



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-136-2007
29 de junio de 2007

Doctor
Victor C. Urrutia G.
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
E. S. D.

Estimado doctor Urrutia:

Hacemos referencia su Nota No. DSAN-2128-07, con fecha de 22 de junio de 2007, mediante la cual nos envió sus comentarios al Plan de Expansión de Transmisión correspondiente al año 2007. Adjuntamos a la presente, nuestra respuesta a sus comentarios.

Atentamente,

ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

Adjunto : Lo indicado

RESPUESTA A COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS AL PLAN DE TRANSMISIÓN

1. CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO.

Comentario General:

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

RESP: Se revisará y se harán las correcciones pertinentes en el documento final.

Comentarios Específicos:

- [Forma]: Pag. 11, primer párrafo, donde dice “.plan de expansión 2006 0 2015...”, debe corregirse por “.plan de expansión 2007 0 2016...”. En general se observan otros pequeños errores de escritura para lo cual conviene realizar una detenida lectura del documento.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Fondo]: En el cuadro de la pág. 12 y respecto del “Plan de Transmisión de Largo Plazo”, se incluye en este ítem el Banco de Capacitores Panamá II 115 kV 60 MVAR. Dado que su fecha de entrada en operación es en el 2010 debería figurar dentro del Plan de Corto Plazo, ya que este último incluye el 2010.

RESP: Esto se corregirá en el informe final y se incluirá como parte del Plan de Corto Plazo.

2. CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.

Se recomiendan las siguientes mejoras:

- [Forma]: Pág. 18, Tabla 2.3, las potencias de la centrales hidroeléctricas deben ser coincidentes en todos los lugares donde se presentan. Por ejemplo en la C. F. Mendre y Pana Power debería incluirse el primer decimal como es el caso de la Tabla 2.5 de la pág. 19.

RESP: Esto se corregirá en le informe final.

- [Fondo]: Se reiteran los comentarios anteriormente realizados al Plan Indicativo de Generación.
 - Se recomienda fuertemente que se suponga que un porcentaje importante de la generación hidroeléctrica ubicada en el occidente del país se demore en el tiempo, de tal manera de determinar el impacto sobre el plan de expansión de largo plazo.

RESP: El Plan de Expansión de Transmisión se realizó para cada uno de los escenarios obtenidos del Plan Indicativo de Generación y las fechas de los proyectos hidroeléctricos, ubicados la mayor parte de ellos en el occidente de país, fue la fecha acordada con la ASEP en la reunión sostenida el día 1 de febrero de 2007, tal como lo indicamos en nuestra respuesta

a las observaciones del Plan Indicativo de Generación. Se incluirá en el documento final un análisis de sensibilidad considerando el atraso en la fecha de entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos.

- [Forma]: En el Anexo 2 del Informe, (Proyectos Candidatos), se observan posible errores, por ejemplo: No se detalla la sección de los conductores de las líneas, algunos costos unitarios de líneas no coinciden con los informados en el Informe 1 “Estudios Básicos”, pág. 77. Algunas líneas aparecen con costos unitarios de MUSD/km de 30.3, muy bajos. Se recomienda revisar nuevamente esta tabla. En la pág. siguiente aparece un costo de MUSD/km 1571.8 para la línea candidata Panamá – Cáceres, que parece muy alto aun siendo subterránea.

RESP: Se incluirá en este anexo la sección de los conductores utilizados para las líneas de transmisión. Con respecto a que los costos unitarios no coinciden con los del informe de “Estudios Básicos”, esto se verificó y los costos unitarios que se presentan en el Anexo 5 de este informe son los mismos que los de “Estudios Básicos”. Las líneas de transmisión con costos de 30.3 MUSD/km corresponden a la instalación solamente de conductor y herrajes del segundo circuito en las torres, las cuales fueron construidas para doble circuito, por lo que tiene un bajo costo de inversión. Con relación al costo de 1,571.8 MUSD/km de la línea Panamá – Cáceres, este es el costo estimado por ETESA para una línea de doble circuito subterránea.

- [Forma]: Pág. 21, último párrafo donde dice Anexo 11, debería decir Anexo 12.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 21, último párrafo se menciona que en el Anexo 12 se incluye la descripción del modelo SUPER, pero en realidad no está incluido. Sobre este punto, se puede superar redireccionando la referencia al Anexo correspondiente al Plan Indicativo de Generación.

RESP: En el Anexo 12 del Plan Indicativo de Generación se incluyó la descripción completa del modelo SUPER. Esto se corregirá y se incluirá en el documento final.

3. CAPÍTULO 3: DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION.

No se realizan observaciones.

4. CAPÍTULO 4: CRITERIOS TECNICOS.

No se realizan observaciones.

5. CAPÍTULO 5: METODOLOGIA.

Comentario General:

La base metodológica utilizada se considera adecuada sin embargo se recomienda mejorarla considerando distintas posibilidades o nivel de certidumbre para los diferentes escenarios utilizados.

RESP: Su comentario será tomado en cuenta para los próximos planes de expansión.

Comentarios Específicos:

- [Fondo]: En la fig. 5.4, pág. 38, "Identificación de Planes", en el cuadro de "modelo de Expansión de Largo Plazo" se habla de minimización de costos de inversión y racionamiento. En realidad se minimiza la suma de los tres costos involucrados: inversión, racionamiento y operación. Se recomienda mejorar o aclarar la redacción.

RESP: Esto se corregirá y se aclarará en el documento final.

- [Forma]: En la fig. 5.4, pág. 38, donde dice Red del Año 2004 debería decir del 2006.

RESP: Esto se corregirá en el documento final.

- [Forma]: Pág. 38, último párrafo se menciona el Anexo "Herramientas de cálculo" donde supuestamente se describe el modelo de expansión de largo plazo, pero revisando el anexo correspondiente no se encontró. Sería conveniente contar con mayores detalles del mismo dado que solo se cuenta con una idea general del mismo.

RESP: La descripción del modelo de expansión de largo plazo se incluirá en este anexo en el documento final.

- [Fondo]: El único parámetro en que se considera su comportamiento probabilístico es la hidraulicidad del sistema. Sería muy importante considerar también la incertidumbre de la demanda y la fecha de entrada en servicio de los aprovechamientos hidroeléctricos. Principalmente esta última se la considera de altísima incertidumbre. Ver informe 2007 GTPIR-CEAC.

RESP: Se incluirá en el documento final un análisis de sensibilidad considerando el atraso en la fecha de entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos.

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

- [Forma]: Pág. 51, 54 y demás, Tabla 6.1, 6.2 y demás debe agregarse las unidades de demanda.

RESP: Esto se corregirá en el documento final.

- [Forma]: Pág. 60, sección 6.4.1 la primera oración del primer debería decir 2010 en lugar de 2009, para el primero de los dos 2009 del párrafo.

RESP: Esto se corregirá en el documento final.

- [Forma]: En Relación a los estudios de Análisis de Estabilidad Transitoria, específicamente, en las curvas que muestran la evolución temporal de las tensiones y frecuencias se observa la presencia de oscilaciones no amortiguadas de baja amplitud y frecuencia, las cuales pueden ser atribuidas a los modelos empleados para la representación de los reguladores de velocidad y tensión de las nuevas unidades generadoras nuevas, incorporadas en cada alternativa. Se recomienda incluirlos en el informe, especificando, las características del modelo y los parámetros empleados.

RESP: En el Anexo 11 del Plan Indicativo de Generación se incluyeron, para todos los generadores modelados en el sistema, los parámetros utilizados para el modelo de generado, así como de los sistemas de excitación, gobernadores y estabilizadores, al igual que el diagrama de bloque utilizado para cada uno de ellos, de acuerdo a los modelos que tiene el PSS/E. Esto se incluirá en el documento final de este informe.

- [Forma]: Se observa que en el informe falta información acerca de la fuente de los datos en general y en particular, desde el punto de vista de la Estabilidad Transitoria, falta el detalle de los modelos dinámicos empleados y sus parámetros. Se recomienda incluir en el informe esta información, lo mas detallada posible.

RESP: Ver respuesta anterior. Para los generadores existentes se utilizan los parámetros proporcionados por los agentes. Para los generadores futuros, se utilizan parámetros estándar, de acuerdo al tamaño y tipo de unidad. En el documento final se incluirá un Anexo con toda esta información, además de que se explicará en el documento.

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

- [Forma]: Pag. 66, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la Ampliación línea Fortuna – Changuinola Frontera 230 y SE Changuinola, si bien se plantea como parte del Plan de Expansión de Corto Plazo, en realidad es una obra en construcción ya aprobada previamente por la ASEP y que sufrió algunos cambios en años recientes.

RESP: Se incluirá una sección en este capítulo para obras en construcción, donde se incluirá este proyecto.

- [Forma]: Pag. 67, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la Ampliación de la línea Panamá – Cáceres 115 kV y ampliaciones de las SE's Panamá y Cáceres. Si bien se plantea como parte del Plan de Expansión de Corto Plazo, en realidad es una obra ya aprobada y en construcción.

RESP: Se incluirá una sección en este capítulo para obras en construcción, donde se incluirá este proyecto.

- [Forma]: Pag. 70, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la Ampliación de SE Caldera propuesta por ETESA para entrar en servicio en julio del 2008. El argumento principal para instalar esta SE esta dado por una serie de aprovechamientos hidroeléctricos de pequeño tamaño ubicados en un radio de 12 kms de la SE Caldera. Los primeros de los aprovechamientos mencionados esta previsto por ETESA su entrada en servicio para comienzos del año 2009. Al respecto se hacen los siguientes comentarios:

- Se ha cambiado la potencia de del autotransformador reduciéndolo de 70 a 50 MVA o 60 MVA.
- En el primer párrafo de la pág. 69 dice 60 MVA en la tabla con el detalle de los proyectos dice 50 MVA. Corregir.

RESP: En el Plan de Expansión del año 2006 la fecha propuesta para esta subestación era de enero de 2009. La fecha se ha actualizado, de acuerdo al último cronograma para la misma, la nueva fecha de entrada en operación es de agosto de 2009. Con respecto a la capacidad del transformador de 115/34.5 KV de esta subestación, el mismo es de 50 MVA. Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pag. 70, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la construcción de la SE Concepción 230/34.5 kV y una línea en 230 kV de 10 kms propuesta por ETESA para entrar en servicio en octubre del 2009. Esta nueva obra está motivada por la futura construcción en la zona de un conjunto muy grande de pequeños aprovechamiento hidroeléctricos, respecto de este proyecto se realizan los siguientes comentarios:
 - ETESA ha fijado que la nueva fecha de entrada en servicio es octubre del 2009 y en el PESIN 2006 fue enero del 2009, o sea una postergación de 9 meses.
 - Las evaluaciones económicas de este proyecto ya fueron discutidas y observadas oportunamente durante el desarrollo del PESIN 2006.

RESP: La nueva fecha establecida para este proyecto corresponde con el nuevo cronograma de ejecución de este proyecto.

- [Forma]: Pag. 73, punto 7.1, Ampliaciones mayores. Respecto de la construcción Banco de Capacitores SE Panamá II, se puede comentar que estaba prevista en el PESIN 2006 como un banco de 120 MVAR y que ahora se ha reducido a una primera etapa de 60 MVAR para el 2010. Ahora la entrada en servicio de la Central a Carbón de Bahía de las Minas redujo ese requerimiento. Incluso se considera que ese requerimiento podría reducirse más si no se concretan las centrales hidroeléctricas previstas por ETESA en los primeros años del plan de expansión de transmisión. Como esto depende de la concreción de las centrales hidroeléctricas en el occidente del país entre ellas Chan I, se debería demorar esta obra para no decidir una obra de transmisión por causas de centrales hidroeléctricas que aun no comenzaron a concretarse.

RESP: La fecha establecida para este proyecto es en función de los requerimientos del sistema para soporte de reactivo para así mantener el nivel de tensión dentro de los límites establecidos en el Reglamento de Transmisión y a la vez que el factor de potencia de los generadores se encuentre dentro de los límites de su curva de capacidad. Con respecto a la fecha de entrada en operación del proyecto Chan75, AES Changuinola nos ha informado mediante su nota AES-CHAN-48-07, con fecha de 27 de junio de 2007, que en el mes de julio darán la Orden de Proceder Definitiva al contratista para iniciar la construcción, el cual tomará 43 meses, por lo que el proyecto entrará en operación en enero del 2011. El Banco de Capacitores de 60 MVAR de la Subestación Panamá II está programado para entrar en operación en julio de 2010, por lo que el mismo se podrá revisar en el próximo Plan de Expansión y verificar si se amerita retrasar la fecha de entrada en operación del mismo algunos meses.

- [Fondo]: Ligado a este punto, ETESA debe señalar en el Plan de Expansión de Transmisión el tratamiento que se le dará y cómo quedará finalmente dispuesta la

compensación reactiva que Panamá debería aportar como parte de los Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC y que se encuentra detallada en el Estudio de los Refuerzos Nacionales realizados por los consultores del referido proyecto.

RESP: Los estudios de compensación reactiva del Sistema Eléctrico Regional incluyendo la línea SIEPAC fueron actualizados en el año 2006. Los estudios dieron como resultado para Panamá los siguientes requerimientos de compensación reactiva:

- a. Un compensador estático (SVC) de 68 MVAR en la subestación Panamá II 115 KV.
- b. Un banco de capacitores de 60 MVAR en la subestación Panamá II 115 KV.
- c. La operación de los generadores de la central Bayano como condensadores síncronos.

Estos requerimientos de compensación reactiva serían necesarios para soportar importaciones hacia el sistema panameño de 300 MW manteniendo la estabilidad de voltaje ante contingencias en el sistema.

Con respecto a estas recomendaciones del estudio, tanto la Empresa Propietaria de la Red (EPR) como el Enté Operador Regional (EOR) concluyeron que no existe una indicación previsible de mercado que ese nivel de importación de 300 MW se presente con la entrada en operación de la línea SIEPAC o antes de la entrada en operación de la interconexión con Colombia. Señalando igualmente que la interconexión de América Central y Colombia establecerá para el sistema eléctrico panameño un balance de potencia reactiva distinto al que ha resultado de los estudios de compensación reactiva realizados.

Por lo tanto se acordó a nivel regional diferir las inversiones de la compensación reactiva en Panamá hasta que se realicen los estudios en el tiempo considerando los planes de expansión de la transmisión del sistema eléctrico de Panamá y la interconexión eléctrica con Colombia.

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

- [Fondo]: Los estudios no incluyen los años 2011 y 2012 a pesar que en los mismos se incorporan las centrales hidroeléctricas Bonyic y Gualaca (2011) y en el 2012 se incorpora la central térmica Pana Power. Se sugiere completar los estudios para estos años, dado que son los dos primeros del plan de largo plazo.

RESP: Se tomó la decisión de no hacer los estudios eléctricos para todos los años del horizonte de análisis ya que esto tomaría mucho tiempo. Se hicieron los análisis para todos los años del horizonte de corto plazo, 2007 al 2010, donde se demostró que solamente era necesario la adición de compensación reactiva en el último año (2010), producto de la entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola 75 con 223 MW de capacidad instalada. No se hicieron los estudios eléctricos para los años 2011 y 2012, aunque entraran en operación los proyectos Bonyic y Gualaca, los cuales son relativamente pequeños y no deben tener una incidencia significativa en el sistema de transmisión, pero si se hicieron para el año 2013 donde además entraba en operación la central hidroeléctrica Bajo de Mina, con capacidad instalada de 52.4 MW. En resumen, para el año 2013 se consideraban los proyectos Bonyic (30 MW), Gualaca (27.6 MW),

PanaPower (85 MW) y Bajo de Mina (52.4 MW), determinándose así los refuerzos necesarios para el año 2013, con la entrada en operación de los proyectos mencionados.

- [Forma]: Pág. 75 punto 8.1.1, debería decir “Gualaca” en lugar de “Guanaca”. Además debería especificarse la potencia de las centrales al menos con un decimal como en otras partes del informe.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 77, en la sección “Estabilidad Transitoria”, al final de párrafo debería decir Anexo 5 en lugar de Anexo 6.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 84, punto 8.2.1, debería decir 2016 en lugar de 2013 y revisar todo el párrafo dado que los bancos de capacitores para este año se refieren a Llano de Sánchez y no a Panamá II.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 86, punto 8.2.2, debería decir 2016 en lugar de 2013 y revisar todo el párrafo dado que los bancos de capacitores para este año se refieren a Llano de Sánchez y no a Panamá II.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 88, punto 8.2.3, debería decir Llano de Sánchez y no Panamá II.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 90, punto 8.2.4, debería decir Llano de Sánchez y no Panamá II.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Fondo]: Con respecto de los estudios de los estudios de Estabilidad Transitoria, valen las consideraciones realizadas en relación con el plan de expansión de corto plazo.

RESP: Ver nuestra respuesta en las observaciones de Estabilidad Transitoria de Corto Plazo.

9. CAPÍTULO 9: EVALUACION FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN DE LARGO PLAZO.

- [Forma]: Pág. 98, en lugar de “Restricciones Físicas” se sugiere reemplazar por “Proyectos Candidatos”.

RESP: Se corregirá en el informe final.

- [Fondo]: Pág. 99, Tabla 9-1, la línea CHA75-230 y GUA-230 se muestra con un costo de MUSD 5,70 y en la pág. 102 al final en el proyecto P2, se habla de MUSD 8.38. Aclarar la diferencia.

RESP: Este error se corregirá en el documento final, el costo estimado utilizado en los análisis es de B/. 6,334,000.

- [Fondo]: Pág. 101, último párrafo se plantea como necesario por razones de confiabilidad un autotransformador de 230/115 kV de 350 MVA en la SE Panamá, donde actualmente se dispone de dos autoftransformadores de 175 MVA y uno de 350 MVA. Al pie de página en la llamada (9), se afirma que.....“ en las condiciones actuales, el diseño, contratación y montaje de un repuesto para este autotransformador no se lograría en menos de 3 años”. Se observa que el tiempo de años es muy largo de acuerdo a las características básicas del autotransformador en cuestión. Por ejemplo se recuerda un caso reciente de Argentina para un autotransformador de 500/132 kV de 800 MVA el plazo comprometido de entrega es de 9 meses aproximadamente. En el caso del autotransformador de referencia de menor nivel de tensión y potencia se estima podría ser construido en 6-8 meses. En Brasil hay varias firmas que podrían hacerlo: AREVA, ABB, TOSHIBA, WEG.
- Aclarar de donde surgen los 3 años supuestos como necesarios.
 - Porque el análisis se realiza a partir del 2008 si el autotransformador no podría estar para esa oportunidad en función de los 3 años argumentados por ETESA. Sería más conveniente realizar la evaluación económica a partir de un año donde efectivamente pueda hacerse la comparación con plan respecto de la situación sin plan. Cabe acotar que tomar los 3 años a partir del 2008 el beneficio calculado es mayor dado que son los que presentan mayores costos de operación decreciendo sustancialmente a partir de entonces.
 - Porque no se ha recomendado como una obra a ejecutar en el capítulo 19.
 - Que fecha tendría la entrada en operación.
 - Se solicita aclarar la serie de dudas planteadas.

RESP: 1) Puede ser cierto que en Argentina la adquisición e instalación de un transformador sea de solamente de 6 a 8 meses, pero en ETESA es un proceso completamente distinto. Siendo ETESA una empresa estatal, todas las compras que realiza ETESA se deben hacer de acuerdo a la Ley 22 de Contrataciones Públicas, del 27 de junio de 2006 y toda compra debe ser publicada en la página web Panamá Compra. Para cumplir con todo este proceso, se debe primero confeccionar los planos y las especificaciones técnicas, confeccionar un pliego de cargos, realizar un acto público de libre concurrencia, evaluar las propuestas recibidas, firma del contrato y finalmente el **Refrendo por el Contralor General de la Republica del contrato**, cumplido todo este trámite se da la Orden de Proceder. Todo este proceso puede tomar entre un año y año y medio, después de dar la Orden de Proceder empezaría la ejecución del proyecto. A manera de ejemplo, la compra reciente de un transformador en la Subestación Changuinola, con capacidad de 230/34.5 KV, 30/40/50 MVA, en construcción actualmente, el tiempo de fabricación y entrega en sitio por el contratista es de poco más de un (1) año. Consideramos que un tiempo de 3 años (2008, 2009 y 2010) para la ejecución de este proyecto, considerando todo el proceso de contratación, es razonable. También hay que tomar en cuenta las limitaciones físicas de espacio que existen en la Subestación Panamá, por lo que este proyecto es complejo. Por lo antes expuesto, se ha estimado como fecha probable de entrada en operación de este proyecto en enero de 2011.

2) Se incluirá en el análisis también la evaluación Beneficio/Costo del proyecto con y sin el mismo a partir del 2011.

3) Se incluirá en el capítulo 19, ya que por error este proyecto no fue incluido.

- [Forma]: Pág. 102, tercer párrafo debería decir 2009 en lugar de 2008.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 102, respecto del proyecto P3, no se incluye las fechas propuestas para la reconfiguración de los circuitos.

RESP: Esto se corregirá en el informe final. La fecha propuesta es de 2014.

- [Fondo]: Los proyectos P2 y P3 son analizados en el informe en forma individual en primer lugar llegando a la conclusión de que su viabilidad deberá revisarse mas hacia delante en futuros PESIN. Sin embargo también se incluye un análisis de la viabilidad conjunta de los mismos con los cuales los resultados cambian significativamente según lo expresado por ETESA. Los beneficios de los proyectos P2+P3 están supeditados a un importante número de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas ubicados en el occidente del país que supuestamente entrarían en servicio entre el 2009 y el 2015.

En virtud de que el Plan de Transmisión de Expansión no puede estar condicionado por proyectos futuros dado que el riesgo que revisten los mismo es bastante alto como es conocido y aceptado, no se recomienda se instrumente estos proyectos hasta tanto no se tenga cierta certeza de una potencia de centrales hidroeléctricas medianamente razonable.

RESP: En el documento se establece para cada uno de estos proyectos que aunque los mismos son viables, se debe revisar en planes de expansión futuros, ya que dependen del desarrollo de proyectos hidroeléctricos ubicados en el occidente del país.

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

- [Forma]: Pág. 118, primer párrafo corregirlo, dado que habla de corto plazo y en lugar de 2006 – 2009 debería decir 2011 - 2021.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 118, el texto ubicado bajo el título “Proyectos identificados en el largo plazo”, debe actualizarse dado que corresponde al informe correspondiente del año 2006 no al 2007.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

- [Forma]: Pág. 118, en relación al banco de capacitores de la SE Panamá II que se propone para el 2010 en realidad debería incluirse en el plan de corto plazo según el año de incorporación.

RESP: Esto se corregirá en el informe final.

11. CAPÍTULO 11: NIVELES DE CONFIABILIDAD.

- [Fondo]: Se realiza una discusión de la modelación utilizando la distribución de Weibull para los tiempos de residencia en los distintos estados de los componentes en comparación con el empleo de la distribución exponencial. Esta discusión no es

necesaria, dado que los valores promedio de largo plazo que se pretende obtener son función de los valores medios e independientes de las distribuciones de probabilidad de los tiempos de residencia. Por otra parte, con la modelación de la carga que se emplea, no pueden realizarse análisis de corto plazo, que es en los que las distribuciones tienen importancia, dependiendo del problema tratado.

RESP: Se eliminó de la metodología todas las partes concernientes a la distribución Weibull.

- [Fondo]: No existe claridad acerca del empleo del método de simulación de Monte Carlo, ya que se afirma que es utilizado, pero por otra parte se dice que se realiza enumeración de fallas simples agregando fallas de causa común. Parece que este es el caso en el estudio objeto de estos comentarios (ver pág. 130-131).

RESP: Esto se corrigió en la parte de Metodología, ya que no se utiliza el método de Montecarlo.

- [Fondo]: Claramente considerar solamente estados de falla simple agregando sólo las fallas dobles de causa común es insuficiente. Esto conduce a una subestimación considerable, y por lo tanto inaceptable, de las probabilidades de falla del sistema.

RESP: Para el cálculo de los indicadores del sistema de Panamá solo se utilizó el primer nivel de conjunto de estados ya que en el caso particular del sistema eléctrico de Panamá, la probabilidad de falla de la combinación de dos elementos o de modo común con otro elemento es muy baja y por consiguiente cuando se pondera el racionamiento causado por la probabilidad de falla, el valor esperado resulta despreciable. (Este comentario se incluyó en la Parte de Metodología: Enumeración de Estados.).

- [Fondo]: Se reitera una observación ya realizada en ocasiones anteriores. La consideración de los componentes en forma conjunta debería tomar todos los datos como integrantes de una única muestra y a partir de ella calcular los parámetros buscados y no calcular parámetros para cada componente y luego promediar los valores obtenidos.

RESP: En el numeral 11.4, en la parte correspondiente a "Parámetros de Confiabilidad de Líneas" se explica la forma como se agregó la muestra. Es pertinente aclarar que para el caso de tasas de falla de líneas no se puede considerar de entrada que toda la muestra es una sola; primero es necesario normalizar las líneas con la misma longitud base, en este caso 100 km. Una vez se realiza esta normalización, se procede a calcular la tasa de falla promedio y el tiempo promedio de reparación por nivel de tensión.

- [Forma]: Los valores numéricos de las tablas 11-2, 11-3 y 11-4 son inconsistentes con los datos del anexo 3 y con las afirmaciones del texto contenido en las páginas 136 y 137 del informe. En efecto, la cantidad de fallas correspondiente a cada componente muestra diferencias entre las tablas indicadas y lo que se indica en el anexo 3. Tampoco coinciden las cifras que se mencionan en los textos de las páginas mencionadas con las tablas indicadas.

RESP: De acuerdo con su observación, se corregirá en el Anexo 22, los cálculos están bien pero la tabla no se actualizó.

- [Forma]: En las conclusiones de la página 142 se dice que el valor esperado de racionamiento de energía se encuentra cercano al límite superior recomendado en

referencias internacionales. Sería necesario citar las referencias internacionales para poder tenerlas en cuenta en el análisis.

RESP: Al final del capítulo se incluye esta referencia.

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

No se hacen comentarios.

13. CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO (DEL SISTEMA DE PROTECCIONES).

Los sistemas de protección implementados actualmente en las líneas de transmisión de 115 y 230 KV de la red de ETESA están compuestos por relés de distancia de tecnologías electromecánica, analógica e híbrida, aplicadas hasta los años 80. Si bien estos relés han demostrado tener confiabilidad aceptable, tienen claras desventajas respecto a los relés numéricos con microprocesadores de última generación. Desde este punto de vista, resultan justificados los cambios de sistemas de protección propuestos por ETESA, enumerados en los anexos.

RESP: Estamos de acuerdo con su comentario.

14. CAPÍTULO 14 PLAN DE REPOSICION DE LARGO PLAZO (DEL SISTEMA DE PROTECCIONES).

Valen los comentarios realizados en relación con el capítulo 14.

15. CAPÍTULO 15: PLAN DE PLANTA GENERAL.

No se hacen comentarios.

16. CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXION.

No se hacen comentarios.

17. PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION ESTRATEGICO.

No se hacen comentarios.

18. CAPÍTULO 16: CONCLUSIONES.

Vistas las conclusiones de ETESA, cabe anotar lo siguiente:

- Se comparte el concepto general de que para reforzar el sistema principal de transmisión occidente – oriente debe darse solo si se concretan en cantidad-potencia los aprovechamientos hidroeléctricos utilizados como candidatos en los escenarios formulados. A este concepto, las ampliaciones deben ser en tiempo y forma y evitar sobremana la anticipación de obras de transmisión a compromisos de construir centrales hidroeléctricas. Estas últimas son de alto riesgo como bien lo expone el CEAC – GTPIR (estudio de abril del 2007).

RESP: Estamos de acuerdo con su comentario.

- El costo marginal de largo plazo previsto por ETESA en un extremo de 40 USD/MWh no se considera aceptable y debería ser mayor. No se está de acuerdo con la posibilidad de que se den estos valores en el futuro. Esta aseveración se fundamenta en que los escenarios la parte térmica formulada no guarda relación con el contexto supuesto. Se considera se han incluido módulos de generación térmica muy grandes y para la evaluación de la viabilidad del escenario no se consideró la posibilidad de exportación. En oportunidad del plan indicativo de generación las sensibilidades que se realizaron luego suponiendo exportación no se pudieron evaluar dado que incluso los costos marginales se movían en sentido contrario al esperado y además no se evaluó la implicación sobre el sistema de transmisión. El otro extremo de 70 USD/MWh se considera razonable pero podría resultar un poco bajo. Como referencia y en sistema de libre mercado de generación, los costos marginales de deberían considerarse para el largo plazo bastante mayores. Esta opinión se basa en experiencias internacionales, como el caso de Argentina, donde existen en la actualidad contratos de mediano – largo plazo a 48 USD/MWh (basado en el programa de energía plus), y este es un país de mediana envergadura y con gas a través de gasoducto a costo significativamente mas barato que el precio internacional al cual podría eventualmente conseguirlo Panamá.

RESP: Coincidimos con su comentario de que el costo marginal de 40 USD/MWh es bajo, pero el mismo corresponde a los escenarios con Gas Natural y al precio de este combustible, ya sea transportado por medio de barcazas o gasoducto, de acuerdo a lo especificado por la Comisión de Política Energética (COPE) en su "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007". Este comentario tiene mayor relación con el Plan Indicativo de Generación que con el Plan de Transmisión.

- [Forma]: En la pág. 166 debe corregirse donde dice "periodo 2006-2016" por "periodo 2007-2016".

RESP: Esto se corregirá en el documento final.

19. CAPÍTULO 17: RECOMENDACIONES.

- Con respecto a la construcción del segundo circuito de la línea Changuinola – Fortuna en 230 kV, se recomienda ser cuidadosos con el tratamiento de esta obra, ya que existe la probabilidad de que la Central Changuinola 75 (223 MW) no entre en operación en la fecha señalada, dado que aun no se encuentra en construcción y por su envergadura podría llevarle un retraso de 1 a 2 años al menos respecto de las previsiones de ETESA.

El caso de Bonyic de 30 MW ya ha sufrido varios retrasos según puede apreciarse de estudios PESIN anteriores y por si sola no justificaria el proyecto.

RESP: Este proyecto esta directamente relacionado a la entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola 75 (223 MW) que construye la empresa AES Panamá. La fecha que nos ha informado AES Panamá de entrada en operación del mismo es el 30 de junio de 2010, por lo que consideramos este proyecto para la fecha propuesta. De acuerdo a nota de AES Changuinola AES-CHAN-48-07, con fecha de 27 de junio de 2007, esperan dar al Orden de Proceder Definitiva la contratista para que inicie la construcción en julio de 2007 y el tiempo de construcción es de 43 meses, terminando la obra en enero de 2011.

- No se menciona entre las recomendaciones el transformador de repuesto para la SE Panamá de 230/115 kV y 350 MVA. Este punto debe ser revisado.

RESP: Esto se incluirá en el documento final.

- [Forma]: En la pág. 168 debe corregirse el titulo de la Tabla 16-1, donde dice 2005 – 2015 por 2007 – 2016.

RESP: Esto se corregirá en el documento final.



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-137-2007
29 de junio de 2007

Licenciado
Javier Pariente
Presidente Ejecutivo
ELEKTRA NORESTE, S.A.
E. S. D.

Estimado licenciado Pariente:

Hacemos referencia su Nota No. DME-165-07, con fecha de 19 de junio de 2007, mediante la cual nos envía sus comentarios al Plan de Expansión de Transmisión correspondiente al año 2007. Adjunto a la presente, damos respuesta a sus comentarios.

Atentamente,

ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

Adjunto : Lo indicado

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ELEKTRA NORESTE S. A. AL PLAN DE TRANSMISIÓN 2007

1. Aunque en las notas citadas por Elektra Noreste se incluye la adición de dos salidas adicionales en la subestación Panamá para la línea a Tinajitas y a Monte Oscuro, además de otra salida en las subestación Cáceres para otro circuito a la subestación Santa María, Elektra Noreste no ha hecho formalmente una solicitud de conexión para estas obras. El Título IV del Reglamento de Transmisión, "Acceso a la Capacidad de Transmisión" establece el procedimiento que se debe seguir para solicitar la conexión al Sistema Interconectado Nacional, el cual incluye la entrega de los estudios eléctricos que determinen que la nueva conexión no tiene efectos adversos al sistema, además de que es necesario también entregar la información solicitada en el en Titulo V del Reglamento de Operación, "Normas para la Expansión del Sistema". Estas obras solicitadas por Elektra serían obras de conexión en las subestaciones Panamá y Cáceres y no son parte del Sistema Principal de Transmisión. Además, indicamos que esto no tendría efecto sobre las ampliaciones del sistema de transmisión, ya que igualmente la carga de estas subestaciones seguiría siendo alimentada desde las subestaciones Panamá y Cáceres.

2. a) En el Plan de Expansión del año 2006 se planteaba la necesidad de instalar un banco de capacitares de 120 MVAR en la subestación Panamá II para el año 2010 compuesto por 4 bancos de 30 MVAR. En el Plan de Expansión del año 2007 se reemplaza el banco de capacitores de 120 MVAR por uno de 60 MVAR, compuesto a su vez por 4 bancos de 15 MVAR, similar al existente en la subestación Panamá, para el año 2010 y un segundo banco de 60 MVAR para el año 2013, igualmente compuesto por 4 bancos de 15 MVAR. Este cambio se debe a las siguientes razones: 1) debido a la entrada en operación de la central térmica de Bahía Las Minas con carbón, esta planta operaría como base y aportaría el reactivo necesario al sistema, no requiriendo entonces un banco de 120 MVAR y 2) el efecto transitorio de sobretensión que produce en el sistema la conexión y desconexión de un banco de 30 MVAR es significativamente mayor que la produce un banco de 15 MVAR, por lo que se decidió reducir el tamaño de los bancos individuales de capacitores a 15 MVAR. El aumento de costo es debido a que cada banco de capacitores se conecta a través de un interruptor de 115 KV, necesiándose entonces más interruptores para conectar bancos de 15 MVAR al sistema.

- b) En los análisis realizados del sistema se obtuvo, como resultado de la entrada en operación de la central térmica de Bahía Las Minas con carbón, que será posible desplazar un año la entrada en operación del banco de capacitares de la subestación Panamá, del 2012 al año 2013. El aumento de costos no se debe al desplazamiento de un año en la entrada en operación del banco de capacitores, sino a que en el Plan del año 2006 se

consideraba un banco de 60 MVAR compuesto por 2 bancos de 30 MVAR, mientras que en el Plan del año 2007 se considera un banco de 60 MVAR compuesto por 4 bancos de 15 MVAR, por los motivos anteriormente explicados.

c) Efectivamente, al eliminarse la línea Guasquitas – Veladero se eliminan B/. 11,334,000 del costo del proyecto. Contrario a lo expresado en su comentario, el costo en la Subestación Veladero disminuye, comparado con el costo en el Plan de Expansión del año 2006, de B/. 2,054,000 a B/. 1,339,000.

3. Los bancos de baterías en los principales sitios de telecomunicaciones (Cerro Peñón, Cerro Mena, Río Hato, Cerro Jefe, SE Llano Sánchez, Cerro Taboga, Cerro Canajagua, Tolé, Cerro Jesús, Valbuena, Chimenea de Equilibrio, Volcán Barú) fueron instalados en el año 1994 por lo que su vida útil (calculada en 10 años) fue mermándose un 70% debido a las constantes descargas a las cuales fueron sometidas. Los bancos de baterías para el respaldo de los equipos de comunicaciones y son la garantía en caso de falta de fluido eléctrico tanto por parte de la distribuidora como de la planta eléctrica, para que el sistema de comunicaciones se mantenga en perfecto funcionamiento y no altere la gestión del CND y de los agentes que forman parte de nuestra red eléctrica. Por la antes expuesto ETESA tomó la decisión de reemplazarlos y lo que se está haciendo es incluyéndolos para recuperar la inversión realizada en el próximo régimen tarifario.

Por otra parte, el enlace existente de fibra óptica entre el CND y Tumba Muerto conformado por pares de cobre ha sufrido varias particiones lo cual ha influido en la calidad y confiabilidad de la comunicación que se ha ido desmejorando poco a poco. También estamos limitados en la capacidad de ancho de banda ya que la constante demanda de la misma ha dejado los pares de cobre con una capacidad limitada para suplir los servicios requeridos por ETESA entre ambos centros de trabajo. Los beneficios que se obtendrán son: 1) aumento en la cantidad de canales de voz y datos, 2) disposición de canales de datos para satisfacer las necesidades de los grupos de control coordinados, pruebas y mediciones, operadores de la red de transmisión y de informática para el SCADA, red WAN y aplicaciones tales como ERP y telefonía IP.

4. Tiene razón en su comentario respecto al proyecto de Refuerzo Chorrera – Panamá, esto se corregirá en el documento final. Los proyectos que tienen fecha de entrada en operación en el Plan del año 2007 igual a la fecha aprobada en el Plan del año 2006, significa que no ha variado esta fecha y se mantiene la fecha aprobada en el Plan anterior.
5. Ver comentario anterior.

6. Anteriormente ETESA utilizaba la demanda del Informe Indicativo de Demanda para realizar el Plan de Expansión. A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Transmisión (RT), ETESA realiza un pronóstico de demanda, el cual es utilizado para el Plan de Expansión, de acuerdo a lo que establece el Artículo 63 del RT. El pronóstico de demanda fue entregado en el documento "Estudios Básicos", enviado a la ASEP y a los agentes generadores y distribuidores el día 2 de enero de 2007, así que cualquier comentario al mismo debió ser presentado durante el mes de enero.
7. Los proyectos de generación considerados en el Plan de Expansión de Transmisión corresponden con la fecha de estos proyectos de acuerdo a los resultados del Plan Indicativo de Generación, el cual fue entregado a la ASEP y agentes generadores y distribuidores el día 2 de abril de 2007. Las fechas de los proyectos hidroeléctricos considerados en este Plan Indicativo de Generación corresponden con las fechas establecidas conjuntamente con la ASEP en una reunión sostenida el día 1 de febrero de 2007. Con respecto a plantas con tecnologías no convencionales, no se considera en el Plan Indicativo de Generación ninguna planta con generación en base a desechos sólidos. Con respecto a la fecha de entrada en operación de proyectos hidroeléctricos, hemos recibido la nota de AES Changuinola No. AES-CHAN-48-07, con fecha de 27 de junio de 2007, mediante la cual nos informan que en el mes de julio darán la Orden de Proceder Definitiva al contratista para la construcción del proyecto Chan75, el cual tiene un período de 43 meses de construcción, por lo que entrará en operación en enero de 2011, seis meses después de lo considerado en el Plan de Expansión.
8. Toda la información referente a precios de combustibles se presentó en el Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP y Elektra Noreste el día 2 de abril de 2007.
9. Toda la información referente al poder calorífico de los combustibles se encuentra en el Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP y Elektra Noreste el día 2 de abril de 2007.
10. La fecha de entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola 75, con capacidad instalada de 223 MW de 30 de junio de 2010 corresponde a la fecha entregada por AES Panamá para la entrada en operación de este proyecto, para el Plan indicativo de Generación.
11. La contingencia analizada para los años 2008 y 2009 fue de uno de los circuitos Llano Sánchez – Panamá II y no Panapower –Panamá II. Esto se puede observar en el Anexo 4, Resultados de Estado Estable. Este error se corregirá en el documento final.

12. Se acepta este comentario. Se señala además que la distancia de la línea a la subestación Concepción dependerá finalmente de la ubicación del terreno que se consiga para la misma, tratando de que este sea lo más cercano posible a la línea de transmisión de 230 KV existente, para así reducir los costos de líneas de transmisión a construir.
13. Se incluirían los datos solicitados en el documento final como Anexo 34.
14. Si bien es cierto que la Empresa Propietaria de la Red (EPR) no es un usuario del Sistema de Transmisión de acuerdo a la definición del Reglamento de Transmisión, tendrá que hacer una ampliación o adición en la Subestación Veladero 230 KV para conectarse al sistema, lo que podría catalogarse como una conexión. Su inclusión en este capítulo es informativo.
15. La inclusión de la Interconexión Panamá - Colombia, al igual que el caso anterior del SIEPAC, podría catalogarse como una conexión en la Subestación Panamá II. Su inclusión en este capítulo es informativo,
16. La Subestación PDS es la subestación Paja de Sombrero que pertenece a la empresa PTP (Petro Terminal de Panamá, Chiriquí) ubicada al frente de la SE Caldera y conectada por la línea 115-19.
17. La **ASEP** en su resolución **AN No. 036-Elec** del **01/jun/06** instruye a ETESA de buscar un sistema redundante con distinta filosofía operativa de los mismos para las protecciones de las líneas de transmisión. Basado en esta premisa ETESA tomo la decisión del uso de **fibra óptica dedicada como canal de comunicación para líneas que tengan una longitud máxima de 60 Km** para ser protegidas.

Esto fue basado en que el uso de esquemas de protección diferencial de línea, esta asociado a dos (2) elementos importantes:

a. **Canal de comunicación:** Los relevadores diferenciales de línea, basado en microprocesador, necesitan intercambiar información de ambos extremos para su debida operación, esta información debe estar en sincronismo y el tiempo de viaje de la información es fundamental para los esquemas diferenciales. Actualmente tenemos dos (2) maneras de comunicación, a través de fibra óptica dedicada o utilizando un canal de microondas. ETESA, ha evaluado el uso de estos dos medios y consideramos por experiencia que la utilización de **fibra óptica dedicada es más confiable**, que utilizar señales multiplexadas, debido a los tiempos de viaje de la señal, y además por que en la utilización de equipos de comunicación adicionales, tenemos una mayor indisponibilidad debido a salidas forzadas por fallas o salidas debido a mantenimiento. Cabe mencionar además que no tenemos facilidades de fibra óptica, para toda la

red de transmisión de ETESA, esto incluiría una inversión adicional por parte de la empresa.

b. **La longitud de la línea protegida:** También juega un papel importante en la implementación de los esquemas diferenciales de línea, ya que actualmente los relevadores tienen un alcance limitado de sus generadores ópticos y la longitud permitida depende del número de uniones hechas en la fibra. Hemos considerado, en ETESA, el uso de los esquemas diferenciales en **líneas menores de 60 kilómetros**.

En la primera fase las protecciones diferenciales serán instaladas en líneas donde ya se cuenta con facilidad de fibra óptica, de manera que no hay que realizar reemplazos de hilos de guarda y por lo tanto no tendremos problemas con la indisponibilidad de las líneas a ser protegidas.

En la segunda fase es más complejo el trabajo a realizar debido a que se deberán cambiar los Hilos de Guarda existentes por el conducto con el OPGW. Se tomarán las medidas que minimicen la interrupción del servicio y que cambien abruptamente el despacho económico de energía.

18. El enlace Hatillo – Cerro Peñón se eliminará del Plan de Expansión, debido a la mudanza de las oficinas de ETESA del Edificio Hatillo, por lo que ya no forma parte de la red de microondas de ETESA. Solamente la columna vertebral de microondas está diseñada para capacidad de STM-0 debido a la cantidad de información que procesa el mercado eléctrico, los enlaces terminales solo tienen capacidad de 8E1 y 4E1, dependiendo del caso.
19. Nos complace su no-oposición y comprensión respecto a la necesidad de que ETESA construya su propio edificio sede, el cual como habrá podido observar, corresponde a la alternativa de mínimo costo, aún con el estimado de B/. 10.1 millones presentados a consideración, frente a las alternativas posibles conocidas.

El monto de inversión no incluye el costo del terreno, el cual, como señala, forma parte de los activos de propiedad de ETESA.

El valor del nuevo edificio representa el 3% de los activos de ETESA, a costo original y el 5%, respecto al valor neto, al 31 de diciembre de 2006.

El ingreso permitido, para operación, mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad del edificio es, de 1.3 millones de Balboas anuales promedio, aproximadamente, lo cual representará el 3% de los ingresos esperados del año tarifario 2010-2011, fecha en la cual se espera se concluya la construcción y entre en operación el edificio.

Estamos de acuerdo y conscientes de la rigurosa necesidad de revisar, tanto las dimensiones, como las especificaciones técnicas, con el objetivo

de optimizar el proyecto, para lograr una correcta relación de satisfacción de necesidades, costos e impacto tarifario, durante el proceso de diseño.

La relación óptima de valor de planta general, respecto al valor total de los activos, con respecto a la empresa comparadora, no forma parte, de los parámetros de eficiencia establecidos por el Regulador, sin embargo, realizaremos los esfuerzos para lograr los márgenes adecuados.

19.

20. Esto se incluirá en el documento final a entregar a la ASEP.



ETE SA

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.

ETE-DEOI-PLAN-134-2007
25 de junio de 2007

Ingeniero
Ricardo Barranco
Presidente Ejecutivo
Unión FENOSA
EDEMET-EDECHI
E. S. D.

Estimado ingeniero Barranco:

Hacemos referencia su Nota No. PE-491-07, con fecha de 12 de junio de 2007, mediante la cual nos envía sus comentarios al Plan de Expansión del SIN 2007. A continuación damos respuesta a sus comentarios:

1. De acuerdo a los análisis realizados, la línea Panamá – Cáceres (115-12) se puede sobrecargar, lo cual dependerá en gran medida del tipo de despacho que se tenga en Bahía Las Minas y la oferta de ACP en Cáceres. Para condiciones de demanda máxima, de acuerdo a datos proporcionados por EDEMET en noviembre de 2006, se presentan las siguientes demandas máximas coincidentes en las subestaciones del área metropolitana para el año 2007: San Francisco, 88.63 MW, Locería, 102.27 MW, Marañón, 92.04 MW y Centro Bancario, 57.95 MW. Con estas condiciones de demanda y los despachos de generación considerados, los flujos de potencia muestran condiciones de sobrecarga en la línea 115-12. Nuevamente, recalamos que esto dependerá mucho del despacho económico que se considere, especialmente en BLM. Obviamente, esta condición mejora con la entrada en operación del segundo circuito Panamá – Locería 115 KV, estimado para mediados del 2007 y se solucionará completamente con la entrada en operación de la línea subterránea Panamá – Cáceres, segundo circuito, estimada para enero de 2008.

UNION FENOSA
SERVICIOS GENERALES
RECIBIDO POR
Nombre: [Firma]
Fecha: 25/6/07
Hora: 2:00

2. En el Plan de Expansión 2007, el proyecto Subestación Concepción 230/34.5 KV tiene fecha estimada de entrada en operación para octubre de 2009, de acuerdo al cronograma de ejecución del proyecto. A la fecha no se tiene información con algún grado de certeza de cuándo se desarrollarán los proyectos hidroeléctricos ubicados en la cuenca del Río Piedra, cercanos a Concepción, aunque varios de ellos han enviado notas a ETESA, indicando que están próximos a iniciar su desarrollo.
3. Los bancos de capacitores propuestos en el Plan de Expansión 2007, en las subestaciones Panamá II (60 MVAR en el año 2010) y Panamá (60 MVAR en el año 2013), no tienen repercusiones en el factor de potencia en los puntos de entrega de las empresas distribuidoras, ya que el factor de potencia en estos puntos depende exclusivamente del factor de potencia de las cargas en las subestaciones de las empresas distribuidoras, del reactivo consumido por los transformadores reductores de 115/13.8 KV y del reactivo aportado por las líneas de 115 KV, propiedad de las empresas distribuidoras. El objetivo de estos bancos de capacitores, es de brindar el soporte de potencia reactiva necesario para mantener los niveles de tensión en la red de transmisión de 230 KV, dentro de los rangos permisibles de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, dadas las transferencias de potencia del occidente del país.
4. Se corregirá en el Plan de Expansión la información referente a la capacidad de los transformadores de la subestación Chorrera, uno de ellos es de 30/40/50 MVA, mientras que el segundo de ellos es de 30/40/50/56 MVA.

Atentamente,

ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General


OR/DAP/mer