



ETESA

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA

ETE-DEOI-PLAN-057-2007
29 de enero de 2007

2007 ENE 30 A 058

REGISTRACION
DE LOS SERVICIOS
DE UTILIDADES

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

Estimado doctor Urrutia:

Hacemos referencia su Nota No. DSAN-0162-07, con fecha de 17 de enero de 2007, mediante la cual nos envía sus observaciones a los Estudios Básicos del Plan de Expansión del año 2007. A continuación, nuestra respuesta a sus observaciones. Además, adjuntamos un disquete con la información solicitada en dicha nota, utilizada para los análisis de confiabilidad.

Pronóstico de Demanda

1. En la página 39 del documento, se presenta lo solicitado por la ASEP, ya que se muestra el desglose de la demanda (MW) por agente distribuidor y por barra, del año 2007 al año 2021.
2. La observación de la ASEP, es a la Introducción del Capítulo 1, "Proyección de Demanda", sin embargo, tal como lo indica su observación, en los casos que no se dispone de información, se ha señalado la información utilizada, como lo puede apreciar para la tasa de crecimiento de la demanda de Bocas del Toro. El segundo párrafo de la página 29, en relación al pronóstico de demanda de los consumidores de Bocas del Toro, indica que: "Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento proporcionada por EDECHI, para la provincia de Chiriquí en el Informe Indicativo de Demanda 2006-2015, modificada con un incremento adicional de 10%, durante los primeros cuatro años, debido al inicio de operación de proyectos adicionales, como la potabilizadora."
3. Se incluirá en el documento final las curvas típicas señaladas. Cabe la aclaración de que la subestación Las Guías es una subestación nueva que entrará en operación en el año 2008, por lo que no se tienen en este

momento curvas típicas para ella. En todo caso, esta subestación tomará carga de la subestación Chorrera y de Llano Sánchez, por lo que se espera que su curva sea similar a la de estas dos subestaciones. Con respecto a la subestación Centro Bancario, dado que esta se alimenta desde la subestación Locería su demanda está incluida dentro de las demandas de las líneas 115-6 (Cáceres – Locería), 115-8 (Cáceres – Marañón) y 115-22 (Panamá – Locería).

4. Respecto a la capacidad predictiva del modelo, es importante reiterar que, para el corto plazo, dado los resultados del pronóstico del año 2006, frente a los datos reales del mismo año, el modelo acertó al 98.5%(*), lo cual excede los requerimientos estándares de pronósticos, dada la complejidad de elementos que intervienen en el comportamiento de los consumidores de energía eléctrica. Sin embargo, ETESA continuará en la búsqueda de mejorar el modelo con que cuenta.

() Información contenida en el numeral 1.3.2, literal a) del informe, "La desviación del modelo, en el estimado del consumo de energía, para el año 2006, es de -1.5% promedio, inferior al real preliminar de dicho año."*

5. Esta observación de la ASEP, será considerada en el próximo Plan de Expansión.

Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación

1. Tan pronto se tenga la Resolución de la COPE, aprobando estos criterios se incluirá en el Plan de Expansión.
2. La "Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007" de la COPE, en el punto "C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad" establece que el parque de generación propuesto, debe tener una reserva mínima de potencia firme de 100 MW. Este criterio será utilizado en el Plan Indicativo de Generación, en donde para cada escenario de generación se hace un balance entre la demanda y la potencia firme, la cual deberá cumplir con una reserva mínima de 100 MW en cada año. De no darse esta reserva mínima, se harán los ajustes necesarios en la fecha de entrada en operación de los proyectos de generación, con el fin de cumplir este criterio de la COPE.
3. Este cuadro pertenece al documento "Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007" de la COPE. De acuerdo con la COPE, este cuadro es tomado de la propia página web de la ASEP al 30 de noviembre de 2006. En el documento final se incluirá este cuadro actualizado al 31 de diciembre de 2006. Con respecto al comentario de las fechas de entrada en

operación de los proyectos, dicho cuadro del Anexo B no contiene ninguna fecha de entrada en operación para los proyectos.

4. Esto será revisado en el documento.
5. Ver respuesta a este punto abajo en "Diagnóstico de las Condiciones de Funcionamiento y Análisis Dinámico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo - Flujos de Potencia y Contingencias, punto 1."

Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión

1. El objetivo de este capítulo es presentar los distintos esquemas posibles de configuración de barras que pueden tener las subestaciones y explicar las configuraciones que tienen las subestaciones de ETESA, no es el de seleccionar el esquema de barras de una subestación en particular. En el Plan de Transmisión, cuando se plantee el desarrollo de una nueva subestación de ETESA, se realizarán los análisis cuantitativos para determinar cuál es la configuración óptima que esta debe tener.

Diagnóstico de las Condiciones de Funcionamiento y Análisis Dinámico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Flujos de Potencia y Contingencias

1. Los "errores" que indica la ASEP, con respecto a discrepancias de las fechas de entrada en operación de nuevas centrales de generación con respecto a las indicadas por la COPE, se deben a que las fechas utilizadas por ETESA, corresponden a la fecha con que se contaba en el momento de realizar los análisis de transmisión de corto plazo. Estos análisis se realizaron a inicios de diciembre de 2006 y en ese momento sólo se contaba con las fechas que se utilizaron en el Plan Indicativo de Generación del año 2006, aprobado por la ASEP, mientras que la "Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007" de la COPE, se recibió a fines de diciembre de 2006. Una vez se realice el Plan Indicativo de Generación del 2007 y se tengan las nuevas fechas de entrada en operación de los proyectos de generación, se revisarán los estudios eléctricos de corto plazo, los cuales igualmente se incluyen en el Plan de Expansión de Transmisión que se entrega a la ASEP el 30 de junio. De esta manera se asegurará de que las fechas de los proyectos concuerden con las fechas propuestas por la COPE.
2. Se incluirán en el Anexo 6 Flujos de Potencia, los resultados de niveles de tensión para las barras de 115 KV del sistema.

3. Para los análisis de contingencia se considera el escenario de demanda máxima de invierno, el cual presenta la máxima exigencia a la red de transmisión de 230 KV, ya que considera mayor generación de las centrales hidroeléctricas en el occidente del país.
4. En el análisis de corto plazo se incluyen las contingencias de líneas consideradas como las más críticas del sistema de transmisión de 230 KV. Obviamente, para un análisis de flujos de potencia no es posible incluir contingencias de todas las líneas ya que sería un proceso demasiado extenso. Las líneas consideradas en el análisis de contingencias son las siguientes:
 - a. Llano Sánchez – Panamá II: la línea más larga del sistema, llegando a la subestación Panamá II, en el centro de carga más importante del sistema, que es el área metropolitana.
 - b. Mata de Nance – Veladero: es una de las líneas de 230 KV con mayor flujo de potencia, ya que transporta parte de la generación de la central Fortuna (300 MW), la mayor central del país, además de parte de la generación de las centrales La Estrella (48 MW) y Los Valles (54 MW).
 - c. Pacora – Panamá II: es la contingencia más crítica en el área oriental del sistema, ya que al salir esta línea de operación la línea restante Bayano–COPESA–Panamá II, llevará toda la generación de las centrales Bayano y Pacora.
 - d. Guasquitas – Veladero: esta línea transporta parte de la generación de Fortuna además de la generación de la central Estí (120 MW), por lo que se considera una de las más críticas.

Con respecto a las contingencias de las líneas Santa Rita – Cáceres 115 KV, la misma no se considera crítica, ya que como se puede observar en los diagramas unifilares, en los escenarios de demanda máxima de verano, con máxima generación en Bahía Las Minas, el flujo en estas líneas es de 15 MW o menos para los distintos años del análisis de corto plazo, siendo la capacidad de las mismas de 150 MVA/circuito, por lo que una contingencia en uno de estos circuitos no tendría un efecto significativo para el sistema.

5. Ver respuesta en el punto 4) anterior. Se incluirán en el documento análisis de contingencias de los principales transformadores del sistema. Con respecto a la contingencia Bayano – Pacora, se explicó en el punto anterior que se incluye la contingencia Panamá II – Pacora, que es mas crítica que Bayano – Pacora. No se incluyen las contingencias en la red de 115 KV entre Bahía Las Minas y Panamá, por la baja carga que llevan estas líneas aún para las condiciones de demanda máxima de verano, que cuenta con mayor generación térmica de Bahía Las Minas. Esto se puede apreciar en

los flujos de los diagramas unifilares, donde se ve que la línea Chilibre – Panamá, transporta 5.5 MW para las condiciones del año 2010, por lo que una contingencia de la misma no sería significativa.

6. En el documento final de Estudios Básicos se incluirá en forma resumida los principales punto del Reglamento de Transmisión que se verifican en los estudios, de acuerdo a lo solicitado por la ASEP.
7. Con respecto a la resolución del diagrama unifilar, el presentado es la única opción con que cuenta el programa PSS/E para el mismo. Si bien es cierto, en forma impresa resultan difíciles de distinguir los valores mostrados en el mismo, como se adjuntó el documento de Estudios Básicos en CD, en formato "pdf", se puede en el mismo hacer un "zoom", observándose entonces con toda claridad los valores tanto de flujos en las líneas como de voltajes en las barras, para algún detalle en particular que sea de interés. En el documento se presentan en tablas los valores de voltajes en la red de 230 KV y el despacho de generación de cada escenario. En el Anexo 6 "Flujos de Potencia", se presentan estos resultados con mayor detalle, incluyendo la potencia activa, reactiva, voltajes en terminales y factor de potencia para cada generador, para cada uno de los casos base como de contingencia de los distintos años de análisis. Se incluirá en este Anexo del documento final a entregar a la ASEP, lo solicitado respecto a flujos de potencia activa y reactiva (P y Q), en las líneas de transmisión y voltajes en la red de 115 KV.

Estabilidad

1. El escenario de demanda máxima de invierno es claramente el más exigente para el sistema de transmisión, ya que es el que presenta las centrales hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país (Fortuna, La Estrella, Los Valles, Estí, Changuinola, Bajo de Mina, etc.) despachadas a su máxima capacidad, siendo la demanda de las subestaciones en el área occidental (Mata de Nance y Progreso), relativamente baja comparada con la demanda en el centro de carga (subestaciones Panamá y Panamá II), el sistema de transmisión desde las subestaciones Mata de Nance y Guasquitas hacia Panamá estará más cargado, lo que obviamente presenta una mayor exigencia al mismo.
2. La línea de transmisión Fortuna – Guasquitas es un circuito sencillo, construido con torres para doble circuito, ya que en un futuro se piensa instalar el segundo circuito. La línea Panamá II – Pacora, corresponde a la línea de doble circuito Bayano – Panamá II, donde uno de los circuitos (230-1), se secciona en la subestación Pacora, dividiéndolo en 230-1A y

230-1B y el otro circuito (230-2), tiene una derivación (tap) en la central COPESA. Se aclarará en el documento final a entregar a la ASEP.

3. Con respecto a que no se tiene elementos de juicio para el análisis del informe, se explicó anteriormente que el diagrama unifilar presentado, es la única opción que tiene el PSS/E para presentar un unifilar donde se muestre todo el sistema en una sola página, si es necesario observar algún detalle en particular se le puede hacer un "zoom" al archivo "pdf" adjunto en el CD. Otra opción, sería presentar en el informe en hojas separadas, el resultado de cada una de las barras del sistema, lo que haría un documento sumamente extenso, ya que por cada unifilar se tendrían más de 41 hojas (14 para las barras de 230 KV y 27 para las barras de 115 KV, sin tomar en cuenta las barras de 34.5 KV). Significaría esto que cada unifilar se reemplazaría por 41 hojas o más, dependiendo del año de análisis.
4. Con respecto a verificar las centrales generadoras cuya estabilidad transitoria haya sido probada y cuales son las que no han sido probadas, tenemos los siguientes comentarios:

En el Anexo 8 "Resultados de Estabilidad Transitoria", se establecen las fallas analizadas para cada año, estas son las siguientes:

- 1) Falla trifásica por 4 ciclos en Llano Sánchez y apertura de la línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV.
- 2) Falla trifásica por 4 ciclos en Mata de Nance y apertura de la línea Mata de nance – Veladero 230 KV.
- 3) Falla trifásica por 4 ciclos en Guasquitas y apertura de la línea Guasquitas - Veladero 230 KV.
- 4) Falla trifásica por 4 ciclos en Panamá y apertura de la línea Panamá – Panamá II 230 KV.
- 5) Falla trifásica por 4 ciclos en Panamá II y apertura de la línea Pacora – Panamá II 230 KV.
- 6) Falla trifásica por 4 ciclos en Caldera y apertura de la línea Caldera – Mata de Nance 115 KV.

Para cada una de estas fallas se presentaron las siguientes gráficas:

- 1) Frecuencia en Panamá 115 KV.
- 2) Voltajes en las principales barras de 230 KV: Mata de Nance, Llano Sánchez, Chorrera, Panamá, Panamá II y Changuinola.
- 3) Desfase angular respecto a Bayano, de las principales centrales generadoras: Pacora, Pan Am, Chang75, Estí, Fortuna, La Estrella y Bahía Las Minas.

Consideramos que los análisis de estabilidad transitoria presentados en el Anexo 8, cumplen con lo solicitado por la ASEP, ya que se analizan fallas trifásicas en barras cercanas a las centrales generadoras y se grafican los resultados que la ASEP señala. Con respecto a su ejemplo de que para la falla en la línea Guasquitas – Veladero, no se graficó el desfase del generador Estí, si bien esto es cierto para el año 2007, para los años 2008, 2009 y 2010, si se encuentra graficado. Con respecto a su comentario que si la falla es cercana al generador Bayano sería conveniente que la referencia fuera el generador Fortuna, no vemos la utilidad de esto, ya que el resultado sería simplemente que las oscilaciones obtenidas serían en direcciones contrarias.

Niveles de Confiabilidad del Sistema de Transmisión

1. Para las líneas y transformadores se calculan tres indicadores estadísticos:
 - Tasa de fallas.
 - Tiempo promedio en reparación.
 - Tiempo promedio en operación.

Para el primero de los estadísticos, la teoría recomienda llevar todas las líneas de transmisión a la misma base de longitud, que en este caso se utiliza 100 km. Por esta razón no es posible tomar toda la estadística como si fuese una sola muestra porque todas las líneas son de diferente longitud. Supóngase por ejemplo, que un sistema tiene tres líneas de transmisión una de 10 km, la segunda de 100 km y la tercera de 200 km, cada una con una tasa de fallas de 2 salidas/año. Un promedio simple daría que el promedio de fallas de ese sistema es de 2 salidas/año, lo cual en nuestro concepto es incorrecto. La teoría recomienda que todas las líneas deben primero llevarse a la misma base, que como en el caso real será de 100 km. Con esta estandarización la tasa de fallas equivalente de la primera línea sería de 20 salidas/año por cada 100 km, para la segunda de 2 salidas/año y la tercera 1 salidas/año es decir que el promedio de tasas de fallas para ese sistema será de 7.67 fallas/año.

Para los tiempos promedios de reparación y operación se tomarán entonces el promedio de la muestra agrupada. Se espera que los resultados no cambien significativamente puesto que el promedio calculado por líneas a 115 KV es de 1.0168 horas y el de la muestra global es de 1.0356 horas. Para el caso de las líneas a 230 KV, los promedios respectivos son 1.3563 horas y de 1.2195 horas.

2. Se corregirá en el documento final tomando en cuenta lo señalado por la ASEP, sobre las tasas de fallas en líneas dobles.

3. El horizonte de la estadística es exactamente desde el 2 de marzo de 2000 hora 00:00 (Fecha del primer evento) hasta el 2 de noviembre de 2006 hora 00:03 (Fecha de entrada en operación del último evento) lo cual da exactamente 6.67 años y con base en este horizonte se calcula el promedio de las tasas de fallas de las líneas. No se entiende cómo deducen el horizonte de las estadísticas de las tablas 5-3 o 5-5.
4. Se cambiará la redacción de este párrafo en el documento final del informe, de manera que sea más clara la explicación.
5. La versión actual del programa DigSilent, utilizado para los cálculos de confiabilidad no utiliza el modelo de curva de carga y por consiguiente se hace una corrida para cada condición del sistema, las cuales fueron máxima invierno, máxima verano y mínima verano. Con el objeto de calcular los indicadores anuales equivalentes se ponderan los resultados de las tres corridas. Los factores de ponderación fueron 44%, 21% y 35% respectivamente. Estos factores obedecen a que aproximadamente el 35% del tiempo es demanda mínima, el 67% del tiempo es invierno y el 33% es verano.

Atentamente,


ISAAC CASTILLO R.
Gerente General

S.R. OR
OR/DAP/mer

Adjunto : Lo indicado



2007 JAN 29 PM 4:52

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-058-2007
29 de enero de 2007

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

UNION FENOSA
SERVICIOS GENERALES
RECIBIDO
Nombre: Barranco
Fecha: 30/1/07

Estimado ingeniero Barranco:

Hacemos referencia su Nota No. VPE-046-07, con fecha de 18 de enero de 2007, mediante la cual nos envía sus observaciones a los Estudios Básicos del Plan de Expansión del año 2007. A continuación nuestra respuesta a sus observaciones:

1. La demanda máxima de la Subestación Las Guías, empleada en los análisis del sistema de transmisión es ligeramente inferior a los valores proporcionados por EDEMET. Esto se debe a que se realiza un ajuste en todas las demandas por barra del sistema, de acuerdo al valor de la demanda máxima de generación obtenida en las proyecciones de demanda realizada por ETESA y empleado en los análisis del Plan de Expansión.
2. En todos los análisis realizados por ETESA en los planes de expansión, siempre se ha considerado la Subestación San Francisco, conectada a la Subestación Centro Bancario y a la Subestación Cerro Viento. Unión FENOSA no había anteriormente informado a ETESA su intención de operar la línea 115-11 (Cerro Viento - San Francisco) abierta. No obstante, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante su nota No. DSAN-0057-07 Ref. 034229 del 5 de enero del 2007, establece que "En virtud de lo señalado con anterioridad, se le indica al CND y a ETESA que si bien no deben exigir una Solicitud de Acceso al Sistema Principal de Transmisión a EDEMET, esta última sí es responsable de entregar, previo a la energización de la Línea Centro Bancario - San Francisco, estudios eléctricos que a satisfacción de ETESA y el CND, demuestren que la interconexión de ambas Subestaciones, no provocará efectos adversos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)." Hasta que EDEMET presente

los estudios eléctricos señalados por la ASEP y se determine que la operación de la línea 115-11 abierta no tiene efectos adversos al sistema, se seguirá modelando la misma en los análisis que se realicen.

3. La tabla de Proyectos Hidroeléctricos en donde aparece EDECHI como representante legal de La Estrella y Los Valles, será corregida en el documento final del informe.

Atentamente,



ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

o.r. del
OR/DAP/mer



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-059-2007
29 de enero de 2007

ELEKTRA NORESTE, S.A.
GERENCIA GENERAL

30

Licenciado
Javier Pariente
Gerente General
ELEKTRA NORESTE, S.A.
E. S. D.

Recibido por:

Lidette Sella
11.06 am

Estimado licenciado Pariente:

Hacemos referencia su Nota No. DDI-ADM-003-2007, con fecha de 17 de enero de 2007, mediante la cual nos envía sus observaciones a los Estudios Básicos del Plan de Expansión del año 2007. A continuación nuestra respuesta a sus observaciones:

1. Efectivamente, como lo señala Elektra, usualmente la fuente de información de la Inflación en Panamá es la Contraloría General de la República, con el Índice de Precios al Consumidor (IPC), que cambia de base periódicamente. Sin embargo, para el modelo, la base de datos incorpora la información contenida en el Compendio Estadístico Económico y Energético de la Comisión de Política Energética (COPE), dado que los datos requeridos para los cálculos, deben ser de cobertura histórica continua de periodos más largos a los de las series del IPC de la Contraloría. La base de datos del modelo se inicia en el año 1970, tal como está la información disponible directamente en el compendio estadístico de COPE.
2. El objetivo de la Gráfica No.1 de la página 72 del documento, es simplemente mostrar la configuración del esquema de interruptor y medio de una subestación, mostrando la posición de los interruptores, cuchillas y las salidas de la línea, no se pretende, ni es el objetivo de la misma, mostrar el traslape de las zonas de las protecciones de la subestación.
3. Si bien es cierto, la diferencia de costos entre los equipos en mención, estos son los valores que fueron utilizados para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para los cálculos tarifarios y corresponden a valores promedio de los costos obtenidos en licitaciones recientes, los cuales fueron también utilizados en el Plan de Expansión del año 2006.

4. La Tabla No. 6 de la página 81, muestra el costo unitario de los distintos equipos en las subestaciones de ETESA. Si bien es cierto que transformadores con voltajes de 115/4.16 KV, no son propios de la actividad de transmisión, el costo de este equipo corresponde al transformador de la Subestación Charco Azul, propiedad de ETESA.
5. El costo del ítem No. 29 (Interruptor 115 KV tripular con seccionamiento y puesta a tierra incorporado), corresponde al "circuit switcher" en el lado de alta tensión, 115 KV, de la Subestación Charco Azul. Nuevamente, se aclara que el objetivo de esta tabla es mostrar el costo unitario de los equipos en las subestaciones de ETESA, esta es la única subestación que tiene este tipo de equipo, por lo que se incluye en la tabla.
6. Su observación es correcta y esto se corregirá en el documento final del informe.
7. Los porcentajes determinados para el cálculo de estos equipos por lotes es el mismo que se utilizó para el cálculo del VNR. La diferencia de los porcentajes utilizados cuando se incluye equipos de transformación y regulación (transformadores y reactores o capacitores), es que el costo unitario de estos últimos es elevado (por ejemplo, un transformador puede costar B/. 1 millón o más), lo que aumentaría considerablemente los costos de los equipos en lote de aplicarse los mismos porcentajes. Por este motivo se separó para el cálculo del VNR en subestaciones con equipos con transformación y regulación y sin éstos, tratando de no distorsionar los costos de los equipos por lote.
8. Los devanados de 13.8 KV de los transformadores T2 y T3 de la Subestación Panamá y T1 y T2 de la Subestación Panamá II, son internos y con conexión delta. Se utilizan para la alimentación de los servicios auxiliares de estas subestaciones, mediante un cable que a través de un interruptor de 13.8 KV y 1200 Amp. alimenta un transformador de 225 KVA, 13,800/208-120 V. No vemos la necesidad ni la importancia de incluir estos devanados en los cálculos de corto circuito del sistema, ya que primeramente es un nivel de tensión inferior, 13.8 KV, utilizado solamente para los servicios auxiliares de las subestaciones y no es una barra del sistema de transmisión.

Atentamente,



ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General

J.R. OR/DAP/mer