

ANEXO 35

COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DEL 2009



de

COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DEL 2009

A continuación se presentan los principales comentarios al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de 2009 (PESIN2009), con el objeto de que sean revisados por ETESA e incorporados en la versión definitiva del PESIN2009 que será entregado para su aprobación.

Los comentarios han sido agrupados con base en la misma estructura del informe del PESIN y nos referiremos a los principales aspectos que lo componen.

A. COMENTARIOS GENERALES

- El informe cumple parcialmente con los requerimientos del RT dado que hay partes del informe, sobre todo lo relacionado con el Plan de Expansión de Largo Plazo, donde prácticamente no se han incluido, por ejemplo los estudios de funcionamiento eléctrico. Solo se ha incluido los estudios de flujo de potencia para el 2015. En el caso del TOMO III, este comentario cobra mayor relevancia ya que es la parte de mayor importancia en todo el Plan, dado que es donde se definen las obras-inversiones en transmisión.
- Es necesario realizar una revisión profunda de forma a todo el informe en cuanto a que por momentos es confuso, no hacen una correcta interpretación del RT, la cantidad de errores de escritura es muy elevado y la trazabilidad no es buena. Por ejemplo, en las referencias a los Anexos es muy grande la cantidad de errores encontrados. Otro ejemplo, para el desarrollo del PESIN 2009 se ha tomado como base el informe del PESIN 2008, el mismo no se ha actualizado y se hace referencia a fechas que tienen que ver con el PESIN 2008 y no con el PESIN 2009.
- Desde el punto de vista de los contenidos hay muchas partes que los contenidos del PESIN 2009 no están actualizados en cuanto a sus costos, tasa de crecimiento de la demanda, etc. a pesar que en los capítulos específicos de los “Estudios Básicos” si se han calculado las actualizaciones.
- Se han logrado avances significativos la selección económica de la alternativa óptima del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, sin embargo todavía se observa, un déficit en el tratamiento de las incertidumbres de los principales parámetros del problema. Directamente no se considera el análisis de riesgo de las inversiones decididas en transmisión. Incluso se advierte que existe cierta confusión en la aplicación de los conceptos exigidos por el RT en relación con el análisis de riesgo. Por ejemplo en el Tomo II referido al Plan Indicativo de Generación, el análisis de riesgo está referido a analizar la rentabilidad de los inversionistas en generación y el impacto sobre los costos marginales e intercambios internacionales. Sin embargo, estos análisis de sensibilidad no se aplican luego en relación con el Plan de Expansión de la Transmisión.
- A pesar de los comentarios negativos los resultados obtenidos para el corto plazo (2009-2012) por ETESA, en general se consideran razonables en cuanto a las obras identificadas y sus respectivas capacidades. Ello se debe a:



de

- Muchas de las obras-inversiones propuestas para el sistema de transmisión se encuentran ya definidas y aprobadas en los PESINs 2008 y 2007.
 - En el presente informe se han actualizado los estudios correspondientes de funcionamiento eléctrico.
 - El Plan Indicativo de Generación, el cual se considera prácticamente pre-definido por los resultados de las licitaciones de fuentes de generación de los dos últimos dos años. Esto hace reafirmar las decisiones de inversión en el sistema troncal de transmisión entre occidente y oriente del sistema panameño.
- No obstante lo anterior, se considera que el análisis de las obras de transmisión de compensación reactiva serie del sistema de 230 kV, no ha sido exhaustivamente estudiado, ni técnica ni económicamente. Incluso podrían haberse estudiado otras variantes de transmisión como por ejemplo un nuevo vínculo en 500 kV. Solo se han estudiado brevemente dos alternativas muy similares, ambas basadas en compensación serie. Este proyecto debe ser debidamente fundamentado y en caso de tener otra alternativa para su ejecución, incluirla expresamente en el documento.

Respecto del Plan de Comunicaciones, se solicita ampliar y aclarar sobre las dudas presentadas e incluidas en la sección correspondiente de este informe. Se propone que la empresa realice una adecuada evaluación de la situación y realice la inversión prevista como enlace uno (etapa 1) que integra las subestaciones CHI,CEPSA y PDS para un total de 17.9 km de OPGW.

- Respecto del Plan de Reposición de Corto Plazo, si se compara el plan de inversiones previsto en el corto plazo en el PESIN 2008 se observa un notable incremento de las instalaciones previstas en el nuevo plan PESIN 2009.
 - Adicionalmente resulta extraño que el plan de inversiones prevea la ejecución del proyecto en dos etapas con una duración de cuatro años incluyendo en este periodo los años 2007 y 2008 que ya pasaron. Aparentemente algunas partes del informe no se actualizaron. Explicar esto.
- Respecto del 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 llevar a cabo un plan de reposición contemplando los componentes que certeramente además de haber llegado al límite de su vida útil no sea posible su reparación o reciclado.
- Respecto del Plan de Planta General, el mismo tiene carácter indicativo, por lo que sólo se hace el llamado a ETESA para que ubique dentro del mismos las obras más convenientes desde el punto de vista técnico y económico.



B. COMENTARIOS ESPECÍFICOS

A continuación se brinda un resumen de los planes de obras del sistema de transmisión de corto y largo plazo con sus respectivos comentarios.

1. ESTUDIOS BÁSICOS (TOMO I)

Pronóstico de Demanda:

- El informe brinda resultados razonables y aceptables desde el punto de vista de un estudio de planificación del PESIN.
- El informe adolece de algunos aspectos formales que mejorarían su calidad desde el punto de vista de su trazabilidad. Por ejemplo falta indicar demandas por barra en el momento de ocurrencia de la demanda máxima del sistema; y completar la información relacionada a los diagramas típicos de carga.
- Se insiste en que ETESA en el próximo PESIN mejore su modelo de pronóstico de demanda incorporando mayor cantidad de variables explicativas.
- Los pronósticos resultantes dados por ETESA en sus escenarios medio o moderado y alto u optimista, parecen razonables y ajustados a las hipótesis de proyección de las variables explicativas consideradas

Estándares tecnológicos y costos de transmisión:

- Costos de líneas: Se considera que los costos unitarios de costos de líneas se muestran razonables para estudios de planeamiento, concordantes con otros estudios desarrollados en Panamá en el último tiempo y también con valores internacionales. Se observa que los actos licitatorios tomados como base datan del 2000 y 2001, están desactualizados. Se destaca que los costos que resultan para el PESIN 2009 son un poco mayores, del orden del 13%, a los utilizados en el PESIN 2008. Se solicita a ETESA justificar el incremento.
- Costos de Subestaciones: Se considera que los costos asociados con las Subestaciones de Transformación en varios componentes importantes son muy altos y en otros casos exagerados en comparación con los estimados y utilizados en el PESIN 2008 y PESIN 2007. Se solicita a ETESA justificar el incremento.

Diagnóstico del sistema de transmisión de corto plazo:

- Respecto del diagnóstico del sería conveniente completarlo en relación con observaciones realizadas como por ejemplo incluir en el análisis de contingencias los sistemas de 115 kV.

2. PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN (TOMO II)

- Los tres escenarios elegidos son los mismos en el corto plazo, y prácticamente el mismo para el largo plazo produciéndose un adelantamiento de una central térmica de 250 MW sobre el 2020.



- Respecto de la evaluación económica si bien existen algunos aspectos no totalmente claros se considera que los resultados parecen razonables. Los aspectos que no están claros se refieren al cálculo del déficit de energía y el tratamiento que se le da a las evaluaciones económicas de los intercambios internacionales.
- Respecto de las evaluaciones del riesgo asociados a las incertidumbres, se consideran que no son adecuadas a los requerimientos del RT y a los fines prácticos del Plan de Expansión de la Transmisión.
- Se hace mucho hincapié sobre las sensibilidades y los intercambios con países de la región pero no tienen luego una implicancia sobre el Plan de Transmisión, que es el verdadero objetivo del PESIN.

3. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN.

A continuación comentarios específicos para aquellos proyectos de inversión que deben ser comentados.

Plan de obras de Corto Plazo (2009 – 2012).

Año 2009:

Sin comentarios.

Año 2011:

Sin comentarios.

Año 2012:

• Banco de Capacitores 90 MVAR Llano Sánchez (julio de 2012).

Puede observarse que con el banco de 90 MVAR proyectado, para los escenarios analizados de demanda máxima de este año, los perfiles de tensiones se mantienen en valores razonables dentro del rango admisible, es decir, no se observan perfiles elevados de tensiones en la zona con el banco conectado. Sin embargo para los escenarios de demanda presentados en el Anexo 23 se observan violaciones en las barras EST115 de 1.0736 pu, CAL115 de 1.069 y L.V115 de 1.0708 para el correspondiente a la máxima de invierno, por lo que convendría analizar si el valor de 90 MVAR para el banco es el más apropiado.

• Compensación serie líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (2012).

La compensación Serie de la línea Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II al 50 %, con la finalidad de disminuir la circulación de reactivo por la misma y de esta manera permitir un mayor transporte de activo, se justificará en la medida que entren en operación los 421 MW previstos para el 2012. De todas maneras sería conveniente disponer de los resultados de simulaciones para diferentes magnitudes de compensación, para poder confirmar fehacientemente este proyecto.



de

Se recomienda realizar estudios más detallados de la obra, ya que junto con la repotenciación de las líneas asociadas, se convierte en una inversión muy onerosa, la cual debe sustentarse en función de la eficiencia, no sólo técnica sino económica.

Plan de obras de Largo Plazo (2013 – 2022).

En general sobre el Plan de Expansión de Largo Plazo es muy poco lo que puede opinarse dado que en principio se observa que la información incluida en el informe del PESIN 2009 se encuentra muy incompleta como para poder emitir opiniones al respecto. Los estudios de funcionamiento prácticamente se han obviado y las evaluaciones económicas insuficiente. ETESA debe adjuntar más información para justificar dichas obras.

• Adición de Transformador T3 S/E Panamá II. (Enero de 2016).

La S/E Panamá II con el equipamiento actual presenta una capacidad de transformación en condiciones normales de operación de 210 MVA, como se observa en la Tabla 3-2 del Tomo III, sin embargo la demanda prevista asociada a esta subestación para el año 2016 sería con seguridad superior a este valor, justificando de este modo la adición del transformador T3 de 105 MVA prevista para ese año.

4. PLAN DE EXPANSIÓN DE COMUNICACIONES

A pesar de que no es uno de los aspectos fundamentales del PESIN, se han hecho algunas observaciones al proyecto planteado por ETESA.

Proyecto: Migración de VHF a UHF en la frecuencia de operación y mantenimiento.

Subproyecto: Instalación de repetidoras y equipos asociados para actualizar la red de radio comunicación a nivel nacional.

- En relación a la zona de cobertura a lograr con la operación en UHF, que presuntamente puede ser menor y más crítica en comparación a un esquema similar en VHF, el documento analizado no hace mención al respecto. No obstante es de esperar que todos los cálculos de ingeniería hayan sido realizados y que las áreas de interés sean adecuadamente consideradas.
- Lo antes mencionado puede justificar la migración propuesta, no obstante ciertos argumentos sobre la discontinuidad de los equipos instalados en la actualidad podrían no ser del todo válidos. Esto último se basa en considerar 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 actualmente instaladas.
- El mismo comentario puede aplicarse a los radios portátiles o móviles en uso. Si bien los modelos utilizados han sido discontinuados y no cuentan con soporte para su



de

reparación, estos podrían ser reemplazados por unidades nuevas que operan en VHF y se espera sean compatibles con el sistema actual.

- Cabe mencionar que la migración propuesta obliga a reemplazar en una sola instancia todas las unidades existentes en VHF por equipos en UHF, esto comprende repetidores, móviles y portátiles, como así también antenas, duplexores, etc.
- Por otra parte es también oportuno observar que si bien los costos de instalación de sistemas UHF pueden ser un poco menores en comparación con VHF, aquellos relacionados al mantenimiento de ambos sistemas son similares. En una gran cantidad de escenarios estos valores suelen estar más relacionados a las condiciones de contexto en la cual están emplazadas las repetidoras, que a la frecuencia de operación del sistema en sí misma. No obstante sí debe destacarse que los suministros de energía para la operación en UHF, son de menor potencia y que en aquellos casos en los que ésta energía es proporcionada por sistemas fotovoltaicos o similares, suele tenerse menores costos en relación al reemplazo de acumuladores y mantenimiento de este sistema auxiliar.
- De manera similar debe considerarse que la transmisión de tipo “digital” a la cual se hace referencia, también es posible de realizar en frecuencias de 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. Por otra parte y por las ventajas antes mencionadas en el uso de UHF, es de esperar que la transmisión de datos sea algo más efectiva y posiblemente a mayor velocidad en frecuencias más elevadas.
- En un marco más particular y respecto del documento analizado (Anexo 28), debe observarse que este no es del todo claro como para emitir juicios de valor al respecto. En general no es posible formar una idea final de la integración pretendida entre los sistemas convencional y troncal, y no está claramente expresado si los nuevos equipos en UHF estarán integradas o brindarán algún servicio de comunicación para el sistema SmartZone utilizado por ETESA.
- Entre los objetivos generales y específicos del Anexo 28 se hace referencia solo a la migración en el sistema convencional, sin mención de la expansión del sistema SmartZone destacada más adelante en el mismo Anexo. Por otra parte la justificación técnica hace referencia a un mejor aprovechamiento de los recursos del sistema troncal usado por ETESA.
- Siguiendo el orden del documento se expone además un detalle por cada sitio de los equipos que incluye el proyecto de migración como así también la adquisición de radios portátiles. Si bien se menciona que esto está en relación a lo presentado anteriormente, debe observarse que los sitios indicados en ambos apartados no se corresponden, incluyendo algunos que están en un listado y no en el otro (Cerro Tole, Sitio Tumba muerto, Cerro Canajagua y C. Chimenea)
- Considerando distintas interpretaciones del documento y asumiendo que el actual sistema troncal opera en UHF, mientras que el convencional lo hace en VHF siendo éste es el único abarcado en el proyecto para la migración de frecuencia (como sugiere el título del proyecto), debería justificarse aun mejor dicha intención de migración e integración. Esto último suponiendo que las nuevas repetidoras permitirían soportar el servicio de voz de los canales 2 y 4, mientras que también serían utilizadas para ampliar



de

la red utilizada por ETESA, o bien bajo la hipótesis de que ambos sistemas seguirán siendo utilizados en conjunto pero no integrados en una misma red de comunicación.

- En base a las posibilidades planteadas y como se menciona anteriormente, 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.
- Por otra parte es de notar que el sistema convencional planteado de esta manera, solo brinda soporte a los canales 2 y 4 (operación y mantenimiento) para la comunicación de voz y eventualmente la transmisión de datos, ante la modernización de equipos portátiles o móviles con esta última funcionalidad. Debe observarse también que para este tipo de servicio tanto la banda de VHF como así también la de UHF, son adecuadas.
- 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 mencionada 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.
- 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 desarrolladas en tres años, debe observarse que se presenta como fecha de inicio el año 2006. Por otra parte en el cronograma o plan de implantación incluido en el documento se prevén cinco etapas y tareas desde el 2008 al 2011, mientras que en el flujo de desembolso también se mencionan cinco etapas de ejecución con desembolsos a partir del año 2005 hasta el 2009 inclusive.

Recomendación: Se sugiere ampliar y aclarar sobre las dudas presentadas al Plan de Comunicaciones.

5. PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Reemplazo y adquisición de Protecciones Diferenciales Etapa II

Los aspectos señalados por ETESA para el reemplazo, en general son válidos. Sin embargo desde el punto de vista de la regulación debe procurarse un sistema confiable,



de

que mantenga los criterios de calidad en el suministro pero con costos eficientes desde el punto de vista del traslado de estos costos al usuario.

El informe señala como objetivos específicos mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, sin que se haya mostrado un análisis exhaustivo de los supuestos malos índices de desempeño de los actuales relés. Asimismo en la justificación económica plantean como argumento que con 10 años se ha llegado al fin de la vida útil de los mismos. Esto no es completamente válido. Lo que si es válido es mencionar que después de los diez años la obtención de repuestos por parte del proveedor no está debidamente garantizada por lo cual la consecución de los mismos se hace dificultosa si no se ha efectuado un adecuado acopio de los mismos.

Adicionalmente desde el punto de vista conceptual si bien es cierto que la inclusión de relevadores modernos mejora la operación del sistema, esto no invalida la posibilidad de operar con los relés existentes.

Comparando el plan de inversiones previsto en el corto plazo en el PESIN 2008 se observa un notable incremento de las instalaciones previstas en el nuevo plan PESIN 2009. Adicionalmente resulta extraño que el plan de inversiones prevea la ejecución del proyecto en dos etapas con una duración de cuatro años incluyendo en este periodo los años 2007 y 2008 que ya pasaron.

Por lo tanto se propone que la empresa realice una adecuada evaluación de la situación y realice la inversión prevista como enlace uno (etapa 1) que integra las subestaciones CHI,CEPSA y PDS para un total de 17.9 km de OPGW.

6. PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

- En el punto 4 donde indica las causales de reposición, además de que la vida útil de los componentes está en el límite o superada señala en el caso de interruptores que el desgaste de los contactos viene dado por la cantidad de operaciones de corte y la magnitud de la corriente acumulada, señalando sin embargo que este último dato no está disponible. También indica como razones para el cambio la obsolescencia lo cual es real. Sin embargo en el gráfico 3 (Evolución del costo de mantenimiento de transformadores muestra un fuerte incremento en los costos de mantenimiento en el año 2006, con una fortísima reducción en el 2007 y continúa reduciéndose en el año 2008, lo cual no parece totalmente razonable, pues si bien los equipos ya han superado su vida útil debe evaluarse la posibilidad de una reposición gradual. El análisis de gases que se realiza en el punto siguiente ratifica este aspecto.
- En relación con el grafico 4 “Análisis de gases del T2 de Mata de Nance” muestra la evolución y las cantidades de los distintos gases encontrados en el aceite, donde se indica que se aprecia entre otros el aumento del CO2 lo cual indica un creciente aumento del riesgo de falla, debemos decir los siguientes: Los valores mostrados en el



gráfico están prácticamente todo dentro de los límites máximos definidos por la norma IEC 60/596 la que da como límites máximos los siguientes:

- H2	150	CH4	130	C2H6	90	C2H4	280
- C2H2	20	CO	600	CO2	14000		

Como puede observarse del gráfico el único valor que está cercano al máximo es el CO pero también puede observarse que durante el año 2008 se ha mantenido constante sin existir aumento en su valor, pero todos los otros están bastante alejados de los límites admitidos por la norma.

- Es claro que la norma es tan solo una indicación. Es por ello que teniendo en cuenta la experiencia internacional se considera adecuado llevar adelante un programa de evaluación detallada del estado de los componentes y a partir de allí definir un plan de reposición o reparación de largo plazo. A tal efecto puede mencionarse la experiencia que está desarrollando la empresa transportista de 500 kV de la República Argentina la que está haciendo una evaluación detallada del estado de sus transformadores de potencia de todo el sistema en distintas etapas; una primera etapa de ensayos básicos (descargas parciales, análisis de gases disueltos en aceites, etc.) que permite identificar aquellos que se encuentran en estado crítico. Una segunda etapa de ensayos específicos para determinar aquellos que podrían o no recuperarse y una tercera etapa un programa de reparación de todos aquellos que permiten ser reparados.

En virtud de lo 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, es decir un plan de ensayos detallados que permita identificar claramente cuál es su estado y a partir de allí definir un programa de reparaciones o reemplazos según corresponda. Mientras tanto llevar a cabo un plan de reposición contemplando los componentes que certeramente además de haber llegado al límite de su vida útil no sea posible su reparación.

C. COMENTARIOS CONSULTA PÚBLICA Y REUNIONES CON LOS AGENTES

Durante la Consulta Pública, que finalizó el 7 de septiembre, el único Agente que presentó comentarios fue ELEKTRA, no obstante que indicó que dichos comentarios ya habían sido hechos llegar a ETESA cuando ésta le envió el Plan para comentarios, en cumplimiento del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión.

A pesar de lo anterior, se remiten a ETESA dichos comentarios, adjuntando donde procede, algún comentario adicional de la ASEP.

1. ELEKTRA: Al inicio de la página 287 se indica lo siguiente:



“Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.”

En nuestra opinión, el valor de 1850 USD/MWh no está de acuerdo con el artículo 96 del Reglamento de Transmisión que establece que el Costo de la Energía No Servida es de 592 B./MWh.

Comentario ASEP: No es válido el comentario de ELEKTRA dado que el RT dice:

“Artículo 96 El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 592 B./MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen.”

O sea que por un lado la ASEP ya modificó dicho valor según Resolución AN No. 2152-ELEC, de 21 de octubre de 2008 donde aprueba el Costo de la Energía No Suministrada, y además la Secretaria de Energía de la Nación (SEN) lo ratifica tal como se presenta en el Informe de ETESA en la página 66 en “Costos de Racionamiento”.

2. ELEKTRA: De acuerdo con los literales j y h del artículo 73 del Reglamento de Transmisión, el Plan de Expansión de Corto Plazo tiene un horizonte de cuatro años y el de Largo Plazo considera un horizonte de 10 años que inicia en una fecha posterior a las consideradas en el corto plazo. En nuestra interpretación de este texto, el Plan de Expansión de Corto Plazo debe cubrir los años 2009-2012 y el Plan de Expansión de Largo Plazo debe considerar los años 2013-2022. En la página 290 notamos que el Plan de Largo Plazo tiene varios proyectos que inician en los años 2011 y 2012, cuando deberían iniciar a partir del 2013 por las consideraciones expuestas.

Comentarios ASEP: La fecha de inicio que figura en el PESIN 2009 se refiere a la operación comercial en servicio. Si bien algunos proyectos corresponden efectivamente al Plan de Largo Plazo, periodo que corresponde a (2013-2022), sin embargo las tareas de proyectos y gastos asociados deben comenzar antes, motivo por el cual aparecen desembolsos de dinero en los años 2011 y 2012 correspondientes al periodo de corto plazo.

Al respecto se hacen los siguientes comentarios adicionales:

- Los años de entrada que se especifican normalmente en los planes de corto y largo plazo, están referidos al correspondiente de entrada en operación comercial. Sin embargo, y más como es la práctica de ETESA, el cronograma del proyecto comienza mucho antes, dependiendo de la obra-proyecto en cuestión.
- ETESA en general propone cronogramas muy extensos en el tiempo, motivo por el cual un proyecto que está asociado al Plan de Largo Plazo, puede terminar en la



de

práctica como de corto plazo. Este aspecto que ya ha sido observado en ocasiones anteriores de revisión del PESIN, no es conveniente que sea así y una aprobación del Plan de largo Plazo puede terminar siendo mandatorio, no de carácter indicativo, como es el espíritu del RT. Este aspecto y desde el punto de vista normativo no está explícitamente contemplado.

- Para solucionar, al menos en parte este vacío normativo, si así se lo puede interpretar, debería contemplarse mas explícitamente las fechas mas importantes en relación con los proyectos propuestos en el PESIN. El cronograma de aprobación de las obras propuestas por ETESA en el PESIN debería contener al menos las siguientes fechas de aprobación en relación con los proyectos de largo plazo:
 - Fecha de inicio del proyecto: Inicio de las tareas de ingeniería de proyecto. En general estas requieren de un tiempo prudencial que no requiere fuertes inversiones y en alguna medida se pueden anticipar-aprobar. Por lo tanto cuando se autorice en el contexto del plan de largo plazo un proyecto, y en el caso que las tareas de proyectos-ingeniería requieran ser comenzadas en el periodo de corto plazo, en realidad se estaría autorizando a ETESA a comenzar dichas tareas y no a compra de equipamiento o construcción de proyecto-obra.
 - Fecha de adquisición de los derechos de servidumbres: Este aspecto es de mucha importancia en el caso de Panamá, dado las dificultades que pueden existir en algunos casos en cuanto al tiempo requerido para concretar los derechos de servidumbres por parte de ETESA. Generalmente las dudas-objeciones respecto de un proyecto, no siempre, están dadas en cuanto a la fecha de entrada en operación comercial o en cuanto a ciertos detalles del equipamiento en sí mismo, es poco frecuente que se dude de si la obra se concertará en algún momento. En este sentido, se debería aprobar explícitamente la adquisición de los derechos de servidumbre sin que se apruebe la fecha de entrada en servicio de operación comercial.
 - Fecha de entrada en servicio: Tal como se la concibe actualmente, o sea cuando el proyecto-obra se apruebe su entrada en operación comercial. Ello implicará la iniciación de la adquisición de equipamiento y contratación de la construcción de la misma.
3. ELEKTRA: En la página 291 los proyectos de las líneas 63, 64 y 65, Equipo de Monitoreo en Línea de Transformadores, Automatización e Integración de Subestaciones y Torres de Emergencia, no corresponden a Planta General.

Comentarios ASEP: Esta es una disputa desde el PESIN 2008, entre ETESA y ELEKTRA, respecto del encuadramiento de este tipo de equipamiento. Al respecto se comenta:

- Tal como señala ELEKTRA este tipo de equipamiento no está tipificado como tal en el rubro de Planta General en el RT.



de

- Correspondería:

- Equipo de Monitoreo en Línea de Transformadores, Automatización e Integración de Subestaciones: Puede considerarse como parte del Plan de Corto Plazo dado que este equipamiento está vinculado a obras de inversión del sistema principal de transmisión para mejorar la confiabilidad y la eficiencia operativa. De esta manera se evita en alguna medida equipamiento adicional y se mejora la eficiencia al utilizar en forma mas ajustada la capacidad del sistema.
- Torres de Emergencia: Este es un equipamiento que está destinado a realizar tareas de mantenimiento o montaje de obras y que en principio no debería estar en el Plan de Planta General, dado que el RT no prevé este encuadramiento, al menos en forma explícita. En principio este equipamiento si se acepta que está destinado a las tareas de mantenimiento debería contemplarse de acuerdo a como se ha contemplado en la determinación de las tarifas de transmisión. De hecho el RT prevé que, si se lo considera como un activo no-eléctrico, los costos de este equipamiento debe considerarse dentro de los activos no-eléctricos y cuyo porcentaje no debe superar el 10% de los activos eléctricos.
- De cualquier manera y dado que normativamente no está explícitamente considerado estos equipamientos en los rubros previstos en el RT, la ASEP en base a los antecedentes señalados, incluidos la forma en que se resolvió o acordó en la tarifa de transmisión, debería tomar una determinación.

4. ELEKTRA: Las tablas de las páginas 292 y 293 con las fechas de entrada en operación de los proyectos debe corregirse de acuerdo con el análisis que resulte de nuestros comentarios de los puntos 2 y 3 de este documento.

Comentarios ASEP: Ha quedado respondida con los comentarios brindados en los puntos respectivos

5. ELEKTRA: En la página 300, en el primer párrafo bajo el 2.1.7 se indica lo siguiente:

“Se modela el sistema eléctrico para el año 2009 con un total 103 barras, 155 líneas, 62 transformadores y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 10 MW conectadas al Sistema Principal de Transmisión.”

En nuestra opinión las plantas modeladas deben ser aquellas conectadas al Sistema de Transmisión, de manera que incluya tanto el Sistema Principal de Transmisión como el Sistema de Conexión de Transmisión.

Comentarios ASEP: Se considera razonable el comentario de ELEKTRA dado que en algunos casos de plantas de 10 MW se conectan al Sistema Principal de Transmisión a través del Sistema de Conexión de Transmisión y para los estudios y demás es necesario contar con este último.



6. ELEKTRA: En la descripción del Sistema de Transmisión en la página 303 se ha omitido la alimentación de nuestra Subestación Chilibre, que está conectada al Sistema Principal de Transmisión a través de las Líneas 115-3A y 115-3B

Comentarios ASEP: Se considera que el pedido de ELEKTRA es válido.

7. ELEKTRA: En la página 313 se indica lo siguiente.

“Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estado Estacionario

“.....

5. No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA.”

No hemos podido identificar en el Reglamento de Transmisión la restricción referente a la sobrecarga en líneas y transformadores, tampoco hemos podido ubicar en el Reglamento de Transmisión lo que indican los numerales 1, 4, 5, 6, 7 y 8 de la sección Estabilidad de esta página. En ese sentido solicitamos que en la versión final del Plan se indique claramente el artículo del Reglamento que sirve de soporte al criterio técnico aplicado.

Comentarios ASEP: Los artículos que sustentan las hipótesis de trabajo de ETESA son los artículos 87 y 22 ítem e).

Respecto del “la restricción referente a la sobrecarga en líneas y transformadores”, el RT dice:

“Artículo 87 En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento.”

“Artículo 22: Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

.....



de

- e) *Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.*

Como se observa en el último párrafo del ítem anterior, los límites operativos de las líneas de transmisión son fijados por el CND considerando lo establecido en el RT y en el Reglamento de Operación.

En el Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento del Reglamento de Operación se especifica lo siguiente:

“MOM.1.38 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.”

“MOM.1.39 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.”

Por lo expresado, el CND es el encargado de definir la Máxima cargabilidad de las líneas en estado normal y de emergencia (MVA ó Amperios) en función de los datos declarados por los agentes.

En el caso de los transformadores, según el Reglamento de Operación, el CND definirá también las correspondientes capacidades nominales y máxima (MVA) en función de los datos declarados por los agentes.



Respecto de los numerales 1, 4, 5, 6, 7 y 8 de la sección Estabilidad de esta página se puede comentar:

Al respecto el RT dice:

“Artículo 22 e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.”

8. ELEKTRA: En la página 324 bajo los proyectos del Plan de Expansión de Corto Plazo se describen los proyectos Ampliación de Subestación Caldera 115/34.5 kV y Subestación Concepción 230/34.5 kV. Sin embargo ambos proyectos fueron agrupados en los cuadros de las páginas 291 y 293 como parte del Plan Estratégico; en consecuencia es necesario revisar y, de ser necesario, reclasificar dichos proyectos.

Comentarios ASEP: Si bien es una cuestión de forma, ELEKTRA tiene razón en su observación. Formalmente ambos proyectos, SE Calderas y SE Concepción son parte del Plan de Expansión Estratégico y que se corresponden con el Capítulo 16 del Tomo III, página 383. No deberían figurar en el Capítulo 7, dentro del Plan de Expansión de Corto Plazo, sin embargo se interpreta que ETESA los incluye dentro de este capítulo del Informe para agruparlo con los proyectos que si corresponden explícitamente a este capítulo. Pero creo como ELEKTRA observa se debería mantener por separado las obras del Plan Estratégico, de otro modo quedan en ambos capítulos y puede causar confusión.

9. En la página 326 pareciera haber un error en la capacidad (normal) de la Línea de 230 kV Fortuna – Guasquitas, pues el valor indicado para un conductor ACAR 1200 kcmil no debiera ser inferior al de la Línea de 230 kV Changuinola Fortuna con conductor ACAR 750 kcmil, si se mantuvieran los mismos criterios de diseño.

Comentarios ASEP: Se considera aceptable el comentario efectuado por ELEKTRA, ya que la capacidad del conductor ACAR 1200 kcmil efectivamente es superior a la del conductor ACAR 750 kcmil. Como se observa posteriormente en el “Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo”, donde se presentan los costos previstos para los proyectos de largo plazo, las capacidades asignadas a este tipo de conductor en la página 365 son de 300 MVA (mínima normal) y de 450 MVA (contingencia)

10. ELEKTRA: En la página 327, donde se describe el Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 kV, sugerimos que la capacidad del circuito sea referida a 115 kV, pues esta es la tensión de operación inicial de la línea.



Comentarios ASEP: Se recomienda que se incluyan ambos valores tanto para 115kV como para 230kV, dado que los análisis dependiendo del año que se trate, es necesario conocer ambas capacidades.

11. ELEKTRA: En la página 331 se describen los proyectos Repotenciación de las Líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II y Compensación Serie Líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, proyectos asociados que en conjunto totalizan B/.52,140,000, lo que representa el 49% de las inversiones agrupadas bajo el Plan de Expansión de Corto Plazo. Solicitamos que estos proyectos sean revisados con el objeto de confirmar que efectivamente son las opciones de mínimo costo.

Comentarios ASEP:

- Con respecto a estas obras de repotenciación y compensación previstas para el año 2012, no se presentan en el plan de expansión, ni los estudios realizados que justifique las mismas, ni la comparación con otras posibles alternativas que permitan brindar los argumentos para su elección.
 - Por otro lado, para el año 2015 se ha previsto que entre en servicio el refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez - Panamá II 230 kV (Etapa 1), propuesto en el Plan de Expansión de Largo Plazo, con un costo previsto de B/: 146,948,000.
 - Posteriormente para el año 2018 se ha previsto que entre un segundo circuito como refuerzo en este tramo (Etapa 2), con un costo total de B/: 39,992,000. Con estos refuerzos no habría mayores problemas para transportar la generación proveniente del occidente del país. Probablemente lo que convendría es analizar la posibilidad de adelantar estos refuerzos y con ello evitar los significativos gastos en las obras de repotenciación y compensación mencionadas.
 - En realidad se recomienda fuertemente es que se analice con mayor profundidad el refuerzo de occidente con oriente dado que este corredor es de mucha importancia para el sistema principal de transporte y con costos muy importantes. Se considera que los estudios y alternativas estudiadas son insuficientes considerando la importancia y los costos asociados.
12. ELEKTRA: En la Tabla 9.1 de la página 334 se ha omitido la Repotenciación de las Líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.

Comentarios ASEP:

- Efectivamente la “Tabla 9.1 Cronograma de inversión del sistema de transmisión de largo plazo” no ha sido bien desarrollada. Primero porque faltan obras como la citada por ELEKTRA y segundo porque el título de la tabla hace referencia al largo plazo, y se interpreta, que en realidad corresponde a una única tabla con el plan de corto y de largo plazo.



de

- Por un lado presenta un conjunto de obras previstas para el corto plazo (2012) que no deberían haber sido incluidas, como es el caso de las correspondientes a la compensación serie de las líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.
- Por lo expresado, la obra observada por ELEKTRA por corresponder también al corto plazo (2012), tampoco tiene que ser incluida en esta tabla que corresponde a la evaluación del plan de expansión de largo plazo.
- Por otro lado, la tabla utiliza códigos de barras que no han sido definidos, dificultando por lo tanto su interpretación, y además presenta valores para las obras de transmisión con respecto a las capacidades y costos de inversión, que no coinciden con los presentados en el Capítulo 10: Plan de expansión de largo plazo”.

13. ELEKTRA: En la página 356 se indica lo siguiente:

“Considerando una tasa de descuentos del 12%, una operación del transformador de solo tres años dentro de una vida útil de treinta y cinco años para el activo, menos de un 9% de la vida operativa esperada; así como un valor de B/. 1,850 MWh para la energía no servida.”

En nuestra opinión, el valor de 1850 USD/MWh no está de acuerdo con el artículo 96 del Reglamento de Transmisión que establece que el Costo de la Energía No Servida es de 592 B./MWh.

Comentario ASEP: Esto ya fue tratado en el comentario 1, de esta misma sección.

14. ELEKTRA: En la página 358 se indica lo siguiente:

“De acuerdo a la modificación al Reglamento de Transmisión, el sistema de conexión debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, por lo que se ha considerado que este nuevo transformador tenga una mayor capacidad, con el propósito de ir poco a poco cumpliendo este requisito.”

No hemos podido identificar en qué lugar del Reglamento de Transmisión se indica que el sistema de conexión también debe satisfacer el Criterio de Seguridad N-1. En ese sentido le solicitamos que en una próxima revisión del Plan se mencione el artículo específico que trata de ello.

Comentario ASEP: El artículo 86 del RT establece que ETESA establece:

“Artículo 86 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.”



Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.

15. En el párrafo final de la página 358, referido al Transformador T3 de la SE Chorrera, se afirma lo siguiente:

“Como podemos observar, el embobinado de 34.5 KV de estos transformadores tiene capacidad para 50 MVA a 55 °C.”

En nuestra opinión la capacidad de estos embobinados es de 56 MVA, tal como se indica en la Tabla 9-3, pues esta capacidad puede ser manejada por el transformador en condiciones normales de operación sin degradación de su vida útil. Esto ameritaría que fuesen revisadas las gráficas de la página 361.

Comentario ASEP: lo expresado por ETESA respecto de la operación de los transformadores (50 MVA a 55 °C) es tan válido como manifestado por ELEKTRA (56 MVA a 65 °C), pues ambos valores provienen de la Tabla 9-3, donde se informa la capacidad de transformación según las posibilidades técnicas de enfriamiento. Efectivamente la posibilidad de operación mencionada por ELEKTRA, si bien es algo más exigente que la otra, se considera también como normal de operación, por lo que ambos transformadores de la SE Chorrera podrían funcionar en 56 MVA sin registrar problemas técnicos. Considerando esta nueva posibilidad de operación, la capacidad de la estación sería de 112 MVA, con lo cual efectivamente se debería corregir las gráficas presentadas en las páginas 358, 359 y 360. Esta pequeña diferencia haría que el límite de capacidad de los transformadores en lugar de alcanzarse en el 2013 se lograría en el 2014. De todas maneras, como puede apreciarse en el gráfico de la demanda de la SE Chorrera de la página 359, esta estación se encuentra actualmente en una situación muy comprometida desde el punto de vista de la posibilidad de contingencias en los transformadores para satisfacer el Criterio de Seguridad n-1, con lo cual se justificaría la obra de acuerdo a lo previsto.

16. ELEKTRA: En la página 371, bajo el proyecto T3 de la S/E Panamá II, no se incluyen curvas con las demandas actual y proyectada que sirvan de sustento a la necesidad de hacer dicha inversión.



de

Comentario ASEP: Es razonable el reclamo de ELEKTRA dado que los fundamentos específicos en relación con este proyecto no se brindan en este caso ni en otros del PESIN. Es mas en los estudios de funcionamiento no se han incluido para el Plan de Largo Plazo.

17. ELEKTRA: Sugerimos que en la versión revisada de este plan sea actualizada la información que está a partir de la página 378 correspondiente al Proyecto SIEPAC.

Comentario ASEP: El comentario de Elektra es procedente dado que la fecha del proyecto SIEPAC pasó del 2009 en el PESIN 2008 al 2011 en el PESIN 2009. Efectivamente esta información de ETESA no ha sido actualizada habiéndose mantenido la redacción del PESIN 2008.

18. ELEKTRA: En la página 390, Conclusiones se menciona lo siguiente:

“En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica, se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la adición de una línea de transmisión de 230 KV doble circuito Guasquitas - Llano Sánchez – Panamá II, montando inicialmente un circuito, además de la repotenciación de los circuitos existentes Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV a un mínimo de 314 MVA y la compensación serie a 50% de los mismos. Los beneficios logrados por éstos refuerzos son muy sensibles a la composición de la generación hidráulica, siendo que en caso de no darse el desarrollo de estos proyectos la relación Beneficio-Costo se vería afectada.” (El subrayado es nuestro).

A pesar de la incertidumbre en la concreción de los proyectos hidroeléctricos, las inversiones requeridas en el Sistema Principal de Transmisión han sido incluidas como parte del Plan de Expansión de Corto Plazo, totalizando B/.52,140,000, que representan el 49% de todas las inversiones identificadas en Expansión de Corto Plazo, con lo cual pudiéramos incurrir en inversiones para proyectos que no llegaran a realizarse. Esto no parece hacer sentido. Por eso proponemos que el financiamiento de estas obras esté a cargo de algún mecanismo que ETESA acorde con la Secretaría de Energía, como parte de las políticas del Estado y que esté al margen del Plan de Expansión.

Comentarios ASEP:

- El comentario y solicitud de Elektra puede ser atendible sin embargo escapa al alcance de estos comentarios dado que se trata de un pedido específico de financiamiento utilizando otras fuentes de origen gubernamental y no aportadas por el mercado.



de

- Como ya se ha expresado, se opina que merece revisarse su conveniencia, completarse los estudios y evaluarse otras alternativas.

19. ELEKTRA: En el Anexo 26, solamente se incluyen 2 de los 5 proyectos del Plan de Reposición de Corto Plazo. En este anexo no vemos que se haya cumplido con lo que dispone el Reglamento de Transmisión en el numeral (iii) del literal I) del artículo 73, que establece lo siguiente:

“(iii) Evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición y justificación económica de su conveniencia.”

A nuestro juicio esta omisión debe ser corregida en todos los proyectos que no hayan sido aprobados a la fecha.

Por otro lado, algunos proyectos han sido justificados bajo el concepto de que la inversión es menor que la penalización evitada para ETESA. En nuestra opinión, el análisis de riesgo no es un elemento a considerar en el Plan de Reposición de Corto Plazo, tal como se desprende de la lectura del literal I) del artículo 73 del Reglamento de Transmisión. Además es muy discutible que los agentes del mercado debamos costear inversiones que evitarían penalidades a ETESA.

Comentario ASEP: En relación con el enfoque de las observaciones de Elektra se puede comentar que.

- Elektra no especifica a qué tipo de equipamiento hace referencia, pero se supone que se trata de los transformadores de potencial.
- Si se trata de los transformadores de potencial, los mismos habrían alcanzado y sobrepasado su vida útil y ETESA estaría en su derecho de solicitar el reemplazo.
- Respecto del último comentario de Elektra, cuestionamiento, de que los Agentes deban costear inversiones para evitar penalidades a ETESA. Se considera que no es razonable el análisis-pedido de Elektra. Esto se fundamenta en que si el equipamiento ya cumplió su vida útil, como ha señalado ETESA, la misma no tiene la obligación de soportar penalidades por mala calidad de servicio cuando está es su derecho reemplazar los equipos.

De hecho la situación de penalidades en principio no es deseable, al menos en una magnitud muy significativa, no solo por el perjuicio a ETESA sino por el perjuicio a la demanda que es mucho mayor, de otro modo evidentemente y desde el punto de vista del sistema conviene reemplazar el equipamiento sino tiene chances de su reparación. Distinta sería la situación de si por ejemplo el equipamiento no alcanzó su vida útil por falta de mantenimiento y ETESA desea trasladar los costos de reemplazo del equipamiento a los Agentes. En este último caso, ETESA debería hacerse cargo de



de

los mayores costos de mantenimiento e incluso el reemplazo del equipo en caso de no poder ser reparado.

20. ELEKTRA: En el Anexo 27, Plan de Reposición de Largo Plazo, no se aprecian claramente las justificaciones necesarias de acuerdo con los numerales (i) y (ii) del literal k del artículo 73 que establecen lo siguiente:

“(i) Estimación de los costos adicionales que se producirían en la operación y el mantenimiento del equipamiento instalado si no se realiza la reposición de dicho equipamiento.

“(ii) Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado en base a los costos de operación y mantenimiento y de pérdida de calidad de servicio del mismo, incluyendo la obsolescencia de los equipos si ésta obedece a circunstancias técnicas.”

Comentario ASEP: El comentario de Elektra es muy general y no sería tal vez oportuno, puesto que lo que ETESA está solicitando es el reemplazo del equipamiento debido a la proximidad o haberse ya cumplido la vida útil reconocida del mismo. En este sentido ETESA aporta una serie de elementos de juicio que, como ya se ha señalado en su informe, no son suficientes para adoptar una determinación.

Se debería desarrollar, por parte de ETESA, un plan de reposición de largo plazo donde se lleve a cabo una evaluación detallada del estado de los componentes, es decir un plan de ensayos detallados que permita identificar claramente cuál es su estado y a partir de allí definir un programa de reparaciones o reemplazos según corresponda. Mientras tanto llevar a cabo un plan de reposición contemplando los componentes que certeramente además de haber llegado al límite de su vida útil no sea posible su reparación.

21. ELEKTRA: Respecto a al Anexo 29, Plan de Planta General...

En este anexo, ETESA propone la construcción de un edificio sede para la empresa en los terrenos del complejo deportivo, fundamentando su análisis en los posibles ahorros operativos (transporte, tiempo de sus empleados y servicios generales) y en el hecho de que la inversión pasará a tarifas.

No nos oponemos al hecho de que ETESA construya un edificio sede en la medida que se demuestre que es más eficiente construirlo que alquilarlo, sin embargo, consideramos que 10.5 millones de dólares para construir un nuevo edificio es un monto exagerado, más cuando el terreno es de su propiedad y se supone que no debe estar incluido en este monto, ya que, primero, no es un costo relevante para la evaluación del proyecto, y segundo, ya formaba parte de la base de capital inicial de ETESA en el período tarifario actual.



de

Comentario ASEP:

- El comentario de Elektra es muy general y no fundamenta su opinión respecto de los motivos por los cuales considera como muy alto el precio detallado por ETESA.
- Cabe destacar que el Anexo 29 de Planta General se encuentra desactualizado dado que hace referencia futura a fechas del 2009.

Finalmente deseamos referirnos a algunos temas de naturaleza general que nos llaman la atención, algunos de los cuales han sido tratados en líneas anteriores:

- A. ELEKTRA: En el Plan de Expansión propuesto se utiliza generalmente el valor de 1850 B./MWh, en lugar de los 592 B./MWh que establece el artículo 96 del Reglamento de Transmisión para el Costo de la Energía No Servida (CENS). No son claras las razones de ETESA para utilizar un valor distinto del indicado en el Reglamento de Transmisión, puesto que el documento no lo menciona.

Comentario ASEP: Este aspecto ya sido tratado anteriormente y se reitera que el costo de la energía no servida está fijado por AN No. 2152-Elec de 21 de Octubre de 2008.

- B. ELEKTRA: El Plan de Expansión propuesto extiende el criterio de confiabilidad N-1 a las instalaciones de conexión aduciendo que ello está fundamentado en el Reglamento de Transmisión. No hemos podido ubicar texto alguno del Reglamento de Transmisión que respalde dicho planteamiento. Por ello se hace necesario mencionar el artículo del Reglamento de Transmisión que sustenta los criterios de Planificación en la revisión que surja de este periodo de consultas.

Comentario ASEP: El RT hace referencia a la aplicación del criterio de confiabilidad N-1 a las instalaciones de conexión, en el artículo 86.

- C. ELEKTRA: El Plan propuesto no analiza los beneficios que podría tener el Proyecto SIEPAC en la disminución de las inversiones propuestas. Pensamos que esto podría ser de importancia principalmente por la incertidumbre que plantea la gran cantidad de proyectos en el área de Chiriquí, para los cuales se han previsto inversiones del orden de B/.52,000,000 en un periodo de cuatro años. Si todas las líneas de 230 kV de ETESA pasarán a formar parte de la Red de Transmisión Regional, junto con la Línea SIEPAC, es justo pensar que las inversiones sean analizadas en conjunto.

Comentario ASEP: Si bien es razonable las apreciaciones de Elektra, vale la pena mencionar que existen muchos factores que hacen que el eventual apoyo del proyecto SIEPAC al Sistema Principal de Transmisión, pueda considerarse en el sentido observado por ELEKTRA. Entre ellos se pueden mencionar:

- El proyecto SIEPAC, ha sufrido demoras en varias ocasiones, por lo que el riesgo que introduciría es elevado, de hecho entre el PESIN 2008 y el PESIN 2009 ha sufrido una demora de 2 años.



de

- En general la premisa para el Plan de Expansión de Transmisión es la de no depender de decisiones donde participen otros actores que no sean los de Panamá. En general el criterio de diseño del PESIN es en base a un Plan Indicativo de Generación Nacional, a la demanda nacional, y los intercambios con el resto de los países centroamericanos se consideran solo desde el punto de vista de las posibles ofertas de oportunidad nacional y extranjera.
- Llegado el momento de encontrarse disponible la capacidad del proyecto SIEPAC y establecida la normativa del MER, recién se podrá coordinar un poco mejor el PESIN con los proyectos de interconexión con otros países.

El Plan propuesto no atiende lo que dispone el literal k) del artículo 74 del Reglamento de Transmisión que establece que “Las obras resultantes deberán evaluarse desde el punto de vista del impacto tarifario sobre los agentes del mercado y deberá efectuarse una estimación de la afectación a los usuarios.”

Comentario ASEP: Efectivamente no se ha incluido el impacto tarifario del Plan de Expansión.

D. COMENTARIOS REUNIONES CON LOS AGENTES

Análisis de los comentarios de los agentes productores.

Reuniones mantenidas el 16.09.09 con agentes productores del mercado. Participaron AES, Panam, ESEPSA, ACP, representantes pequeños generadores y otros. Algunos comentarios no fueron dirigidos a ETESA, por lo que se extraen aquellos que mayor relevancia tienen para la misma y aquellos que puede llevar a instancias superiores, tales como la Secretaría Nacional de Energía:

- 1) Representantes de Pequeños Productores formularon la necesidad de:
 - a. Ampliar la potencia mayor de 10 MW para conectarse a la red sin pago del transporte.
 - b. Mayores inversiones colectoras en zona de concepción y de Veragua para facilitar la conexión de proyectos de generación mayores.
 - c. Tratar de promover líneas colectoras de generación de mayor nivel de tensión para evitar tramitación de servidumbres que son escasas y complejas de lograr en forma individual.



de

- 2) AES Panamá: Reclamó que la fecha de entrada en servicio no es la utilizada por ETESA en el PESIN dado que la fecha informada por AES es para el 2011 y el 2012 como consideró ETESA.

Análisis de los comentarios de los agentes consumidores.

- 1) ELEKTRA: Observó sobre la falta del capítulo del Impacto Tarifario del PESIN.
- 2) Petroterminales: Formuló consultas sobre determinados aspectos de su interés más que realizar observaciones.
- 3) EDEMET: Planteó la duda respecto de hasta dónde puede crecer el punto de suministro SE PANAMA. Opina que es hora de considerar otro punto en los análisis de propuestas de alternativas de de la red de transmisión.
- 4) Los distribuidores y grandes usuarios formularon dudas respecto instalaciones que se consideran de conexión.

Resultados de la reunión mantenida con ETESA.

Reunión con ETESA (17.09.09): Ing. Rendoll, Daniel Pereira. Los puntos principales sobre los cuales la ASEP y el Consultor realizaron comentarios y observaciones fueron:

- 1) Los proyectos de repotenciación y compensación serie al 50% para 2012, en el corredor occidente a oriente en 230 kV, no están completamente estudiados ni técnica ni económicamente según se depende el Informe del PESIN 2009. Se consultó a ETESA porque no se presentaban otras posibles alternativas dado las importantes implicancias económicas para los usuarios del sistema de transmisión.

ETESA comentó que si analizaron económicamente otras alternativas como el caso 500 kV, sin embargo no están especificadas en el informe, no se incluyeron los parámetros de desempeño, ni los estudios correspondientes, etc.

Como conclusión ETESA se comprometió a re-estudiar nuevas alternativas para reforzar el vínculo entre occidente y oriente del país e incluirlo en el informe final incorporando los estudios necesarios.

- 2) Se observó el tema de costos de Sub Estaciones con valores 100% respecto a los valores del PESIN 08. Se pidió a ETESA que se revisen los mismos en función de los últimos acuerdos tarifarios o que los adecuen a la realidad actual del mercado.

ETESA se comprometió a revisar y actualizar los mismos a valores actuales de mercado.



de

- 3) Se solicitó a ETESA que para próximos estudios del PESIN, se debería estudiar una nueva alternativa en los puntos de suministro a Panamá, dado que la SE Panamá está cerca del límite en cuanto a espacio y Panamá II se encuentra alejada de los centros de carga de los sistemas de distribución. Esto se debería hacer con cierta coordinación con las empresas distribuidoras ELEKTRA y EDEMET.
- 4) Plan de reposición de corto y largo plazo. ETESA debería preparar un plan integral que cubra el corto y el mediano plazo a los efectos de acordar un plan de reposición de tal manera que si bien varios de los equipos están cerca de su vida útil permita una armónico plan de reposición llegando a una situación de compromiso entre costos para el sistema y calidad de servicio de acuerdo a las normas vigentes.
- 5) Tema Proyectos eólicos, existen estudios de ETESA para saber cuánto se puede inyectar en el sistema, atendiendo que hay dos proyectos próximos a empezar su construcción: Toabré y Antón con 225 MW.

Los presentes por parte de ETESA no brindaron detalles respecto de estudios propios de ETESA y se limitaron a suponer que los agentes interesados han realizado los estudios correspondientes.

La ASEP realizó hincapié en este importante aspecto para que ETESA estudie en forma integral estos aspectos técnicos asociados con la incorporación de generación eólica en el sistema de transmisión.

- 6) Se solicitó a ETESA sobre la necesidad de revisar y completar el informe sometido a la “Consulta Pública” dado que: no es trazable, contiene muchos errores escritura, los proyectos no están claros ni estudiados, etc. quedaron muchas partes del texto original del Informe del PESIN 08.
- 7) Se pidió que los Estudios Básicos se ajusten a la necesidad para conocer el estado actual de la red y de acuerdo al Reglamento de Transmisión.
- 8) Respecto del Plan de Largo Plazo faltan muchos estudios y se deben completar para la versión final del Informe.

Resultado de la reunión mantenida con la SNE.

Se sostuvo una reunión con la Secretaría Nacional de Energía y se les hizo llegar la relación de los principales temas que consideramos son de su ámbito de respuesta.



de