CAPÍTULO 5: METODOLOGIA.

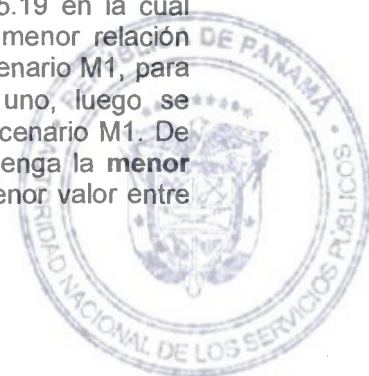
- En el "Capítulo 5: Metodología".

Comentario: Se debe indicar cómo se ha considerado la exportación-importación con Centroamérica.

- Pág. 41, tercer párrafo. Dice "Se han definido 5 escenarios.....en el plan de expansión de generación 2007"

Comentario: Debe decir, "Se han definido 3 escenarios.....en el plan de expansión de generación 2008".

- Pág. 48, segundo párrafo, se habla de horizonte de corto plazo 2008 – 2013, cuando el horizonte de corto plazo en este PESIN esta definido de 2008-2011.
- Pág. 62: Donde dice, "Como ejemplo, se presenta la Figura 5.19 en la cual aparecen "n" planes para dos escenarios. Para el plan 1 la menor relación $B/C > 1$ se da en el escenario M2; para el plan 2 se da en el escenario M1, para el plan 3 en ningún caso la relación B/C es mayor que uno, luego se descartaría, y para el plan "n" la menor relación se da en el escenario M1. De los planes viables, el plan que se seleccionará es aquel que tenga la menor relación $B/C > 1$, o sea, se seleccionará el plan que tenga el menor valor entre $B/C_1 - M_2$, $B/C_2 - M_1$ y $B/C_n - M_1$."



de

Comentario: Verificar si la palabra “menor” resaltada en negrita debe ser “mayor”.

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

Comentarios en Relación a los estudios de Operación Normal y Contingencias.

- En el “Capítulo 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO”.

Comentario: En el análisis de operación en contingencia desarrollado para los diferentes años considerados para el corto plazo, se deben explicar los criterios adoptados para la selección de las contingencias analizadas, por ejemplo considerar los vínculos cercanos a su límite superior de carga, que en principio podrían tener mayor riesgo de falla y afectar otros vínculos al efectuarse la redistribución de las potencias transmitidas.

De los seis casos de contingencias considerados; tres son en líneas de 230 kV y los otros tres en líneas de 115 kV y corresponden siempre a una línea de transmisión de doble circuito. Es conveniente considerar además alguna línea de circuito sencillo. También se debe analizar situaciones críticas de otros componentes, como por ejemplo la salida de servicio del transformador T3 de la subestación Panamá 230 kV entre las barras PAN230-PAN115. De hecho este último caso es muy importante dado que una de las obras que se propone en este PESIN es el refuerzo del transformador T4 de la SE Panamá.

- Pág. 67, al comienzo del primer párrafo se menciona Anexo N° 3, cuando en realidad debiera ser N° 4.
- Pág. 73 y otras.

Comentario: Parecen existir inconsistencias respecto de la fechas de entrada en servicio de algunas obras.

En algunos apartados se indica que las siguientes obras: línea Santa Rita – Panamá II 230 KV con sus ampliaciones respectivas en ambas subestaciones, la línea Guasquitas – Fortuna – Changuinola (adición segundo circuito y ampliaciones en subestaciones) y transformador T3 230/115 kV, 42/56/70 MVA en la Subestación Llano Sánchez, inician operación en el año 2011 y por lo tanto pertenecen al Plan de corto plazo (2008 - 2011)¹.

En contraposición, en el apartado 6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2011 (pág. 73), correspondiente al diagnostico del sistema de Transmisión de Corto Plazo, se considera que no hay adiciones en el sistema principal de transmisión respecto

¹ Esto se aprecia en los apartados 1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO (página 10) y 1.9 RECOMENDACIONES (pág. 13), así como en la tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022 (pág. 15), en la tabla correspondiente al plan de inversiones (pág. 16 y 18), en la tabla 2.7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2008 (pág. 26) y finalmente en el apartado 7.2 OBRAS APROBADAS EN PLANES ANTERIORES (pág. 82 a 85). En este último apartado se detalla que el inicio de la operación para todas las ampliaciones mencionadas se efectuará en julio de 2011.



del año anterior (2010), efectuando por lo tanto los cálculos respectivos sin tener en cuenta ninguna de estas ampliaciones².

De lo anterior, se hace necesario aclarar de manera consistente, en el documento cual es la fecha de entrada en operación de los referidos proyectos.

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

- Pág. 67, en adelante, no se encuentran los siguientes apartados-estudios:
 - Año 2009:
 - 6.2.4 Análisis de Estabilidad
 - 6.2.5 Análisis Modal
 - Año 2010:
 - 6.3.4 Análisis de Estabilidad
 - 6.3.5 Análisis Modal
 - Año 2011:
 - 6.4.4 Análisis de Estabilidad
 - 6.4.5 Análisis Modal
- Se observa una inconsistencia en la fecha de puesta en operación de la Doble Terna Santa Rita – Panamá II en 230 kV: En la pág. 13 **1”.9 Recomendaciones – Año 2011”** y en la **“Tabla 1.1”** pág. 15 del mismo informe, se considera que la doble terna Santa Rita – Panamá II en 230kV entra en operación en el Año 2011, sin embargo los análisis de estabilidad transitoria incluidos en el **Anexo 5** y los unifilares incluidos en el **Anexo 4** no la consideran en operación hasta el Año 2012.

Recomendación: Debe revisarse esta situación y de ser efectivamente la fecha de entrada en operación en el 2011 corregirse los unifilares en el Anexo 4: Análisis de Estado Estable y realizarse la simulaciones de falla trifásica y apertura de un circuito de la Santa Rita – Panamá II /230kV e incluirse las curvas de oscilación de tensiones, frecuencia y ángulos de carga correspondientes.

Nota: Se deduce de lo que se ha presentado que el proyecto efectivamente se incorpora en 2011, pero los estudios dinámicos se realizaron para 2012, para evitar confusión esto debe ser aclarado.

- Debe corregirse el **“Índice General”** del **Anexo 5: “Resultados de Estabilidad Transitoria”**. Para ello: Eliminar para los Años 2008, 2009 y 2010 el texto: **“6) Falla y Apertura de un circuito de Santa Rita – Panamá II”**.

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

- Pág. 78 en adelante: Los primeros dos subcapítulos tienen los siguientes títulos:

7.1 OBRAS EN CONSTRUCCIÓN. Hace referencia a proyectos de ampliaciones mayores que se encuentran actualmente en construcción y que fueron aprobados en planes de expansión anteriores.

² Los proyectos mencionados han sido incorporados en el apartado “8.1 análisis del año 2012” (pág. 86), conjuntamente con los transformadores T3 de Chorrera y T4 de Panamá, correspondientes al análisis de Largo Plazo, cuyo inicio de operación se ha previsto en estos casos para julio de 2012.



7.2 OBRAS APROBADAS EN PLANES ANTERIORES. Aparecen proyectos con fecha de inicio en el año 2007 y en enero del 2008, es decir obras que deberían estar en construcción

Comentario: Los títulos de estos subcapítulos resultan un poco confusos ya que las obras que aparecen en ambos tendrían las mismas características, obras en construcción aprobadas en planes anteriores. Por lo tanto no se entiende la necesidad de subdividir estas obras en dos subcapítulos diferentes. Se sugiere revisar esta redacción.

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

Comentarios generales

- Pág. 95: Dice, "Todos los análisis mencionados anteriormente se realizaron con intercambio neto de 0 MW entre Panamá y Centroamérica y también con intercambios de Panamá exportando hacia Centroamérica, de acuerdo a los resultados de exportación obtenidos de los análisis del SDDP para el bloque de punta (demanda máxima) del Plan Indicativo de Generación. Para los intercambios se consideraron los siguientes niveles de exportación:"

Recomendación: Este último párrafo del Capítulo 8, así como la tabla subsiguiente, está bajo el título "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD" correspondiente al "8.3.3 ESCENARIO REGMHTTLA8". Sin embargo, aparentemente este párrafo es válido para todos los escenarios, no solo para el REGMHTTLA8. Por lo tanto se considera que este párrafo y la tabla deberían incluirse al principio del capítulo, especificando una situación de contexto general para los estudios.

Comentarios respecto de los estudios de Operación Normal y Contingencias.

- Analizando las obras descritas en el apartado 8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2012, y comparando las mismas con el correspondiente unifilar presentado en el Anexo 4, puede observarse que la línea en 230 kV Guasquitas – Fortuna – Changuinola (adición segundo circuito y ampliaciones en subestaciones) y el transformador T3 230/115 kV, 42/56/70 MVA en la Subestación Llano Sánchez no se encuentran graficados, por lo que podría suponerse que no han sido tenidas en cuenta en los respectivos cálculos. De la línea mencionada se aprecia el tramo Fortuna – Changuinola en el unifilar del 2016 y el segundo circuito Fortuna – Changuinola recién en el 2021. En función de los datos representados en el Anexo 4 para el año 2012, tampoco se puede verificar si el banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II ha sido efectivamente incorporado.

Recomendación: Verificar que los unificares tengan graficadas las ampliaciones hayan sido consideradas.

- Al analizar el diagrama unifilar correspondiente al escenario moderado de demanda mínima de verano se observa la salida de servicio del circuito Panamá II – Llano Sánchez, lo que aparentemente sería un error, ya que en este escenario no está previsto considerar contingencias.

Recomendación: revisar en relación a los comentarios realizados.



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

- Pág. 96 el título hace referencia al “PLAN DE LARGO PLAZO” y de la lectura del capítulo también se hace a referencia al “PLAN DE CORTO PLAZO”, como son el proyecto P1 (Línea Guasquitas a Changuinola 230 kV – 1 circuito para el 2011) y el proyecto P2 (Santa Rita a Panamá II para el 2011). Estos últimos en la pág. 104.

Comentario: Se sugiere utilizar en el título de este capítulo “PLAN DE EXPANSION” ó “PLAN DE EXPANSION DE CORTO Y LARGO PLAZO”, dado que incluye ambos planes de obras de corto y largo plazo.

- Pág. 96 en el punto “Sensibilidad 5: Escenario de crecimiento de demanda bajo”. Los escenarios base son todos considerando el crecimiento de demanda media. En los escenarios que analizan sensibilidades, se analiza un escenario de crecimiento de demanda bajo. Sin embargo en el informe I “Estudios Básicos” se habla de escenario moderado u optimista o alto u optimista. Sería conveniente uniformar la terminología, de otro modo se presta a confusión y es difícil relacionar los dos Informes.

- Pág. 101. En la tabla 9.1 se muestran en rojo los proyectos con frecuencias de ocurrencia altas, en amarillo las medias y en verde las bajas. Los porcentajes correspondientes a las frecuencias que marcan la frontera entre baja, media y alta no coinciden con los propuestos en la pág. 47 del Capítulo 5 (menor de 35%, entre 35 y 65% y mayor de 65% respectivamente). Debería aclararse cuál es el criterio para adoptar los nuevos valores.

- Pág. 101, Tabla 9-1:

Comentario: Debe agregarse una columna que indique si en el caso de las líneas son simple o doble circuito de otro modo no es claro cuál alternativa se esta proponiendo o evaluando. Incluso las líneas consideradas en algún caso es doble circuito y los costos escritos corresponden a simple circuito. Por ello con esta columna adicional sugerida, se podrá controlar mejor si la línea es de simple o doble circuito.

Comentario: Se observa que el costo considerado para la línea Santa Rita Panamá II. En esta tabla figura con un valor de MUSD 11.2 sin embargo se trata de MUSD 20.6. en el Anexo 2: Proyectos Candidatos.

- En el Anexo 2: Proyectos Candidatos:

Comentario: las páginas no se encuentran numeradas ni las tablas identificadas y tienen columnas repetidas en distintas unidades. Además se observan errores en los montos de distintas tipos de líneas, por ejemplo, el costo de una línea de 115 kV (Santa Rita a Panamá 2) cuesta lo mismo que una de 230 kV.

- Pág. 103, al final de la pág. dice “Llano Sánchez-Chorrera a 230 kV 3 circuitos”, debería decir “Llano Sánchez-Chorrera a 230 kV 4 circuitos”.

- Pág. 104, al final de página donde se enumeran los Refuerzos del SIN, en los casos de:



Comentario: El proyecto P2 figura con un costo de MUSD 27,81 y en la Tabla 9-1 de la pág. 101 con MUSD11,2 y en el Anexo 2 con MUSD 20,6. Revisar y aclarar esta diversidad de datos.

- Pág. 105, los proyectos P5 y P6:

Comentario: No tienen especificado la fecha de entrada en operación (al menos el año) y los costos de los mismos difieren de los considerados en el Anexo 2: Proyectos Candidatos.

- Pág. 105, en el subcapítulo "9.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE BENEFICIOS".

Comentario: Los cálculos se realizan hasta el 2017, sin embargo el Plan de Expansión corresponde al periodo 2008-2022.

- Pág. 107, segundo párrafo:

Comentario: Donde dice "...para las sensibilidades 2 a 6..." debería decir "...para las sensibilidades 2 a 5..."

- Pág. 112, en relación con el proyecto P5 del cuarto transformador (T4) de la SE Panamá.

Comentario: Corregir donde dice "T3" debe decir "T4".

- Pág. 117, en relación con las Conclusiones de la Evaluación Técnica-Económica.

Comentario: En el primer punto se dice "...no presenta déficit de energía..... Se supone que se refiere a la situación con las obras propuestas. Por otra parte no se puede afirmar que no se presenta déficit de energía, tal vez se quiere decir que los mismos serán mínimos, eliminarlos totalmente teóricamente es imposible. Se recomienda adecuar el texto.

- Pág. 121 y 127:

Comentario: No está descrito el significado de los asteriscos (*) utilizados en la tabla titulada "CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE ETESA". Por ejemplo: T2*, FAO* y BT**. Además, esta tabla no está numerada y existe otra tabla en la página 127 que tiene el mismo título (debe tenerse en cuenta que la primera tabla que aparece en el Capítulo 9 sí está numerada: Tabla 9-1 y por lo tanto se debe numerar todas las tablas). Las mismas consideraciones valen para la tabla similar de la página 127.

- Págs. 122, 128, en el gráfico, el eje de ordenadas se expresa en MW sin embargo que la potencia de los transformadores esta expresada en MVA (120 MVA).

- Pág. 124: Se observan los siguientes costos de transformadores y equipamiento asociado:

- Costo de un transformador de 60 MVA: 5.43 millones de B/.
- Por otro lado en la Pág. 105 figuran los siguientes costos de inversión de transformadores:



Handwritten signature or initials.

- Costo de un transformador de 150 MVA: 5.63 millones de B/.
- Costo de un transformador de 350 MVA: 6.94 millones de B/.

Comentario: Si bien estos costos no solo incluyen el costo del transformador sino también equipamiento asociado y demás erogaciones para la puesta en servicio, resulta llamativo que teniendo los transformadores potencias tan dispares, la diferencia de costos no sea muy significativa.

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

Otros comentarios:

- Pag. 134-135:

La línea Llano Sánchez – Panamá II de doble circuito tiene la misma capacidad - 225 MVA (normal) y 450 MVA (contingencia) - que la línea Veladero – Llano Sánchez de circuito sencillo, siendo que son de igual tensión y tienen el mismo conductor. En tanto, las líneas de 230 KV Guasquitas – Veladero (pag. 138) y Guasquitas – Fortuna (pág. 139) y otras líneas propuestas en el Capítulo 10, son de circuito sencillo y también tienen la misma capacidad.

Comentario: Lo anterior ocurre porque la capacidad es por conductor, no obstante lo anterior, lo que resulta llamativo es que el cable subterráneo (pág. 135) tenga exactamente la misma capacidad que las líneas mencionadas (aéreas).

- Pág. 136:

Comentario: En la subestación Panamá II se propone instalar un tercer transformador 230/115 KV, 105/140/175 MVA, siendo que en otras partes del informe (por ej. en la pág. 105) se dice que este transformador tendría una potencia de 150 MVA.

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.

Comentarios:

- En versiones anteriores de PESIN se incluían los listados de eventos en el sistema de transmisión, de modo que era posible verificar los valores de los parámetros utilizados en los estudios. Ahora solamente se incluyen tablas con los valores medios anuales, de modo que no se pueden verificar los parámetros.
- No es clara la determinación de los factores para ponderar los distintos estados de carga (pág. 153-154). Si el 21% del tiempo es máxima de verano y el 35% es mínima de verano, no puede ser 67% del tiempo invierno.
- Los valores promedio resultantes de las Tablas 11-1 y 11-2 se presentan intercambiados en la tabla 11-3.



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

Los comentarios referentes al Plan de Expansión de Comunicaciones se pueden encontrar en el documento que contiene los comentarios de fondo.

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

No hay comentarios de forma.

14. CAPÍTULO 14 PLAN DE REPOSICION DE LARGO PLAZO.

No hay comentarios de forma.

15. CAPÍTULO 15: PLAN DE PLANTA GENERAL.

d) Gerencia de Tecnología. Habilitación de Data Center en nuevo local de ETESA.

Los costos contenidos en la pág. 43 no se han podido evaluar dado que está totalmente en negro la tabla correspondiente.

16. CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXION.

No hay comentarios de forma.

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

No hay comentarios de forma.

18. CAPÍTULO 18: CONCLUSIONES.

No hay comentarios de forma.

19. CAPÍTULO 19: RECOMENDACIONES.

No hay comentarios de forma.



Handwritten signature or initials.

COMENTARIOS ESPECÍFICOS AL PLAN DE REPOSICIÓN DE COMUNICACIONES

- Ciertos argumentos sobre la discontinuidad de los equipos instalados en la actualidad podrían no ser del todo válidos. Esto se basa en que equipamientos disponibles en la actualidad de la misma marca comercial propuesta, pueden reemplazar a las repetidoras defectuosas y operar en conjunto con las restantes instaladas.
- El mismo comentario puede aplicarse a los radios portátiles o móviles en uso actualmente. Si bien los modelos utilizados han sido discontinuados y no cuentan con soporte para su reparación, estos podrían ser reemplazados por unidades nuevas que operan en VHF y se espera sean compatibles con el sistema actual.
- De manera similar debe considerarse que la transmisión de tipo "digital" a la cual se hace referencia, también es posible de realizar en VHF. Como ejemplo de esto puede citarse que los mismos equipos previstos en el plan de reemplazo pueden adquirirse para operar en esta banda de frecuencia y brindan el mismo tipo de servicio.
- No es posible formar una idea final de la integración entre los sistemas convencional y troncal, y no está claramente expresado si los nuevos equipos en UHF (repetidoras a instalar Motorola MTR-2000) estarán integradas o brindarán algún servicio de comunicación para el sistema SmartZone utilizado por ETESA.
- Sería posible entender que ambos sistemas están incluidos en el plan de migración, asumiendo que tanto el sistema convencional y troncal se basa en repetidoras MSF-5000 que operan en VHF.
- Entre los objetivos generales y específicos del Anexo 10 se hace referencia solo a la migración en el sistema convencional, sin mencionar la expansión del sistema SmartZone, señalada mas adelante en el mismo Anexo. Por otra parte la justificación técnica hace referencia a un mejor aprovechamiento de los recursos del sistema troncal, mientras que solo se lista los sitios de instalación de 8 repetidoras MTR-2000 para dar soporte a los canales 2 y 4 de operación y mantenimiento utilizados por el CND. Es de notar que este tipo de repetidores operan en forma analógicas, aunque pueden brindar servicios o ser integradas a sistemas trunking SmartNet o SmartZone.
- Se expone además un detalle por cada sitio, de los equipos que incluye el proyecto de migración como así también la adquisición de radios. Si bien se menciona que esto está en relación a lo presentado anteriormente, debe observarse que no se incluyen las 8 repetidoras antes listadas y puede notarse que los sitios de instalación contienen las localizaciones previstas para éstas ocho.
- De lo anterior se deduce que en el detalle mencionado solo se listan los equipamientos existentes y a adquirir para la expansión del sistema trunking SmartZone. No obstante si el proyecto de migración de VHF a UHF contempla a este sistema como sugeriría el documento analizado, no es claro como los equipos existentes (repetidoras Motorola QUANTAR) se integrarán a las nuevas repetidores a adquirir del mismo modelo y marca pero que operan en la banda de UHF.
- Se asume que el actual sistema troncal opera en UHF, mientras que el convencional lo hace en VHF siendo que éste es el único abarcado en el proyecto para la migración de frecuencia, debería justificarse mejor dicha intención de migración. Esto último de acuerdo con la hipótesis de que el sistema troncal actual será expandido.



independientemente de la migración del sistema convencional, y que ambos sistemas de vital importancia seguirán siendo utilizados en conjunto pero no integrados en una misma red de comunicación.

- Puede observarse que continuar la operación del sistema convencional en la banda de VHF, permitiría realizar un cambio gradual de las repetidoras MSF-5000 por nuevos equipos con un soporte técnico adecuado. Esta modernización puede ser realizada manteniendo en todo momento la compatibilidad entre los nuevos equipamientos y los existentes, considerando tanto equipos repetidores como radios portátiles y móviles.
- Adicionalmente, como se menciona en el documento y de interés cuando gran cantidad de los usuarios de los servicios de comunicación convencional y troncal son los mismos, operar a ambos en la misma banda de frecuencia (UHF) permitiría que con un único equipo móvil o portátil se acceda a ambos sistemas. Este punto es el más relevante en cuanto a la integración pretendida y se considera debería reforzarse en la justificación del proyecto, indicando funcionalidad y ventajas alcanzables. No obstante, debe considerarse que dejando de lado el confort de los usuarios, contar con dos sistemas totalmente independientes y que operan en bandas de frecuencia diferentes proporciona redundancia al esquema mejorando la seguridad en la comunicación.
- Por último y en relación a la justificación económica presentada en el documento, es claro que la adquisición de equipos y sistemas es más conveniente que utilizar un sistema rentado. Esto se ve mejor justificado al plantear que no existe en el país una empresa con la cobertura y capacidad de brindar el servicio pretendido.
- Debe además observarse que los valores incluidos en las tablas de detalle solo consideran la expansión del sistema SmartZone y no la adquisición e instalación de las repetidoras MTR-2000 para la migración del sistema convencional. Asumiendo que la justificación económica contempla la expansión del sistema troncal este debería ser incluido entre los objetivos generales y específicos, como así también considerarse en la justificación técnica.
- Finalmente y en cuanto a cuestiones de forma, si bien se menciona dentro de la justificación técnica una ejecución de las obras "a realizar" en tres etapas, debe observarse que se presenta como fecha de inicio el año 2006. Por otra parte en el cronograma o plan de trabajo incluido en el documento se mencionan cinco etapas de ejecución con desembolsos a partir del año 2005 hasta el 2009 inclusive.



de

**Comentarios Propuesta del Plan de Expansión del SIN 2008
HidroEcológica del Teribe - HET**

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)*".
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.
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.



de