



ASEP

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

№. 0051

Panamá, 17 de enero de 2006

Nota No. DSAN-0162-07

Ref. 34799

ING. D. PESEIRA

PSA.

S.R.

19/1/07

Ing. Rendell

Atender

19/1/07

Ingeniero

ISAAC A. CASTILLO R.

Gerente General

Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.

Ciudad

Estimado Ing. Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-001-2007, con la cual adjunta el informe correspondiente a los Estudios Básicos en la actualización del PESIN 2007 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le estamos enviando las observaciones al informe de Estudios Básicos, no sin antes indicarle, que en términos generales el informe está bien, sin embargo, se observa que principalmente persisten algunos puntos tal como el referido a los Estudios de Confiabilidad, que siguen siendo deficitarios tal como más adelante detallaremos.

Nuestras observaciones al informe de Estudios Básicos son las siguientes:

Pronóstico de demanda

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Es necesario que se presente explícitamente en el informe los valores de demanda con que participa cada barra del Sistema Principal de Transmisión en la demanda máxima del sistema (Demanda Máxima del SIN desagregada por barra).
- Si bien se informa que en caso de no disponerse de la información estadística correspondiente se asumirán comportamientos de áreas similares (Página 4, parte final del párrafo cuarto), ETESA deber señalar en qué casos específicos no se disponía de información y cuáles fueron los valores adoptados del análisis de áreas similares.
- En el apartado de Curvas Típicas de Carga faltan, para el caso de EDEMET: Centro Bancario, Las Guías, Mir44, Bal44, Summ 44, Gam 44, Acl 44 y para el caso de EDECHI: Charco Azul.
- Respecto a la elección de las variables explicativas del consumo y su validez, ETESA ha aceptado en este informe que es necesaria una mejora en el modelo a aplicar, pero señala que por el momento no está disponible. Es necesario que para el PESIN 2008 se disponga de un modelo de pronóstico de demanda que considere una suficiente cantidad

Edk. 18/1/07 2:32 pm

Edificio Office Park, Via España y Fernández de Córdoba

Teléfono: 508-4500 • Fax: 508-4600 • Apartado 0816-01235, Panamá, Rep. Panamá • www.asep.gob.pa

*Vicente
19-1-07*

de variables explicativas del consumo de energía eléctrica en las proyecciones, tal como anteriormente se ha solicitado.

- Respecto a la evolución del factor de carga considerado, si bien la proyección lineal es un criterio que se ajusta a una tendencia histórica, y que se justifica por las "hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de uso de la energía eléctrica...", se entiende que esa forma de variación no puede sostenerse en el largo plazo. ETESA debe proyectar, en futuros PESIN, el factor de carga con una función más adecuada, p.ej. Función con Saturación.

Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación.

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

- Es necesario incluir la Resolución de la COPE que aprueba los criterios utilizados.
- En los criterios de Confiabilidad y seguridad la COPE ha establecido un valor para la Reserva Mínima de Potencia. Este valor de potencia firme de reserva no se encuentra fundamentado y ETESA debe indicar cómo está considerando el mismo.
- El Anexo B - Referencias de Proyectos Hidroeléctricos; aparentemente no se encuentra totalmente actualizado: No existe consistencia con lo contenido en el cuerpo principal del capítulo. Por ejemplo, Chan 75 (Gavilán) en un lugar aparece con 223 MW y en otro con 158 MW, Bonyic en un lugar aparece la fecha de entrada en servicio en el 2008 y en otro en el 2009.
- Es necesario unificar las fechas de entrada de los Proyectos de Generación a lo largo de todo el documento.
- Las fechas de entrada en servicio de nuevas centrales de generación propuestas por COPE no coinciden con las utilizadas por ETESA.

Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la transmisión.

Este capítulo del informe presenta la siguiente observación:

- Para la selección de la configuración de barras en Subestaciones (de interruptor y medio), se están utilizando fundamentos cualitativos. Se debe sustentar (mediante estudio preferiblemente) la adopción de esta configuración para las subestaciones.

Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento y Análisis Dinámico del Sistema de Transmisión de corto plazo.

Este capítulo del informe presenta las siguientes observaciones:

Flujo de Potencia y Contingencias:

- Se observan errores en los años de entrada en servicio de nueva generación en los distintos años de estudio. Hay discrepancias entre las fechas utilizadas por ETESA y las propuestas en el informe de COPE.
- Se debe incluir resultados de los estudios para la red de 115 kV perteneciente al Sistema Principal de Transmisión.
- Fundamentar los estados de carga que se consideran en los casos de contingencia, ya que sólo se está considerando el estado de carga máxima de invierno.
- Fundamentar la selección de contingencias en líneas de transmisión de doble circuito. Considerar contingencias en la línea FORTUNA 230 kV – Mata de Nance 230 kV (en lo posible para máxima generación de potencia activa en la Central Fortuna) y contingencia en la línea SANTA RITA 115 kV – CÁCERES 115 kV (en lo posible para máxima generación de ACP y BLM).
- Los casos de contingencias planteados no consideran salidas de generadores, transformadores, o líneas de circuito sencillo, por lo que sería conveniente probar la robustez del Sistema de Transmisión considerando contingencias en Bayano 230 kV – PAC 230 kV (en lo posible para máxima generación de potencia activa de la Central Bayano) y Chilibre 115 kV – PANAMÁ 115 kV (en lo posible para máxima generación en la Central BLM).
- Incluir en el Informe en forma resumida los puntos principales del Reglamento de Transmisión vigente que se verifican con los estudios presentados.
- Los resultados deben en forma expresa (tablas, esquemas unifilares con buena resolución) o mediante textos adecuados hacer referencia a: magnitudes de tensión, generaciones de potencia reactiva de todos los generadores, corrientes en elementos de transmisión. Los valores de flujo de potencia activa y reactiva en elementos de transmisión deben presentarse o bien en Tablas o bien en esquemas unifilares (con buena resolución ya que en las actuales condiciones son ilegibles).

Estabilidad:

- A pesar de que podría asumirse que el estado de “carga máxima de invierno” parece ser el más exigente desde el punto de vista de que las centrales de generación más importantes están despachadas, debe justificarse que dicho estado de carga es efectivamente el más exigente para los estudios de estabilidad.
- Aclarar en el texto la cantidad de circuitos de transmisión de las líneas de 230 kV PANAMA II—PACORA y FORTUNA—GUASQUITAS, ya que en el texto del documento se refiere a los mismos como doble circuito, pero en el unifilar se muestran como circuito sencillo.
- Sobre la base de que no existen elementos de juicio suficientes para el análisis del informe, ya que no se dispone de un diagrama unifilar claramente legible y no se observan los resultados de los flujos, es necesario verificar cuales son las Centrales

Generadoras cuya estabilidad transitoria haya sido probada con las simulaciones presentadas en el Informe, y cuales son las que aún no fueron probadas.

- Para las Centrales Generadoras cuya estabilidad aún no fue probada, efectuar las simulaciones correspondientes siguiendo los criterios generales enunciados a continuación:
 - a. Elegir para cada año del estudio el estado de carga más exigente para la estabilidad transitoria del sistema.
 - b. Probar la estabilidad transitoria de las principales centrales generadoras del sistema para la red en situación (n) y también para la red en alguna situación (n-1) considerada como crítica. X

Sobre la base de los despachos de generación de potencia activa presentados para el estudio de flujo de potencia, las principales centrales generadoras del sistema serían: FORTUNA, BAYANO, PANAM, BAHÍA LAS MINAS, ACP, ESTI, CICLO COMBINADO.

- c. Para probar la estabilidad transitoria de una central generadora dada se deben simular las fallas más exigentes en puntos de la red cercanos a la central generadora cuya estabilidad transitoria se prueba y en lo posible en líneas de transmisión fuertemente cargadas. Si la ubicación de la falla es en una línea de transmisión de circuito doble, entonces la falla debe ser trifásica y seguida de la desconexión definitiva del circuito de transmisión afectado por la falla. Si la ubicación de la falla es en una línea de circuito simple, entonces la falla deberá ser una falla asimétrica, como por ejemplo una falla monofásica, siendo la secuencia de la simulación de la falla la siguiente: falla monofásica en una de las fases, eliminación del cortocircuito monofásico y simultáneamente apertura de la fase afectada por la falla, y finalmente después que ha transcurrido un tiempo de pausa de unos 20 ciclos, recierre de la fase que estuvo afectada por la falla.
- d. Al presentar los resultados es conveniente graficar: 1) la frecuencia en una barra importante del sistema, como la Barra PANAMA 115 kV que ha sido considerada en el estudio; 2) los ángulos de los rotores de los siguientes generadores: un generador de la Central que se está probando, algunos generadores cercanos a la Central que se está probando, un generador alejado de la central que se está probando; 3) la magnitud de la tensión en bornes de un generador de la Central que se está probando; 4) magnitudes de tensión de algunas barras importantes del sistema

Es conveniente que el generador de referencia para graficar los ángulos de los rotores de los restantes generadores esté en lo posible alejado de los puntos de la red en los que se simula la falla. Para la red interconectada de Panamá un generador de la Central BAYANO puede ser tomado como referencia, como de

hecho se lo ha tomado en el estudio, pero para fallas cercanas a él sería conveniente que el generador de referencia fuese un generador de la Central FORTUNA.

- Para las Centrales Generadoras cuya estabilidad ya fue probada, se debe completar la presentación gráfica de resultados, incorporando las variables que corresponda, por ejemplo la magnitud de tensión en bornes del generador cercano a la falla. A modo de ejemplo se menciona que para la falla en la línea de doble circuito GUASQUITAS--VELADERO, no fue graficado el ángulo del rotor del generador de la Central ESTI, generador muy cercano al punto de falla.
- Para organizar los casos a simular es conveniente construir una Tabla, que podría contener las siguientes columnas, y tantas filas como la cantidad de Centrales Generadoras cuya estabilidad transitoria se desea probar:

Columna 1: La Central Generadora cuya estabilidad transitoria se quiere probar.

Columna 2: Circuito de transmisión (de la línea de doble circuito) sobre el que se producirá la falla trifásica, o línea de transmisión de circuito simple sobre la que se producirá la falla monofásica

Columna 3: Generador de referencia a considerar

Columna 4; Variables a graficar para mostrar resultados

Niveles de confiabilidad del Sistema de Transmisión

En primer lugar se reiteran las observaciones realizadas sobre la revisión de del PESIN 2006 presentadas a ETESA por esta Autoridad mediante nota No. DSAN-1441-06 de 4 de septiembre de 2006.

Además, se destaca lo siguiente:

- En el cálculo de la tasa de fallas de líneas se han estimado los valores para cada línea y luego se han promediado, cuando lo correcto es tomar todos los datos como correspondientes a una sola muestra y obtener así el parámetro que será utilizado para todas las líneas del mismo nivel de tensión agrupadas en la muestra.
- Los valores correspondientes a las tasas de fallas independientes de líneas dobles están sobreestimados, pues incluyen en su determinación las ocurrencias de fallas dobles que se modelan por separado.
- Se presentan inconsistencias en cuanto al tiempo de observación considerado para la determinación de los parámetros de las líneas. Por los valores presentados en la tabla 5-3, página, 117 se deduce que el tiempo de observación es aproximadamente 6.66 años, mientras los valores de la tabla 5-5, página 119, corresponderían a un tiempo de observación de 5.45 años.

- En lugar de presentarse claramente las hipótesis de cálculo incluyendo los criterios para el truncamiento del espacio de estados, se dice "El método de enumeración analiza todos los estados posibles y relevantes del sistema uno por uno." Es imposible deducir qué se quiere decir con "todos los estados posibles y relevantes". Todos los estados posibles son todos los estados del sistema, lo que correspondería a una enumeración exhaustiva. ¿Qué debe entenderse por estados relevantes del sistema? ¿Qué fracción del espacio de estados comprenden?
- Los valores de confiabilidad (ENS) presentados en la tabla 5-6, página 120, son inconsistentes con los de la tabla del punto 9. Indicadores promedio de confiabilidad del sistema, del Anexo 9. En efecto, para el año 2010, por ejemplo, la tabla 5-6 da un valor de 207.69 MWh/año para la ENS, mientras la tabla del Anexo 9 sólo para el bloque de máxima demanda de invierno registra un valor de ENS de 416.19 MWh/año en el bloque de máxima demanda de invierno.

Solicitamos se consideren todos los comentarios antes señalados en esta nota de manera que el PESIN 2007 sea un documento superior al presentado en el PESIN 2006 en cuanto a presentación, contenido, consistencia y cualquier otro aspecto relevante.

Adicionalmente, como se mencionó en líneas superiores, el principal problema detectado en este informe es el referido al Estudio de Confiabilidad, por lo que solicitamos que se nos envíe en un plazo no mayor de diez (10) días hábiles toda la información utilizada (base de datos) e hipótesis de cálculo utilizadas en la realización de los estudios de confiabilidad.

Atentamente,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por 
Fecha: 19/1/07
Hora: 2:01 p.m.

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Edificio Hatillo
Panamá

EDEMET - EDECHI
ALBROOK, EDIFICIO 812
AVE. DIOGENES DE LA ROSA
APDO. L. BALBOA, ANCON, PANAMA
PANAMA
TEL (507) 315 74 91
FAX (507) 315 74 94
E-MAIL: rbarranco@ufpanama.com

ING. D. PEREIRA
PSA. O.R. 19/1/07
Ing. Rendell
A 19/1/07

VPE-046-07
18 de enero de 2007

Estimado Ingeniero Castillo:

En respuesta a su nota ETE-DEOI-PLAN-002-2007, solicitando comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2007, les adelantamos los siguientes comentarios:

El análisis de la red modelada para calcular la potencia asumida por la S.E. Las Guías no es coincidente con la de nuestros cálculos debido a que probablemente se asumieron escenarios distintos de explotación.

Los flujos para el área de Capital se consideraron con una explotación mallada de S.E. San Francisco, es decir, alimentada desde Cerro Viento y desde Centro Bancario, cuando la explotación propuesta por nosotros es en antena desde Centro Bancario con la línea 115-11 abierta del lado de S.E. San Francisco.

Corregir la tabla Referencia de Proyectos Hidroeléctricos ya que aparece EDECHI como representante legal de La Estrella y también de Los Valles.

Atentamente,


Ricardo Barranco Pérez

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>Nianet</i>
Fecha:	<i>19-1-07</i>
Hora:	<i>2:59 p.M.</i>

Edm. 19/1/07



ING. D. PEREIRA

17 de enero de 2007
DDI-ADM-003-2007

PSA.
O.R. Ing Reinold
19/1/07
18/1/07
J. C. R.
18/1/07

Ingeniero
Isaac Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Presente

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-003-2007 de 2 de enero de 2007, en la cual nos solicita nuestros comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión de este año, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

1. En el listado de la página 15 se indica a la Comisión de Política Energética como la fuente de la base de datos en la parte correspondiente a la *Inflación de Panamá*, cuando lo usual es que se utilice información de la Contraloría General de la República. ¿A qué se debe esto?
2. El Gráfico Nº 1 en la página 72 no muestra el traslape de las zonas de cobertura de las protecciones, elemento básico en el diseño de las subestaciones y que ETESA satisface en el diseño de sus subestaciones.
3. En la página 81, la Tabla 6, Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones, muestra una aparente inconsistencia en la diferencia de precios entre las cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra y las cuchillas tripolares manuales sin cuchilla a tierra para las tensiones de 230 kV (items 14 y 15) y 115 kV (items 3 y 4).
4. En la página 81, la Tabla 6, Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones, sugerimos eliminar el ítem 26, Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA, por tratarse de equipo que no es propio de la actividad de transmisión.
5. En la página 81, la Tabla 6, Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones, el ítem 29 (Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado), parece incluir un interruptor con sus cuchillas, lo que se aleja del concepto de costos unitarios y se presta a confusión porque el mismo cuadro

Edm. 19/1/07 11:43 Am



indica costos unitarios para dichos componentes por separado. Sugerimos eliminarlo.

6. En la página 82, en 3.3.2.2 Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote, en el segundo párrafo, la referencia que se hace a la Tabla N° 6, nos parece incorrecta; debiera referirse a la Tabla N° 5. En esta misma página, la mención que se hace en la cita 13 a "impacto ambiental" no es correcta pues los costos de dicha actividad se indican en la Tabla N° 9.
7. En la Tabla N° 7 de la página 82, Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote, no vemos una explicación clara para el hecho de que las subestaciones con transformación tengan porcentajes de equipos por lote inferiores a las subestaciones sin transformación. Por otro lado, para los equipos de comunicaciones nos parece que los porcentajes debieran ser casi iguales. Igual ocurre para la Tabla N° 8, Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles, de la página 83.
8. En el Anexo 7, Resultados de Corto Circuito, no se muestran fallas a nivel de 13.8 kV en las Subestaciones Panamá y Panamá II.

Atentamente,

Javier Pariente
Gerente General

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por *[Signature]*

Fecha: 19/1/07

Hora: 2:01 p.m.

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	<u>19-1-07</u>
Hora:	<u>8:50 a.m.</u>