

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

RESPUESTA A COMENTARIOS ESPECIFICOS DE LA ASEP

1. Los proyectos con fecha de entrada en operación previa al Plan de Expansión 2007 fueron retirados del Plan.
2. El proyecto del Edificio de ETESA fue retirado del Plan de Expansión, de acuerdo a lo solicitado por la ASEP.
3. Con relación al Transformador T4 de 350 MVA de la Subestación Panamá, aunque este proyecto fue analizado en el Plan de Expansión, en vista del escenario adicional térmico, el cual incluye las centrales generadoras Balboa, Térmica del Caribe y Generadora del Atlántico, que entrarán en operación en el año 2009, se decidió postergar este proyecto y analizarlo nuevamente en el plan del año 2008, en el cual se tendrá mayor certeza de los proyectos de generación que entrarán en operación en el corto plazo.
4. Los proyectos de adición de compensación reactiva de capacitores de 60 MVAR fueron postergados en virtud de la entrada en operación de las centrales generadoras Balboa, Térmica del Caribe y Generadora del Atlántico. Esto se revisará nuevamente en los próximos planes de expansión. Igualmente sucede con la línea Changuinola 75 – Guasquitas.
5. En el Plan de Expansión se incluyó un escenario adicional que toma en cuenta las centrales generadoras Balboa, Térmica del Caribe y Generadora del Atlántico, producto del Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07. Se incluye el efecto de estas centrales en el Plan de Generación, así como también en el de Transmisión.

RESPUESTA A COMENTARIOS MAYORES DE LA ASEP

Sobre el Tomo I. Estudios Básicos, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 1, Pronósticos de Demanda 2006-2020; aún no se ha concretado la selección y adquisición de un modelo de proyección que permita considerar mayor cantidad de variables explicativas, según fue solicitado por la ASEP y los Agentes en relación con el PESIN 2006.

RESP: Tal como se mencionó en nuestra respuesta a los comentarios de la ASEP a los Estudios Básicos, el modelo utilizado para el pronóstico de demanda ha tenido un grado de certeza de un 98.5% en el corto plazo. Hasta el momento ETESA no ha logrado concretar la obtención de un nuevo modelo, lo cual seguirá intentado.

- Sobre el Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios, se señala lo siguiente:
 - Respecto del punto (B. Mínimo Costo), ETESA ha elaborado escenarios utilizando combustibles, tecnologías y módulos de generación cónsonos con un importante mercado regional con tecnologías que seguramente utilizaran los futuros inversionistas pensando no solo en el mercado nacional sino también regional, sin embargo los mismos no han sido considerados en las evaluaciones económicas, ni en los estudios de las redes.

RESP: Este Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios, se incluyó para mostrar los criterios y políticas establecidas por la COPE mediante su Resolución No. 07001 del 31 de enero de 2007, para la elaboración del Plan de Expansión del 2007. La Ley No. 6 establece que ETESA realizará el Plan de Expansión de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por la COPE, que fue lo que ejecutó ETESA. En los próximos planes de expansión se harán los análisis considerando el mercado regional y el análisis de redes, ya que en el corto plazo con que se contó una vez que la ASEP entregó a ETESA sus comentarios, no es posible desarrollar lo solicitado.

- Respecto de la reserva mínima de 100 MW de potencia firme, dentro de los criterios de seguridad y confiabilidad, cabe anotar que este valor no se encuentra fundamentado, más aún porque se expresa como un valor absoluto y no como porcentaje o como relación con otros parámetros como el de costo de energía no suministrada, etc. Debe fundamentarse este valor.

RESP: Con respecto a reserva mínima de 100 MW de potencia firme, este fue un comentario anterior de la ASEP al cual ya se le dio respuesta. Este fue el criterio suministrado por la COPE para ser utilizado en el Plan de Expansión.

- Debería considerarse un escenario en el corto plazo con mayor participación de generación térmica.

RESP: Con relación a un escenario con mayor generación térmica en el corto plazo, aunque este no fue uno de los escenarios establecidos por la COPE, en vista del reciente Concurso EDEMET – ELEKTRA 02-07, se incluyó un escenario adicional con la incorporación de las plantas térmicas que ganaron contratos en este concurso.

- En general ETESA, si bien ha considerado un espectro razonable de escenarios básicos de acuerdo a las indicaciones de la COPE, los mismos

no han sido adecuadamente ajustados a la realidad del mercado panameño y regional.

RESP: Para los escenarios suministrados por la COPE, ETESA realizó los análisis energéticos y eléctricos necesarios y a la vez los análisis de rentabilidad de los proyectos de generación.

- Sobre el Capítulo 3, Estándares Tecnológicos y Costos de los Componentes de Transmisión, todavía existe la elección de criterios en base a fundamentos cualitativos como es el caso de la configuración de barras en SE de interruptor y medio. Se vuelve a sugerir que se haga un estudio que fundamente la adopción de esta configuración de subestaciones (esquemas de barras).

RESP: Cuando se proponga en el Plan de Expansión una nueva subestación se realizarán los análisis necesarios que fundamenten que tipo de esquema de barras deberá tener la misma.

Sobre el Tomo II. Plan Indicativo de Generación, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 1, Resumen Ejecutivo se señala lo siguiente:
 - Ni en las evaluaciones económicas, ni en las evaluaciones técnicas se ha considerado el impacto de los posibles intercambios regionales, solo se analizan los intercambios desde el punto de vista del impacto sobre el costo marginal del sistema de Panamá; pero no por ejemplo, en la determinación de la rentabilidad de los proyectos individuales desde el punto de vista del inversor privado.
 - Cuando se realice un análisis de sensibilidad, sería de utilidad señalar cómo incide el mismo en la toma de decisión.

RESP: En la versión final del documento se incluye un análisis para el escenario adicional de generación térmica, al cual también se le realizó un análisis regional y se calculó la rentabilidad de los proyectos.

- En cuanto al Capítulo 9, Descripción de Planes de Expansión analizados, en referencia específica a la Pág. 139, tercer párrafo se hace referencia al uso del modelo SUPER OLADE, sobre el cual se señala lo siguiente:
 - El modelo presenta limitaciones metodológicas importantes dado que su concepción allá por los años 90 no estaba preparado para mercados competitivos sino para mercados verticalmente integrados.
 - ETESA no ha descrito los datos de entrada utilizados, los criterios aplicados y la forma de utilizar el modelo.
 - Se recomienda que ETESA abandone el uso de este modelo o en su defecto lo adecue a mercados competitivos. Es preferible elaborar escenarios de generación en forma directa utilizando criterios adecuados al mercado panameño y no adoptar los resultados del modelo cuando el mismo no está adaptado adecuadamente.

RESP: ETESA está en proceso de adquirir un nuevo modelo para remplazar el SUPER/OLADE, el modelo OPTGEN de PSR Inc. Se espera contar con este modelo antes de fin de año, de manera que sea utilizado en la elaboración del Plan de Expansión del 2008.

➤ En otros comentarios referentes al mismo capítulo, puede mencionarse lo siguiente:

- Sobre los escenarios específicos modelados, se comenta que no se considera la posibilidad de intercambio con la región, en lo que a evaluación de rentabilidad privada se refiere.

RESP: No se efectuó el análisis de rentabilidad privada para los escenarios de intercambios regionales ya que no había sido solicitado anteriormente. En estos momentos, por el corto tiempo con que se cuenta para la entrega del Plan de Expansión a la ASEP (el 15 de octubre) no será posible incluir este análisis, lo cual será tomado en cuenta para el Plan del próximo año. Este análisis se efectuó para el escenario adicional térmico solicitado por la ASEP.

- No se ha incluido un escenario de fuerte participación de generación térmica, importante dado la actual situación de estrechez en el margen generación vs demanda del mercado.

RESP: Se incluirá un escenario adicional con los resultados del reciente Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07 del 22 de mayo de 2007.

- Los análisis de sensibilidad sólo muestran el impacto sobre los costos marginales del sistema pero no sobre la rentabilidad de los distintos escenarios ni sobre la red de transmisión. No se cuentan con estudios ni evaluaciones para estas sensibilidades.

RESP: Como se mencionó anteriormente, no se efectuó el análisis de rentabilidad para los escenarios de sensibilidades ya que no había sido solicitado anteriormente. En estos momentos, por el corto tiempo con que se cuenta para la entrega del Plan de Expansión a la ASEP (el 15 de octubre) no será posible incluir este análisis, lo cual será tomado en cuenta para el Plan del próximo año.

- Los análisis de intercambios solo muestran el impacto sobre los costos marginales del sistema y sobre los potenciales intercambios pero no sobre la rentabilidad de los distintos escenarios ni sobre la red de transmisión.

RESP: Como se mencionó anteriormente, no se efectuó el análisis de rentabilidad para los escenarios de intercambios regionales ya que no había sido solicitado anteriormente. En estos momentos, por el corto tiempo con que se cuenta para la entrega del Plan de Expansión a la ASEP (el 15 de octubre) no será posible incluir este análisis, lo cual será tomado en cuenta para el Plan del próximo año.

- Por lo expuesto se consideran que las evaluaciones económicas de la rentabilidad de las alternativa no son completas y los estudios sobre la red tampoco son completos dado que no se han estudiado el impacto de los intercambio sobre el diseño de la red de transmisión.

RESP: Ver respuestas anteriores en este mismo punto

➤ En otros comentarios referentes a las alternativas básicas puede mencionarse lo siguiente:

- Hay que considerar el atraso de Changuinola I como un caso real y no como una simple sensibilidad, ya que al día de hoy se conoce su situación. Si bien es cierto que en este momento es difícil enmendar esta

situación en todos los escenarios, este tipo de errores se corregiría en el futuro con un adecuado manejo de la incertidumbre.

RESP: El atraso de Changuinola, así como de los demás proyectos de generación se consideraron en uno de los escenarios de sensibilidad efectuados. Esto se incluyó en el escenario adicional térmico incluido en el documento final entregado o a la ASEP.

- Es necesario que se describa, para cada uno de los escenarios habilitados en qué parte de la red de transporte inyectaría cada central termoeléctrica, a nivel del Plan de Expansión de Generación. Este comentario surge dado que durante el análisis Beneficio/Costo se observa que el impacto sobre la red de los escenarios 3 y 4, ambos termoeléctricos y basados en GNC (uno a través de barcazas y el otro vía gasoducto) son diferentes, de donde se infiere que inyectan en puntos diferenciados de la red. Este aspecto impactaría en el caso que ambos escenarios inyecten potencia en distintos niveles de tensión lo cual impactaría de diferente manera sobre el Sistema Principal de Transmisión.

RESP: Se incluirá en el documento una explicación de en que punto de la red de transporte se considera la conexión de los distintos proyectos de generación.

- Tal como se ha señalado en informes previos los escenarios suponen como óptimos centrales con módulos térmicos de hasta 250 MW de CC o carbón en un contexto de uso solo a nivel nacional. Si bien ETESA ha respondido que en este informe se incluiría análisis adicionales para considerar el contexto regional, esto ha sido así pero solo se analizó el impacto sobre el costo marginal y los posibles volúmenes de importación y exportación, pero no se ha considerado en las evaluaciones económicas de los inversores ni tampoco su impacto sobre el funcionamiento eléctrico de la red ni sobre las futuras obras de transmisión.

RESP: Ver respuestas anteriores sobre las evaluaciones económicas y de rentabilidad de los proyectos.

- Respecto del caso MHTCB7, desde el año 2012 al 2016 los costos marginales sin exportaciones de Panamá al resto de la región son notablemente mayores que cuando se exporta volúmenes muy significativos. Si los planes utilizados en ambas situaciones son iguales este resultado es poco probable.

RESP: Esto fue corregido en el documento final a entregar a la ASEP.

- Sobre el mismo caso, no se ha incluido un análisis donde se observe que con los intercambios regionales aumentan notablemente los factores de planta de las centrales nuevas y existentes.

RESP: Esto fue corregido en el documento final a entregar a la ASEP.

- Respecto del caso MHTGBC7 (GNC mediante barcazas), los precios marginales que resultan del orden de 40 USD/MWh parecen ser muy bajos, lo cual probablemente no incentivaría la participación de nuevos inversionistas.

RESP: Estamos de acuerdo con su observación, nuevamente indicamos que el principal motivo de que estos costos marginales sean tan bajos es por el costo del combustible

utilizado (gas natural), de acuerdo al costo proporcionado por la COPE en su documento “Criterios y Políticas proa el Plan de Expansión 2007” (Capitulo 2 del Tomo I).

- Los costos marginales promedios se aumentan sensiblemente a partir del 2011 coincidente con las exportaciones, lo cual mejorará sensiblemente la rentabilidad de los inversores. Este aspecto no ha sido evaluado ni tampoco el impacto que tendrá sobre la red de transmisión.

RESP: En el escenario adicional térmico solicitado por la ASEP se incluye el análisis de rentabilidad incluyendo un análisis regional del mismo.

- Respecto del caso MHTGDC7 (GNC mediante gasoducto), se hacen las mismas consideraciones que para el caso MHTGBC7 (GNC mediante barcazas).

RESP: Ver respuesta anterior para el caso MHTGBC7.

- Respecto del caso MHTTLA7 (Eólico, Turba y GNC), los precios marginales que resultan hasta de 32 USD/MWh son extremadamente bajos y no guardan relación con las características del mercado. Por otra parte, el intercambio regional impactará positivamente, aumentando significativamente los precios marginales lo cual redundará en cierto atractivo para los inversores, ya que de otro modo sería totalmente inviable el caso.

RESP: Ver respuesta anterior para el caso MHTGBC7 y MHTGDC7.

- En relación a las sensibilidades, sólo se analiza el efecto sobre el costo marginal del sistema, sin embargo, este dato no se utiliza para otras evaluaciones, por ejemplo para analizar como serían las rentabilidades de los inversores, lo que permitiría conocer si el plan es sustentable desde el punto de vista privado.

RESP: Como se mencionó anteriormente, no se efectuó el análisis de rentabilidad para los escenarios de sensibilidades ya que no había sido solicitado anteriormente. En estos momentos, por el corto tiempo con que se cuenta para la entrega del Plan de Expansión a la ASEP (el 15 de octubre) no será posible incluir este análisis, lo cual será tomado en cuenta para el Plan del próximo año.

- En cuanto al Capítulo 10, Análisis Regional cabe destacar que el atraso de Changuinola I impactará los montos de energía para importación y exportación. Se observa que el escenario de intercambio regional es muy importante y con volúmenes de exportación muy altos, sin embargo los costos marginales resultantes se consideran que no son correctos dado que en muchas situaciones los mismos bajan en lugar de subir significativamente cuando se exporta de Panamá a Centroamérica. No se evalúa la viabilidad económica de estos escenarios desde el punto de vista privado, y tampoco se evalúan las posibilidades técnicas dado que no se realizan análisis de funcionamiento eléctrico de la red de transmisión.

RESP: Este capítulo fue revisad y corregido en el documento final. Se incluye, para el escenario adicional térmico el análisis regional del mismo y su evaluación de rentabilidad.

- En cuanto al Capítulo 11, Escenario de Demanda Alta, los costos marginales que resultan son un poco mayores o del mismo orden que los correspondientes de los casos originales de demanda media; se debe aclarar esta situación.

RESP: Esto es el resultado del análisis energético que realiza el SDDP, hay que tomar en cuenta que no existe una diferencia muy grande entre los dos pronósticos de demanda, además de que en el escenario de demanda alta entran en operación algunas plantas de generación adicionales, lo que logra que los costos marginales sean muy similares.

- En cuanto al Capítulo 12, Análisis de Riesgo, si bien ETESA considera las incertidumbres de las variables independientes más importantes, no tiene en cuenta el nivel de tales incertidumbres, sólo considera si se da una determinada situación de incertidumbre o no. Por lo tanto, el riesgo que intenta determinar ETESA es del tipo determinístico o sea como un análisis simple de parametrización.

RESP: Lo expresado por la ASEP es correcto.

- La mayor crítica se centra en que con todos estos resultados no se concretan conclusiones que puedan utilizarse en relación con el plan de expansión de la transmisión. En otras palabras, se realizó el análisis correspondiente pero solo se hacen comentarios en relación con las implicaciones sobre los costos marginales pero no en relación a la viabilidad de los planes desde el punto de vista privado ni desde el punto de vista de la red y sus nuevas obras. Se recomienda utilizar métodos que permitan evaluar de una forma más conceptual los planes de expansión como es el caso de los “*Números Fuzzy*” y las Opciones Reales de Inversión u otros que al menos ponderen de alguna forma la posibilidad de ocurrencia.

RESP: LA sugerencia de la ASEP será tomada en cuenta para el próximo plan de expansión.

- En cuanto al Capítulo 13, Evaluación Económica y Financiera de los proyectos de generación considerados en los casos analizados, no se cuenta con evaluaciones económicas considerando los casos de parametrización (sensibilidades) realizados por ETESA ni la parametrización cuando existen intercambios regionales.

RESP: Eso no había sido solicitado anteriormente por la ASEP y no se cuenta con el tiempo para realizar estos análisis. Se realizaron para el escenario adicional térmico solicitado por la ASEP.

- En el caso 4 (MHTGDC7) GNC gasoducto y carbón, llama la atención si se compara con el caso 3 (MHTGBC7) GNC barcaza y carbón, dado que por un lado los proyectos hidroeléctricos mejoran su rentabilidad en general sin embargo los térmicos empeoran mucho la misma. Como se interpreta-explica esta situación.

RESP: Todo tiene que ver con la valoración de los costos marginales y la entrada en operación de los proyectos térmicos, los cuales dependen directamente de la entrada del combustible gas, como se describe en los casos. El gas por barcaza a partir del 2009 y el gasoducto a partir del año 2012. Los proyectos hidroeléctricos en expansión del caso MHTGDC7 aprovechan el periodo 2009-2013 en que los costos marginales son

significativamente superiores al caso MHTGBC7, al contrario los proyectos térmicos en expansión del caso con gasoducto son afectados por una disminución relativa de costos marginales con respecto al caso con barcaza en el periodo 2014-2017.

- No se han considerado aspectos tales como capacidad, calidad y condiciones de reserva, de forma que el sistema permita exportar una determinada cantidad de energía la cual, al parecer, está sobredimensionada toda vez que los módulos térmicos propuestos corresponden a un contexto regional y no a los escenarios de importación y exportación señalados en los escenarios básicos propuestos.

RESP: Los escenarios regionales fueron actualizados y se aprecia en ellos los intercambios de energía entre Panamá y Centroamérica para tres escenarios MHT7, MHT7GBC y MHT7H (escenario considerando las centrales del Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07).

Sobre el Tomo III. Plan de Expansión de Transmisión, esta Autoridad señala lo siguiente:

- En cuanto al Capítulo 6, Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo, referente al análisis de contingencia, se indica que se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) para distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Se debería explicar brevemente por qué las contingencias de estos circuitos son consideradas las más críticas o hacer referencia al estudio donde se llega a esta conclusión.

RESP: Se incluirá una explicación sobre la escogencia de estas contingencias como las más críticas.

- En cuanto al Capítulo 9, Resultados de la Evaluación Técnica Económica y Selección del Plan de Largo Plazo, se señala lo siguiente respecto de las evaluaciones Beneficio/Costo no se ha corregido la situación de que Changuinola I cambió su entrada en servicio del 2010 al 2011, lo que puede cambiar el resultado de algunas evaluaciones provocando el retraso de algunas obras en al menos un año. Por ejemplo el refuerzo de Changuinola – Fortuna 230 kV, el banco de capacitores de 60 MVA previsto para el 2010, etc.

En el sentido indicado se debería analizar el impacto de la demora de Changuinola en un año al menos, suponiendo ingresa en el 2012. De producirse esta demora podrían llegar a reformularse los proyectos mencionados.

RESP: Esto no se había corregido en el informe ya que la notificación de parte de AES Changuinola con la nueva fecha de entrada en operación de Chang I fue el 27 de junio y el Plan de Expansión se entregó a la ASEP el día 2 de julio, o sea, 5 días, motivo por el cual en 5 días no era posible rehacer nuevamente todo el Plan de Expansión, que llevaba ya 6 meses de trabajo. Esto se ha considerado en el nuevo escenario que se incluye con la adición de las plantas térmicas resultantes el Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07.

- Finalmente, con respecto al capítulo 11, Niveles de Confiabilidad, se tiene lo siguiente:
 - 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. Aunque se considere que el valor de Energía No Suministrada es bajo debido a que la probabilidad de fallas de la combinación de elementos o de modo común con otro elemento es muy baja, debe tenerse presente que son muchos estados y que la suma de todas esa gran cantidad de pequeñas energías no suministradas puede constituir un porcentaje no despreciable.

- 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. Esto se hace necesario debido a que no se cuenta con suficientes años de datos para considerar la muestra como estabilizada. Se insiste a ETESA que considere todos los datos como integrantes de una sola muestra y vuelva a calcular las tasas de fallas.

RESP: Se revisará y harán las correcciones solicitadas respecto a los análisis de confiabilidad .

RESPUESTA A COMENTARIOS MENORES DE LA ASEP

En el documento final del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007, entregado a la ASEP el día 15 de octubre de 2007 se hicieron las correcciones indicadas por la ASEP en los Comentario Menores de la Nota DSAN-3177-07.

RESPUESTA A COMENTARIOS DE PEDREGAL POWER

Con respecto a sus comentarios, indicamos lo siguiente:

- 1- A corto plazo este plan esta desfasado con la realidad. Esto en relación a que no se considera el desarrollo de los proyectos adjudicados en el concurso EDEMET – ELEKTRA 02-07.
- 2- Considerando lo planteado en el primer punto, se requiere un nuevo análisis relacionado a expansionen en el sistema de transmisión.
- 3- En relación al formato del documento, se debe corregir y/o arreglar la colocación de los gráficos 11.2 y 11.3.
- 4- La evaluación del análisis de rentabilidad de la operación de los actuales generadores quizás deba considerar si estos tienen o no contratos a futuro, de forma que se refleje lo mas real posible la condición de los mismos; ya que el supuesto utilizado es que las centrales generadoras están contratadas por la potencia disponible.

Respuestas:

Puntos 1 y 2: Se incluirá en el documento final un escenario adicional que consideré los proyecto térmicos del Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07. Este análisis también se hará para el Plan de Transmisión asociado a este nuevo escenario.

Punto 3: Se hará la corrección señalada en este punto.

Punto 4: Esto será considerado en los próximos planes de expansión.

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ELEKTRA NORESTE

En atención a la Resolución AN No.1030-Elec del 23 de julio de 2007, remitimos a continuación los comentarios a la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional:

Comentarios

1. Tomo II, Plan Indicativo de Generación

1.1 Proyectos Hidroeléctricos Candidatos.

El plan de expansión considera como candidatos únicamente proyectos con estudios de reconocimiento, prefactibilidad o factibilidad que tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación y/o tenga al menos la autorización de conducencia de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas, pero en el cuadro 1.5 de la página 98, el Proyecto Bajo de Mina aparece como promotor La Mina Hydro Power y no CICSA Panamá, S.A. la cual es la nueva promotora del proyecto (Resolución AN No. 812-Elec del 10 de mayo de 2007). Además esta misma empresa está desarrollando el proyecto BAITUN (Resolución AN No. 813-Elec del 10 de mayo de 2007) y no aparece como un proyecto hidroeléctrico candidato. Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para estos dos proyectos la empresa CICSA Panamá, S.A. ofertó \$31,780,000.00.

El proyecto Bajo Frío no aparece como proyecto hidroeléctrico candidato para este plan y está siendo desarrollado por la empresa FOUNTAIN INTERTRADE CORP. (Resolución AN No. 825-Elec del 11 de mayo de 2007). Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para este proyecto la empresa desarrolladora ofertó \$1,500,126.00.

El proyecto Barro Blanco no aparece como proyecto hidroeléctrico candidato para este plan y está siendo desarrollado por la empresa Generadora del Istmo (Resolución AN No. 823-Elec del 11 de mayo de 2007). Solicitamos que este proyecto sea incluido como proyecto hidroeléctrico candidato del cuadro 1.5. Para este proyecto la empresa desarrolladora ofertó \$750,000.00.

RESP: Como es de su conocimiento, el Plan Indicativo de Generación se realizó durante el periodo de enero a marzo y se envió a Elektra Noreste para sus comentarios el día 2 de abril de 2007 mediante la Nota ETE-DEOI-PLAN-077-2007. El día 4 de mayo fue entregado a la ASEP el Plan Indicativo de Generación, dando respuesta a los comentarios recibidos de la ASEP y de los Agentes del Mercado.

Sus comentarios se refieren a resoluciones de la ASEP posteriores a la finalización del Plan indicativo de Generación (10 de mayo de 2007). En estos momentos es imposible incluir estos proyectos el plan por las siguientes razones: 1) de los proyectos BAITUN, Bajo Frío y Barro Blanco, no se tiene información para poder

modelarlos en los programas utilizados para los análisis de expansión de generación, aún cuando se le ha solicitado la misma a los promotores de los mismos y 2) de incluir estos proyectos, se tendría que rehacer nuevamente todo el Plan Indicativo de Generación y por consiguiente el Plan de Transmisión, lo cual no es posible en el corto tiempo con que contamos para la entrega del documento final a la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación del próximo año se tratará de incluir estos proyectos, si los promotores de los mismos suministran la información necesaria.

1.2 Proyectos Térmicos.

Recientemente EDEMET Y Elektra Noreste, S.A. firmaron contratos de potencia firme y energía asociada con las siguientes empresas:

Empresa	MW Contratado	MW Instalado	Inicio de Suministro
Inversiones y Desarrollos Balboas	41.5 62.25	41.5 83	01/08/2008 01/01/2009
Generadora del Atlántico S.A.	75	100	01/06/2009
Térmica del Caribe	7.125	49	01/03/2009

Estos proyectos no aparecen como Proyectos Térmicos Candidatos de la Tabla 1.6 de la página 98, por lo cual solicitamos que estos proyectos sean incluidos en los escenarios de este plan de expansión.

RESP: Para este punto, la respuesta es similar a la anterior, el Concurso EDEMET-ELEKTRA 02-07 se efectuó el 22 de mayo de 2007, posterior a la entrega del Plan Indicativo de Generación. Para tomar en cuenta el efecto de estos proyectos térmicos en el sistema, se incluirá un escenario adicional en el Plan indicativo de Generación, considerando los mismos.

1.3 Gráfica No. 1.6, Intercambio entre Panamá y Costa Rica.

Las estadísticas de exportaciones en GWh de 1999 a Junio 2007 son las siguientes:

Años	Exportaciones
1999	96.7
2000	14.8
2001	118.0
2002	48.6
2003	180.2
2004	206.6
2005	106.3
2006	83.2
Junio '06	75.6

Para el corto plazo 2007 y 2008, se está proyectando exportar 158.39 y 178.56 GWh respectivamente. Conociendo que actualmente el CND ya ha tenido la necesidad de suspender las exportaciones ya que se han presentado problemas con los principales embalses de las generadoras Hidros del Sistema, consideramos esta proyección excesiva para las condiciones actuales del sistema nacional y las estadísticas de exportación de los últimos años.

Además, las exportaciones proyectadas para el largo plazo, no están lo suficientemente sustentadas, por lo cual solicitamos una aclaración del por qué estas exportaciones están fuera del rango de lo históricamente exportado.

Observación: las exportaciones son un consumo más del sistema, según las reglas comerciales, por lo cual no está claro si están modeladas dentro de la demanda para las corridas de mediano y largo plazo.

RESP: Se corrigió el capítulo de Análisis Regional en el documento final entregado a la ASEP, en este caso, las exportaciones disminuyen, comparado con lo presentado anteriormente. Las exportaciones o importaciones son producto de los distintos planes de expansión de los demás países de Centroamérica y las mismas obedecen a un despacho donde se minimiza el costo total del sistema completo, por lo cual se dan los intercambios mostrados en este nuevo capítulo.

- 1.4 En el Cuadro No. 1.5, Proyectos Hidroeléctricos Candidatos en la página 98, el Costo de Contracción de \$320.0 por KW del proyecto CHAN I, del promotor Hidro Teribe, S. A. (AES) no es el mismo que aparece en el cuadro No. 7.1 de la página 136, el cual es de \$1,435.0 por KW. Solicitamos se ajuste esta inconsistencia.

Además, este proyecto aparece que entrará en operaciones en el año 2010 y ETESA informó a Elektra mediante nota ETE-DEOI-PLAN-137-2007 que este proyecto entrará en operaciones en enero de 2011, como lo informó AES Changuinola mediante Nota N0. AES-CHAN-48-07 del 27 de junio de 2007. Por tal motivo, solicitamos una aclaración del por qué se modela esta planta a partir del año 2010 en los escenarios presentados en este Plan de Expansión o en su defecto, realizar la modificación correspondiente.

RESP: De acuerdo a la información con que contábamos cuando se inició el Plan Indicativo de Generación, el proyecto CHAN I entraría en operación en julio del año 2010 y fue modelado en el programa SDDP en esa fecha, en todos los escenarios analizados. Posteriormente, mediante la nota de AES Changuinola AES-CHAN-48-07, del 27 de junio del 2007, nos informan que la entrada en operación será en enero de 2011, esto significa un atraso de 6 meses con respecto a la fecha en que se tenía modelado en el SDDP en los escenarios del Plan Indicativo de Generación. Corregir esta fecha sería imposible en el Plan de Expansión ya que sería necesario rehacer nuevamente todo el Plan Indicativo de Generación. Esta nueva fecha si será considerada en el escenario adicional que se incluirá en el Plan, el cual toma en cuenta la nueva generación térmica de los proyectos mencionados en el punto anterior.

Con respecto a sus comentarios del primer párrafo, se harán las correcciones pertinentes en el Plan de Expansión.

1.5 Tomo I Estudios Básicos, Capítulo 1; Proyección de Demanda.

El artículo 63 del Reglamento de Transmisión, en referencia al Pronóstico de Demanda (punto ii), establece lo siguiente:

(ii) El pronóstico de demanda de energía y potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras debidamente ajustada en forma centralizada.

La proyección de demanda presentada para este plan de expansión no muestra cómo se utilizaron los datos enviados por Elektra Noreste, S.A. para la confección del pronóstico de demanda, como lo indica el Artículo 63 del Reglamento de Transmisión.

La demanda proyectada por ETESA para este Plan, es una demanda calculada en su totalidad por ETESA, lo que es contrario a lo establecido en el mencionado artículo. Por lo tanto, solicitamos utilizar la proyección enviada por las distribuidoras.

RESP: ETESA realizó el Pronóstico de Demanda para el Plan de Expansión en diciembre del año 2006 y fue sometido para comentarios de los Agentes en el documento “Estudios Básicos” enviado a Elektra Noreste mediante nota ETE-DEOI-PLAN-003-2007, con fecha de 2 de enero de 2007. Para este pronóstico de demanda ETESA toma en cuenta una serie de parámetros, tales como datos históricos de energía y potencia, crecimiento del PIB, pérdidas del sistema y otros, lo cual se detalla y explica ampliamente en dicho documento, por lo que no necesariamente la información de demanda proporcionada por Elektra Noreste es la misma que se utiliza en el pronóstico de demanda de ETESA.

1.6 Reiteramos nuestro comentario con referencia al costo por la construcción del Nuevo Edificio de ETESA por un monto de \$10.113 Millones de dólares es exagerado. Se debe tener presente que una inversión de \$10.113 millones de dólares en planta general tiene un impacto significativo sobre la tarifa de Transmisión en la medida que genera un incremento en el valor de los activos netos actuales como en el valor de los activos de propiedad y plantas.

Nuevamente recalcamos que no nos oponemos al hecho de que ETESA construya un edificio sede, en la medida que se demuestre que es más eficiente de construirlo que alquilarlo, por lo que solicitamos una revisión de las expectativas en el diseño del nuevo edificio con la finalidad de minimizar el impacto en la Tarifa de Transmisión.

RESP: De acuerdo a lo solicitado por la ASEP, el edificio de ETESA fue retirado el Plan de Expansión.