



ANEXO III-16

COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN



**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL 2011, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA, S.A.**

A continuación se presentan comentarios generales al Plan de Expansión de Transmisión referente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 (PESIN 2010), que ha presentado la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

1.1 Análisis del Plan de Expansión de Transmisión presentado por ETESA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 72 del capítulo V.2, sección V.2.1 del Reglamento de Transmisión se presentan los siguientes comentarios al Plan de Expansión.

1.1.1 Descripción del sistema de transmisión

Si bien ETESA presenta en el capítulo 3 del documento la descripción del sistema de transmisión y hace una relación de las líneas de transmisión, transformadores y esquemas de control de emergencia, es necesario que complemente dicha información con:

- a) La capacidad de transmisión existente y remanente detallada por tramo.
- b) Límites asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.
- c) Normas operativas del Mercado Mayorista que establecen límites a la transmisión.
- d) Cargas de los transformadores de las subestaciones.
- e) Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.
- f) Límites físicos de las instalaciones de la Empresa de Transmisión.



- g) Base de datos completa y organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

Adicionalmente se solicita incluir en la tabla 2.3, Proyectos de Generación de 2011-2014, y la tabla 2.4, Proyectos de Generación de 2015 – 2025, una columna con el nombre de la barra en la cual se conectará cada uno de los generadores propuestos, y el nombre de la barra a nivel de 115 kV ó 230 kV, en la cual se reflejará dicha generación.

Finalmente, se requiere presentar una tabla en la que se incluyan los códigos de las barras así como de todos los equipos en general, líneas, transformadores, compensaciones, etc., con su respectivo nombre al frente.

1.1.2 Criterios de Planificación

Se debe confirmar si se cumple el requisito incluido en los criterios técnicos adicionales del Plan de Expansión de Transmisión 2011 y relacionado con la capacidad y la disponibilidad de los generadores de entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva y el cien por ciento (100%) de este límite en estado transitorio durante veinte (20) minutos.

En cuanto al factor de potencia de la carga, se debe presentar una tabla comparativa entre los valores de P y Q modelados en cada una de las barras del Sistema y los valores de P y Q de cada una de las barras del Sistema obtenidos en la operación real del mismo.

ETESA debe informar si se incluyó en el modelamiento de los transformadores del Sistema de Transmisión los cambiadores de voltaje y de ser así indicar cómo se modelaron. Así mismo, determinar si para los análisis del Sistema de Transmisión se consideraron circuitos equivalentes y en estos casos mostrar cómo fueron establecidos.

1.1.3 Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión

En cuanto a los costos de los componentes de transmisión no se incluyen indicadores de precios eficientes a partir de comparaciones internacionales.

En el capítulo 7 se presenta el detalle de los proyectos identificados en el corto plazo, 2011-2014, y aprobados en planes de expansión anteriores, con los costos asociados, sin embargo vale la pena mencionar que:

- Se requiere desagregar los costos de los proyectos de expansión tanto para el corto plazo como para el largo plazo, teniendo en cuenta 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.

- Adicionalmente, es necesario incluir para cada uno de los proyectos del Plan de Expansión el valor de AOM y de Activo No Eléctrico, indicando los porcentajes correspondientes.
- Los costos presentados en este capítulo no concuerdan con los costos incluidos en el Anexo III-2, Proyectos Candidatos.
- En particular es necesario establecer el origen de los valores de los SVC incluidos en el Plan, puesto que los mismos superan los 23 millones de dólares cada uno. Adicionalmente, indicar si el hecho de que los SVC están conectados a diferentes niveles de tensión no tiene un efecto sobre los valores.
- Es necesario especificar si en la valoración de los SVC, se consideraron las inversiones hechas preliminarmente en la instalación de 90 MVAR y 120 MVAR en las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II respectivamente.

1.1.4 Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo

Se solicita incluir en el Plan de Expansión de Transmisión 2011, un diagnóstico más detallado del Sistema de Transmisión, presentando para el año 2011, los resultados de flujo de carga en estado estable para condiciones de demanda máxima y demanda mínima en los que se muestren:

- Las demandas en valores de P y Q en cada una de las barras del Sistema de Transmisión.
- Los niveles de tensión en cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión.
- El valor de P y Q que fluye por cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- El porcentaje de cargabilidad en cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- Las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos del Sistema.
- Valor total de pérdidas del Sistema.



- Los valores de P y Q entregados por cada una de las máquinas de generación, si bien esta información está incluida en los resultados de flujo de carga se solicita presentarla junto con la solicitada en los puntos anteriores.

Los anteriores resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el año 2011, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.

Adicionalmente, se deberán identificar las restricciones (congestiones) existentes en la red, incluidas las originadas en la operación del Sistema (criterios de despacho). Indicar si hay algún elemento o elementos del Sistema de Transmisión que sea o sean modelados con capacidades técnicas inferiores a las reales, con el fin de simular algún tipo de restricción establecida en la operación del Sistema.

Teniendo en cuenta que el software empleado para el análisis eléctrico – el PSS-E, está en capacidad de realizar en forma automática el análisis de contingencias n-1 para cada una de los elementos modelados del Sistema de Transmisión, se solicita presentar un cuadro resumen en el que se muestre para cada una de las contingencias los nodos con tensiones por fuera de los criterios establecidos en el reglamento y líneas y transformadores con cargabilidades por encima del 80%.

Para realizar la evaluación económica es necesario disponer previamente de los valores del costo de la energía y los sobrecostos por unidad de energía. En ese sentido, se solicita incluir la evolución durante los últimos cinco años de los Costos Marginales del Sistema, costo de restricciones y pérdidas del Sistema de Transmisión, lo que permitirá verificar la razonabilidad de los valores obtenidos de las simulaciones.

1.1.5 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de corto plazo

De acuerdo con el Plan de Expansión 2011, los proyectos identificados en el corto plazo, 2011 - 2014, son los aprobados en planes de expansión anteriores, muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar.

Al respecto, se solicita presentar un cronograma de avance de ejecución de los referidos proyectos, con el fin de identificar si la fecha en la que se están incluyendo en el Sistema de Transmisión para efectos de los análisis eléctricos corresponde con el estado real de los proyectos.

Se requiere que se presenten los análisis eléctricos del Sistema de Transmisión para cada uno de los años del corto plazo, en los que se muestre el comportamiento de la red con y sin



el nuevo proyecto de expansión y se identifique de manera individual el beneficio que tiene dicho proyecto. Estos proyectos son:

- Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, con fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
- Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, con fecha de entrada en operación Octubre del año 2013. Este proyecto estaba incluido en el plan 2010, aclarar por qué hace parte de los nuevos proyectos de corto plazo y si el cambio de fecha de entrada con respecto al Plan del 2010 responde a un atraso o una revaloración del proyecto y cuáles son los resultados en términos técnicos y económicos de dicha revaluación.
- SVC (Static Var Compensator) con capacidad de +300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez, capacidad que incluye los 90 MVAR conectados en esta Subestación en el 2012, con fecha de entrada en operación Julio del año 2014.

En cuanto al SVC se solicita incluir cómo ha sido modelado en el software PSS. Igualmente, ratificar si este dispositivo está diseñado solo para compensación capacitiva. Lo anterior, con el fin de conocer si ETESA analizó y evaluó la conveniencia de incluir en este dispositivo los 3 reactores de 20 MVAR existentes en el patio de 230 kV de la subestación Llano Sánchez.

En cuanto a los análisis eléctricos presentados y a complementar, se solicita incluir la misma información requerida en el numeral anterior para el año 2011.

Dichos resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el periodo de análisis, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.

Presentar los resultados de estabilidad transitoria que evidencien que al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores se tiene un cambio inferior al 5% de tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación, tal como se establece en los criterios de planeamiento.

Presentar los resultados de los análisis realizados de estabilidad de pequeña señal.

Teniendo en cuenta, la magnitud de la capacidad del SVC a instalar en la subestación Llano Sánchez, 300 MVAR, se solicita incluir a partir de su fecha de entrada en operación, un análisis de las curvas QV y PV en dicha subestación.



Finalmente, con respecto a los SVC, es importante revisar si la operación de los mismos se optimiza mediante un sistema de control coordinado (VQC), para que dicho sistema permita gestionar los diferentes recursos de reactiva (cambiadores automáticos de taps, generación de reactiva, compensación capacitiva o reactiva e incluso apertura de líneas en condiciones de demanda baja), lo cual permite el uso óptimo del sistema.

1.1.6 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de largo plazo

Para cada uno de los años analizados en el largo plazo se deberá realizar y presentar el análisis de flujo de carga que considere el Sistema de Transmisión sin el proyecto de expansión propuesto para el año de análisis, con el fin de identificar cuál es el problema que se pretende solucionar con cada uno de los proyectos propuestos y cuáles son los beneficios resultantes de su inclusión en el Plan.

Tal como se indicó para el corto plazo, los resultados de los análisis eléctricos deben incluir la siguiente información:

- Demandas en valores de P y Q en cada una de las barras del Sistema de Transmisión.
- Niveles de tensión en cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión.
- El valor de P y Q que fluye por cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- El porcentaje de cargabilidad en cada una de las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión.
- Las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos del Sistema.
- Valor total de pérdidas del Sistema.
- Valores de P y Q entregados por cada una de las máquinas de generación.
- Un cuadro resumen en el que se muestre para cada una de las contingencias N-1, los nodos con tensiones por fuera de los criterios establecidos en el reglamento y líneas y transformadores con cargabilidades por encima del 80%.

Dichos resultados de flujo de carga, se deberán presentar considerando en forma individual cada uno de los generadores nuevos que se instalen en el Sistema durante el periodo de análisis, generando al máximo de su capacidad. Igualmente, identificar de acuerdo con los análisis el tipo de restricciones que le impone al Sistema de Transmisión la entrada en operación de dichas plantas.



Cuando se trate de repotenciación de circuitos se debe mostrar cómo cambia el flujo de potencia con y sin la expansión por las líneas eléctricamente cercanas a la que se propone repotenciar.

Presentar los resultados de estabilidad transitoria que evidencien que al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores se tiene un cambio inferior al 5% de tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación, tal como se establece en los criterios de planeamiento. Los anteriores análisis también deben realizarse para los equipos de compensación a instalar en el Sistema como resultado de la expansión.

En cuanto al SVC de 300 MVAR a instalar en la subestación Panamá II, es necesario aclarar si el mismo es en 230 KV o en de 115 kV (en la página 68 y en la página 92 se indica que se conectará a nivel de 115 KV mientras que en las páginas 116, 139 y 140 se indica que el SVC es en 230 KV). Adicionalmente se solicita incluir cómo ha sido modelado en el software PSS/E. Igualmente, ratificar si este dispositivo está diseñado solo para compensación capacitiva.

Teniendo en cuenta, la magnitud de la capacidad del SVC a instalar en la subestación Panamá 115 kV, 300 MVAR, se solicita incluir a partir de la fecha de su entrada en operación, un análisis de las curvas QV y PV en dicha subestación.

Presentar los resultados de los análisis realizados de estabilidad de pequeña señal.

Finalmente, teniendo en cuenta que la línea de interconexión Colombia – Panamá se considera como un proyecto de largo plazo, se solicita identificar los efectos de la entrada de esta obra en los proyectos propuestos dentro del Plan de Expansión de Largo Plazo.

1.1.7 Confiabilidad del Sistema de Transmisión

Con el fin de verificar el cumplimiento de lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de Transmisión, se solicita calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel de Sistema Interconectado Nacional, con y sin las obras de expansión. Adicionalmente, se debe considerar el comportamiento estocástico de los componentes que forman parte del sistema.

1.1.8 Evaluación Económica

En el capítulo 9 del Plan de Expansión se incluyen los resultados de la evaluación técnica-económica y selección del Plan de Expansión de la Transmisión.

Se consideran apropiados los criterios de decisión empleados en la evaluación económica, los cuales son:

- I. El Valor Neto Actual que se obtiene como la diferencia entre el Valor Presente Neto de los Beneficios y el Valor Presente Neto de los Costos.



II. La Relación Beneficio costo que se obtiene como la relación entre el Valor Presente Neto de los Beneficios y el Valor Presente Neto de los Costos.

No obstante, se tienen algunos comentarios a la metodología empleada para calcular el Valor Presente Neto de las Inversiones, toda vez que en el documento se indica que éste se obtiene como la diferencia entre el Valor Presente Neto de los pagos asociados con la inversión durante el periodo de análisis y el Valor Presente Neto residual de las inversiones después del final del horizonte de planificación.

Al respecto, se considera que para realizar la evaluación económica desde el punto de vista de quienes remuneran el Sistema de Transmisión, usuarios y generadores, se debe utilizar el Valor Presente Neto de los pagos asociados con la inversión durante el horizonte de planificación, 2011-2025 sin que se considere el Valor Presente Neto Residual, toda vez que el Sistema de Transmisión se debe remunerar durante toda su vida útil y no hay justificación para que éste sea disminuido con un valor residual.

Con el fin de incluir los costos y beneficios después de terminado el horizonte de planeamiento, se solicita presentar una sensibilidad de la evaluación utilizando el Valor Presente Neto de los pagos anuales asociados con la inversión durante toda la vida útil de los proyectos propuestos y considerando constantes los beneficios de dichas obras después del año 2026.

Tal como se mencionó en el numeral 1.1.3 el valor de los proyectos debe incluir los costos de AOM y de Activo No Eléctrico, o en caso de que éstos estén incluidos en el valor utilizado en la evaluación económica, desagregarlo.

De otro lado, los beneficios se obtienen como la diferencia entre el promedio del costo operativo del sistema (gastos esperados con combustibles y costo de racionamiento) utilizando la red actual (incluye los proyectos aprobados para el corto plazo) y el promedio del costo operativo del sistema incluyendo las obras de expansión del sistema. Para este caso, se debe aclarar si el escenario de precios de los combustibles utilizado es el base, es decir en torno a los 85.17 US\$/barril para los precios del crudo WTI publicados por Platts.

Sobre el particular, es preciso señalar que no se evidencia que los análisis se hayan realizado en forma separada para cada una de las obras, con el fin de conocer si efectivamente cada obra cumple con el criterio de decisión para que sea incluida dentro del Plan de Expansión. Por lo anterior, se deben mostrar los resultados de obtener el promedio del costo operativo del sistema incluyendo una a una las obras de expansión recomendadas.

Adicionalmente, se requiere presentar el promedio del costo operativo del sistema con y sin los proyectos de expansión en forma separada para cada uno de los años del horizonte de planeamiento, discriminando el valor correspondiente a los gastos esperados con



combustible, costo de racionamiento, costos de restricciones y los ahorros obtenidos por disminución en las pérdidas en el Sistema.

Es necesario que se indique cuál es el procedimiento seguido para solucionar los diferentes problemas hallados en los análisis eléctricos que posteriormente fundamentan los costos de operación del Sistema de Transmisión. Específicamente, en lo relacionado con la decisión de racionar o modificar el despacho, con lo cual los costos de operación serían diferentes, y lo óptimo sería incluir la solución de menor costo.

De otro lado, para revisar el criterio de decisión en la evaluación económica se deben excluir los costos de las obras de expansión comprometidas en el corto plazo, toda vez que en el numeral 9.2.1 se indica que el caso de referencia es el que las incluye. De tal forma, se entiende que estas obras definidas para el corto plazo hacen parte de la red utilizada para obtener el costo operativo con y sin proyectos de expansión, por tanto su costo y beneficios no deben ser incluidos en la evaluación, a no ser que se requiera verificar la necesidad de estos proyectos y que sea posible omitir su ejecución.

Así como ETESA incluye la evolución con y sin proyectos de expansión del costo marginal por barra para el horizonte de planeamiento se requiere que se presente la evolución con y sin proyectos de expansión del cargo de transmisión.

En cuanto a las alternativas del Plan de Expansión se presentan los siguientes comentarios:

- Se establecen como adición al sistema de transmisión algunas obras que no se encuentran dentro del cálculo de las inversiones ya que se encuentran en operación como es el caso de la subestación transformadora Boquerón III, 230/34.5 kV y la ampliación de la subestación Caldera, de igual forma hacen parte del Plan de Reposición los transformadores en las subestaciones La Chorrera y Llano Sánchez. A su vez la subestación San Bartolo 230/34.5 kV que forma parte del Plan Estratégico, o el caso de la adición del transformador T2 en la subestación Boqueron III 230/34.5 kV. Es necesario hacer explícitos que los proyectos considerados estratégicos sólo son tenidos en cuenta para la remuneración de los costos de AOM (se entiende que fueron definidos en el PESIN 2008 – 2022).

Teniendo en cuenta que estas obras no hacen parte de la evaluación por estar ya definidas por otro criterio y por tanto no se está tomando decisión alguna sobre su ejecución, se recomienda excluirlas de la alternativa a consideración ya que puede llevar a confusión.

- El costo de inversión del refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 kV es diferente en la página 68, numeral 2, capítulo 7, 12,970 millones de Balboas, mientras que el valor de la tabla 9.2, página 84, capítulo 9, es de 14,51 millones de Balboas, este último valor se obtiene como la suma de los proyectos No. 4, 5 y 6.



Igualmente, aclarar si la línea entra en operación en el año 2012, entonces cuál es el motivo de la entrada de la nave 230 kV en la subestación Guasquitas en el año 2013. Adicionalmente, explicar la razón por la que se incluyen dos tipos de conductor, ACAR 750 y 1200.

- Con respecto al refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 kV, se indica en la columna Observación general de la tabla 9.2, página 84, capítulo 9, como 1 circuito, se requiere aclarar esta descripción ya que en otros apartes del Plan se indica que este proyecto es un doble circuito energizado inicialmente a 115 kV y posteriormente a 230 kV.

También se requiere aclarar la descripción de este proyecto, ya que se habla de dos tramos de línea uno entre Panamá II y Río Chagres a nivel de 230 kV y otro entre Río Chagres y Santa Rita a nivel de 115 kV. Así mismo, está diseñada con calibres diferentes, ACAR 1200 en el tramo desde el Río Chagres hasta Panamá II y ACSR 636 desde el Río Chagres hasta Santa Rita. Adicionalmente en el año 2019 se indica que este circuito se energizará a 230 kV.

- Para el proyecto de repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II 230 kV, aclarar si dentro de su alcance está el tramo Fortuna – Guasquitas, toda vez que en la tabla 9.7, página 93, capítulo 9 y en el numeral 5, capítulo 7, página 69, no se incluye en la descripción dicho tramo. Igualmente, en caso de hacer parte del proyecto verificar si su costo está incluido dentro de la valoración de la inversión.
- Dado que la línea Llano Sánchez – Panamá II 230 kV será un doble circuito, el cual entrará en operación inicialmente como circuito sencillo, aclarar si se incluye el costo de las estructuras para configuración en doble circuito.
- En cuanto al cambio del nivel de tensión de operación de las líneas Santa Rita – Panamá de 115 kV a 230 kV, indicar qué uso se le dará a los interruptores de 115 kV incluidos en la valoración del proyecto a nivel de 115 kV o evaluar si es técnica y económicamente viable que estos interruptores sean de 230 kV y se energicen como la línea a 115 kV, inicialmente.

1.1.9 Plan de Reposición de Corto Plazo

En cumplimiento de lo establecido en el literal l), del artículo 73 del Reglamento de Transmisión, ETESA presenta el Plan de Reposición de Corto Plazo, en el cual se estiman los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición, la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse con la reposición y se indica que no se llevarán a cabo reposiciones parciales.



La evaluación económica para este tipo de proyectos se está realizando desde el punto de vista del transportador, lo cual es válido para verificar la viabilidad financiera para el agente, sin embargo el enfoque debe ser desde la óptica del usuario, por tanto las disminuciones previstas en los costos de mantenimiento se deberían reflejar en los valores a reconocer en el próximo periodo tarifario.

En dicho plan se incluyen los siguientes proyectos:

1.1.9.1 Cambio de las protecciones de distancia primaria de las líneas con longitud menor o igual a 60 km.

El cambio de protecciones presentado corresponde a la segunda etapa del proyecto requerido por ASEP en la Resolución AN No. 036-Elec y relacionado con el aumento de la confiabilidad de los esquemas de protección. Adicionalmente, se indica que los equipos están próximos a completar su vida útil, 10 años, justificando su reemplazo.

Así las cosas, se considera justificada la ejecución de este proyecto. No obstante, es preciso aclarar si en el cálculo del Ingreso Máximo de ETESA se encuentran desagregados estos equipos con una vida útil de 10 años. Igualmente, informar si los equipos considerados en la I etapa del proyecto se encuentran en operación.

1.1.9.2 Equipo de monitoreo de Transformadores

Se comparte con ETESA la justificación técnica de estos equipos, en cuanto a la necesidad de la automatización y control de las subestaciones para disminuir la salida de los transformadores lo cual afecta los índices de disponibilidad de los activos y por tanto la calidad de la actividad de transmisión.

En la evaluación económica de este proyecto se indican como beneficios la disminución de los costos de mantenimiento, la disminución de la energía no servida y de generación obligada según sea el caso y extensión de la vida útil de los transformadores, aspectos todos que afectan directamente al transportador, en el caso de la ENS entendida como las penalizaciones por no cumplir con los requisitos de calidad.

De tal forma que la justificación de este proyecto es la reducción de los costos de mantenimiento, los cuales se valoran con y sin proyecto. Para el caso sin proyecto se estima el costo de una falla, la cual ocasiona la salida del transformador y su reparación requiere de seis meses.

Al respecto, es importante mencionar que en la metodología de remuneración del Sistema de Transmisión no se incluyen repuestos, ni unidades de reserva para transformadores, de tal forma que ETESA no dispone de ellos, sin embargo las evaluaciones económicas de este tipo de equipos siempre tendrán justificación al comparar el costo del equipo con costos de energía no servida o de generación obligada durante todo el tiempo que toma la solución de



un determinado problema. Sería recomendable disponer de unidades de reserva para un grupo determinado de subestaciones.

En cuanto a la valoración de la energía no servida y de la generación obligada para los casos sin proyecto y con proyecto, se requiere desagregar dicho cálculo para cada uno de los años de análisis, 2013 – 2027, así mismo explicar por qué en el cuadro 3, página 13 del referido documento, los datos relacionados con el mantenimiento preventivo para el año 2015 son tan distantes de los datos de los demás años.

Igualmente, justificar por qué los valores de energía no servida y de generación obligada son constantes durante todo el periodo de análisis, para los casos con y sin proyecto.

1.1.9.3 Cambio de interruptores 230 kV de la subestación Panamá II

El cambio de los interruptores al igual que los proyectos anteriores está justificado por los ahorros en el mantenimiento, especialmente si se compara con el costo que tienen los mantenimientos mayores de estos equipos.

En este caso, el tema de la disponibilidad de repuestos de los interruptores también es importante dentro de evaluación económica, toda vez que el tiempo estimado para las reparaciones oscila entre 8 horas y 3 meses dependiendo de si se cuenta con repuestos o no.

Teniendo en cuenta que estos equipos no han agotado su vida útil, 25 a 30 años, ya que algunos de ellos están entre 13 y 15 años y otros en 18 años, es necesario que ETESA indique cómo consideró este aspecto en la evaluación, puesto que estos interruptores pueden seguir siendo remunerados en la medida en que sean usados en subestaciones nuevas con requerimientos menores.

1.1.9.4 Mejoras al sistema de adquisición de datos de relés

Este proyecto se justifica técnicamente ya que permiten realizar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los equipos y así anticipar cualquier condición irregular que afecte el desempeño de éstos.

Desde el punto de visto económico se justifica en la disminución de los costos de funcionamiento de las subestaciones y los posibles costos de energía no servida, como en los proyectos anteriores la evaluación económica se realiza en torno a la empresa. No obstante, se espera que la disminución de los costos de mantenimiento se vea reflejada en el cálculo de eficiencia del próximo periodo tarifario.

1.1.10 Plan de Reposición de Largo Plazo

El Plan de Reposición de Largo Plazo considera el reemplazo de los equipos, autotransformadores y transformadores, que durante el actual periodo tarifario, 2009 – 2013, alcancen o estén por alcanzar el final de su vida útil, contada ésta desde la fecha



original de puesta en servicio, de tal forma que se concentra en proyectos de corto plazo y no de largo plazo.

La justificación económica de estos proyectos se basa en que no es posible realizar reposición parcial de estos equipos, de tal forma que se compara el costo de falla de cualquier transformador con el costo de reposición del mismo.

Nuevamente, la metodología empleada en la evaluación considera tiempos de duración de la falla, entendidos como tiempo de reparación del transformador, muy largos, 2 ó más años, ya que no cuentan con repuestos ni con unidades de reserva, situación que seguramente justificará siempre la reposición de un equipo. Reiteramos la necesidad de incluir la disposición de unidades de repuesto por áreas o grupos de subestaciones para minimizar el impacto económico de este tipo de eventos.

Es necesario que ETESA aclare por qué se utiliza 1200 USD/MWh en lugar de 1850 USD/MWh, para la valoración de la ENS. Adicionalmente se debe actualizar la información de demanda de cada subestación para el cálculo de la energía no servida, ya que ésta se obtiene de la demanda registrada en el año 2008 para cada una de las subestaciones y se proyecta para los años del periodo tarifario con las tasas de crecimiento estimadas en el PESIN 2008.

Se solicita actualizar la evaluación de la reposición del transformador T3 en Panamá II, toda vez que ésta se llevará a cabo una vez entre en operación el transformador T4 en dicha subestación, en el año 2012, y se entiende que la evaluación económica inicial para justificar la reposición del T3 se llevó a cabo considerando solo los tres transformadores existentes.

1.1.11 Plan de Expansión de la Planta General

De acuerdo con lo establecido en el literal n, del artículo 73, del Reglamento de Transmisión, se solicita presentar la evolución de los activos no eléctricos con respecto a los activos eléctricos, considerando las obras propuestas de planta general y del sistema de comunicaciones.

1.1.12 Anexo calidad del servicio del Sistema de Transmisión

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el literal p, del artículo 73, del Reglamento de Transmisión, se solicita incluir como parte del Plan de Expansión de Transmisión los datos históricos, de los últimos cinco años como mínimo, que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la empresa responsable:

- Estadísticas de desempeño del sistema de transmisión referidas a la calidad de servicio.



- Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.
- Coeficientes de disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.
- Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt.
- Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.
- Estadísticas de perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en puntos críticos del sistema.
- Nodos con niveles de tensión y factor de potencia fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.

1.1.13 Revisión de los Comentarios realizados por los agentes y ASEP al Plan de Expansión de Transmisión 2011

En cuanto a los comentarios realizados por ASEP y algunos agentes al documento del PESIN 2011, específicamente al Plan de Expansión de Transmisión, se solicita complementar la respuesta dada por ETESA a los siguientes comentarios, los cuales si bien ETESA indica en el documento de respuesta que se tendrán en cuenta en el Plan de Expansión de Transmisión, no fueron resueltos en su totalidad:

- *“No se concluye cuál será la capacidad esperada de las líneas de transmisión de los cuatro (4) circuitos de 230 kV que transportan energía del occidente del país hacia la ciudad de Panamá”.*
- *“No describe con suficiente detalle en qué consiste las obras de mejora en el desempeño del sistema (cuál será la nueva capacidad) producto de las repotenciaciones de las líneas de transmisión y los refuerzos”.*
- *“No se hace referencia a los costos de inversiones en líneas de transmisión, subestaciones, operación y administración asociados a los escenarios de crecimiento que son necesarios para construir los precios de la tarifa de transmisión”. (subraya fuera de texto)*

Adicionalmente, confirmar si el generador Panch13.8 conectado a la barra # 6520, según los resultados de los flujos de carga, corresponde a la central hidroeléctrica Paso Ancho. Lo anterior, con el fin de verificar que se hubiera dado respuesta a la solicitud de incluirlo en el Plan de Expansión de Transmisión, en caso contrario, indicar si este generador fue incorporado y cuál es su identificación en los flujos de carga.