

## Anexo 38

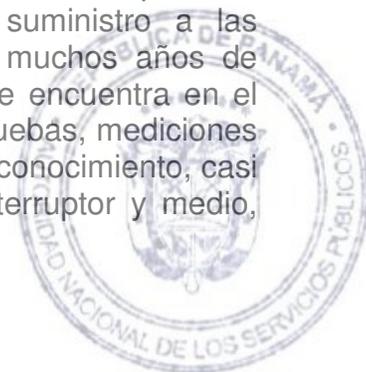
### Respuesta a Comentarios de ASEP y Agentes al Plan de Expansión de Transmisión



*de*

## Respuesta a Comentarios de Elektra Noreste mediante Nota DDI-ADM-027-2008

1. Se hará la corrección indicada.
2. Adjuntamos copia de la Nota DSAN-830-08 del 28 de marzo de 2008 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
3. Según datos de placa de los transformadores de la Subestación Chorrera, el transformador T1 tiene capacidad hasta de 56 MVA a 65°C, mientras que el transformador T2 tiene capacidad de 50 MVA a 55°C. Debido a los años de operación con que cuenta el transformador T1, más de 30 años, el mismo se recalienta mucho más rápido que el T2, por lo que no es recomendable operarlo hasta llegar a 65°C. Por este motivo el cálculo de carga para los transformadores de esta subestación se realizó en base a 50 MVA para cada transformador.
4. En el capítulo 3 del documento se presenta una descripción del sistema actual de transmisión que incluye los datos de líneas, transformadores, capacitores, reactores, diagrama unifilar, mapa y los esquemas vigentes de controles de emergencia como desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. Los datos de generadores, así como sus modelos de reguladores de voltaje, gobernadores y estabilizadores se presentan en el Anexo 13 "Modelos Dinamicos". Se incluirá información sobre datos del sistema futuro previsto.
5. Se harán las correcciones pertinentes en el documento final a entregar a la ASEP, de acuerdo a su comentario.
6. Se harán las adecuaciones en el documento final a entregar a la ASEP, de acuerdo a su comentario.
7. a) Tiene razón en su comentario sobre los interruptores de 115 KV de la S/E Mata de Nance, se hará la corrección necesaria.  
  
b) Con relación a su comentario sobre el reemplazo de los transformadores, en el Anexo 9 se presenta toda la justificación para este reemplazo, se incluirá un anexo adicional con el resultado de las pruebas, mediciones e historial de mantenimiento realizadas a los transformadores.  
  
c) El reemplazo de interruptores igualmente responde a un plan de reposición para seguir brindando la confiabilidad y seguridad de suministro a las empresas distribuidora, ya que estos interruptores tienen muchos años de operación. La justificación del reemplazo de los mismos se encuentra en el Anexo 9 y a la vez se incluirá un anexo adicional con las pruebas, mediciones e historial de mantenimiento de los mismos. Como es de su conocimiento, casi todas las subestaciones de ETESA tienen esquema de interruptor y medio,



inclusive los patios de 34. 5 KV de las subestaciones Mata de Nance, Chorrera y Progreso, lo cual proviene de las instalaciones heredadas del IRHE. No se está pretendiendo extender el Criterio de Seguridad N-1 a instalaciones de conexión, sino realizar el reemplazo de equipos que ya han llegado a limite de su vida útil, sin modificar el esquema existente de las subestaciones.

8. a) De acuerdo al Reglamento de Transmisión, el Plan de Expansión se compone de: 1) Plan de Expansión de Corto Plazo, 2) Plan de Expansión de Largo Plazo, 3) Plan del Sistema de Comunicaciones, 4) Plan de Reposición de Corto Plazo, 5) Plan de Reposición de Largo Plazo y 6) Plan de Planta General. De acuerdo a nuestro entender, los proyectos en mención no corresponden a los mencionados en 1, 2, 3, 4, y 5, por lo que se agruparon en Planta General. De considerar la ASEP que los mismos deben agruparse bajo otra categoría lo haremos.

b) El Art. 63 d) i) (i.3) establece que:

*“Los costos que deben ser considerados para el PEST deben ser aquellos que aseguran que las obras y su operación se realizan de manera eficiente. El costo de una expansión del Sistema de Transmisión, será la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado. Los componentes de instalaciones se valorizarán conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la expansión. Conforme su naturaleza, los componentes de un tramo se clasificarán en componentes importados y nacionales, debiendo especificarse en cada caso, y según proceda la siguiente división: precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación. Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, ETESA deberá basarse en antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones y deberá efectuar un estudio de mercado, debiendo optar por los precios más económicos sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente usados en el país, y teniendo presente las condiciones de calidad de servicio y seguridad a que se refiere el presente Reglamento. ETESA deberá justificar los valores utilizados. Los costos deberán considerar las indicaciones de eficiencia que apruebe el ESRP en cada revisión tarifaria.”*

Entendemos de este Artículo que esto se refiere a costos de obras (ampliaciones o modificaciones en subestaciones o nuevas subestaciones y líneas de transmisión) y no a costos de equipos como lo son Flota Vehicular y Equipo de Informática. Como se puede observar, el Artículo hace mención a costo de una “expansión del Sistema de Transmisión”.

9. Se incluirá un análisis del impacto del Plan de Expansión en los cargos de transmisión.



*Jug. (muj)  
 Jug. Rendón  
 Hablamos pronto*

NO 0279

*mañana  
 14/4/08  
 3:55 pm*

28 de marzo de 2008  
 Nota No. DEAN-830-08  
 Ref. 036517

*al.  
 14/4/08 Rendón  
 Ing. Sánchez  
 Hablamos  
 JB 9/4/08*

Ingeniero  
 Isaac A. Castillo R.  
 Gerente General  
 EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.  
 E. S. D.

Ingeniero Castillo:

En virtud de lo señalado en la nota ETE-DET-GOM-014-2007 de 20 de marzo de 2007 y posteriormente comentado en reuniones con esta Autoridad, referente a que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) no puede coordinar trabajos de mantenimiento de los transformadores en las subestaciones Chorrera y Llano Sánchez con la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET), le instamos a renovar esfuerzos para la consecución de tal objetivo, toda vez que ETESA es responsable de la prestación continua, eficiente y segura del servicio en dichas subestaciones.

Para lograr lo anterior, ETESA deberá programar adecuadamente dichos trabajos, procurando la menor afectación posible a los usuarios conectados a sus instalaciones, minimizando la cantidad y el tiempo en que los equipos se encuentren fuera de servicio. De igual manera ETESA, cuando corresponda, asumirá los incrementos en los Costos de Abastecimiento de los Clientes de EDEMET que resulten por la realización de los trabajos de mantenimiento.

Por otro lado, las inversiones necesarias para aumentar el parque de transformación en tales subestaciones, así como en cualquier otro punto del Sistema de Transmisión, deben ser previstas por ETESA en tiempo oportuno, independientemente de la clasificación tarifaria que tenga dicho equipamiento, sea de Conexión o perteneciente al Sistema Principal de Transmisión. Para ello, en el caso de los equipamientos de conexión, ETESA deberá monitorear continuamente el desempeño de los diferentes equipos que prestan servicio a los usuarios conectados a los mismos e informarles oportunamente de las necesidades de expansión que se requieran, sustentados con estudios eléctricos que justifiquen tal necesidad.

Quedamos a su disposición para cualquier consulta adicional.

Atentamente,

*V.C.U.*  
**VICTOR CARLOS URRUTIA G.**  
 Administrador General



*o.l.u.*

*de*



*de*

**Respuesta a Comentarios de AES Panamá  
mediante Nota AES-DARYL-10-08**

1. Se hará la corrección necesaria.
2. Se hará la corrección necesaria en la fecha de entrada en operación de la S/E Concepción 230 KV.
3. Se corregirá la capacidad instalada de las centrales La Estrella y Los Valles.
4. Se corregirá la fecha de entrada en operación de las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas en base a carbón, para el año 2010 y no en el 2011.
5. Se incluirán los proyectos Ampliación de S/E Caldera 115/34.5 KV y S/E Concepción 230 /34.5 KV en estos cuadros.
6. Se corregirá la fecha de entrada en operación del Segundo Refuerzo Llano Sánchez – Chorrera –Panamá – Panamá II 230 KV, que debe ser para el año 2021.
7. El Plan de Expansión de Transmisión se basa en los resultados del Plan Indicativo de Generación entregado a la ASEP en abril del presente año. En este plan de generación existen varios proyectos de los cuales no se tiene la certeza de su entrada en operación y que dependerán de la licitación que harán las empresas distribuidoras a fines de julio del presente año.
8. Con relación a que refuerzo del segundo circuito Guasquitas – Changuinola 230 KV, aunque este circuito tiene capacidad suficiente para llevar la generación total de Chan75 (223 MW) y Bonyic (30 MW). El problema se produce al ocurrir una falla trifásica en el circuito Fortuna – Chang75 y apertura del mismo, lo que se traduce en oscilaciones de voltaje en el sistema de transmisión. Para solucionar este problema, es necesario la adición del segundo circuito en esta línea de transmisión. Esto se explicará con mayor detalle en el informe.



*de*