



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Respuesta a Comentarios y Observaciones al PESIN 2019

Gerencia de Planificación

OCTUBRE 2019

PANAMÁ



ETE SA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Tabla de Contenido

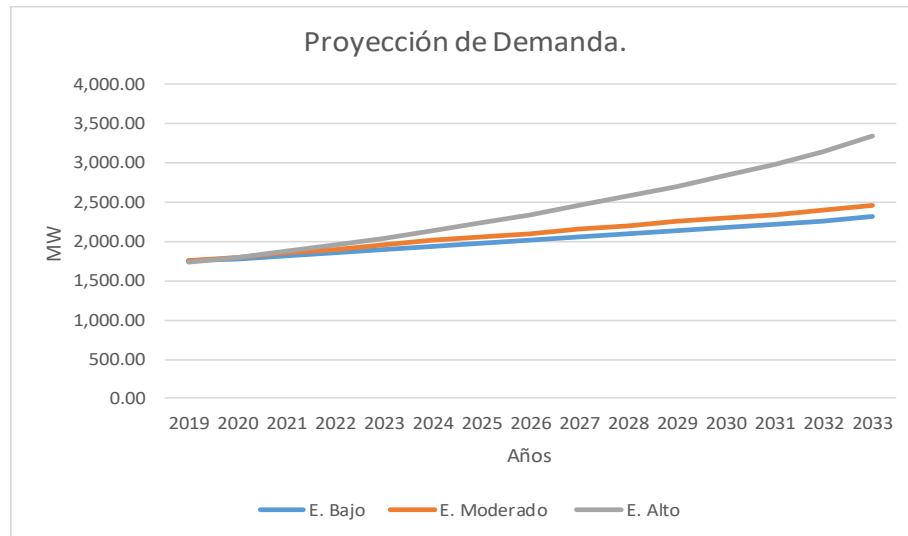
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ASEP (NOTA NO. DSAN 2323-2019)	1
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ELECTROGENERADORA DEL ISTMO (NOTA EGI-MENDRE2-C19-07-060) & CALDERA ENERGY CORP. (NOTA CE-MENDRE-C19-07-098)	6

RESPUESTA A COMENTARIOS RECIBIDOS AL PESIN 2019

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ASEP (Nota No. DSAN 2323-2019)

1. Se acepta el comentario. Se agrega la metodología para el cálculo de los porcentajes presentados en la tabla 8.7, Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote, en la versión final del Tomo I Estudios Básicos 2019 – 2033.
2. Se acepta el comentario. Se hizo la corrección en la versión final del documento.
3. Se acepta el comentario. Se adjunta en la versión final del documento, un nuevo anexo (Anexo Tomo I -6 Información de Mega Proyectos) el cual contempla la demanda de los proyectos tomados en cuenta, así como también la proyección correspondiente.
4. Para la elaboración del presente PESIN y según lo dicta la norma se deben actualizar con respecto al PESIN aprobado en este caso el PESIN 2018. ASEP debe tomar en cuenta que los proyectos identificados en el periodo de corto plazo, en gran parte ya se encuentran en ejecución, además dichos proyectos solventarían necesidades para la operación del SIN en la actualidad.
5. En el documento final se incluye la justificación de las nuevas fechas del PESIN 2019, en comparación con el PESIN 2018. Se debe recordar que la mayoría de estos proyectos se encuentran ya en ejecución o están próximos a licitarse.
6. Las gráficas de factor de potencia presentados en el PESIN 2018 fueron parte de un análisis del estado actual (en su momento) donde se presentaban las condiciones y consecuencias del incumplimiento del Factor de Potencia en el voltaje y los flujos desde occidente. Este análisis no fue incluido en el PESIN 2019, ya que en reuniones sostenidas con la ASEP se determinó utilizar el factor de potencia real en los puntos de entrega de las distribuidoras. Con respecto a que se deben presentar las salidas del PSS/E en un anexo, no entendemos este comentario de la ASEP, ya que en el Plan se incluyen 10 anexos con todos los resultados de los análisis realizados con el programa PSS/E. Estos son los siguientes anexos:
 - a. Tomo III – Anexo 2 – Diagramas Unifilar - Corto Plazo: donde se prestan los resultados de los flujos de potencia para el corto plazo.
 - b. Tomo III – Anexo 3 – Despachos de Generación - Corto Plazo: donde se presentan los despachos de las unidades generadoras utilizadas en los casos de flujos de potencia.

- c. Tomo III – Anexo 4 – Reportes de Voltajes - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los voltajes de las distintas barras del sistema de los casos de flujos de potencia.
 - d. Tomo III – Anexo 5 – Reportes de Estabilidad Dinámica - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de estabilidad transitoria de los casos del Plan de Expansión.
 - e. Tomo III – Anexo 6 – Reportes de Corto Circuito - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de corto circuito, falla trifásica y monofásica, en las distintas barras del sistema de transmisión.
 - f. Tomo III – Anexo 7 – Diagramas Unifilar – Largo Plazo: donde se prestan los resultados de los flujos de potencia para el largo plazo.
 - g. Tomo III – Anexo 8 – Despachos de Generación – Largo Plazo: donde se presentan los despachos de las unidades generadoras utilizadas en los casos de flujos de potencia.
 - h. Tomo III – Anexo 9 – Reportes de Voltajes – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los voltajes de las distintas barras del sistema de los casos de flujos de potencia.
 - i. Tomo III – Anexo 10 – Reportes de Estabilidad Dinámica – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de estabilidad transitoria de los casos del Plan de Expansión.
 - j. Tomo III – Anexo 11 – Reportes de Corto Circuito – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de corto circuito, falla trifásica y monofásica, en las distintas barras del sistema de transmisión.
7. Se incluirán los análisis pertinentes de los demás proyectos de largo plazo.
8. Se incluye lo solicitado en el documento final. Con respecto al escenario de demanda baja. Al revisar la data se puede apreciar que la diferencia entre el escenario bajo y el escenario moderado es mínima, como se puede observar a continuación.



Debido a lo antes expuesto, se concluye que un estudio del escenario de demanda baja no presentará hallazgos importantes con respecto al escenario de demanda moderado, que infieran en los resultados del Plan de Expansión.

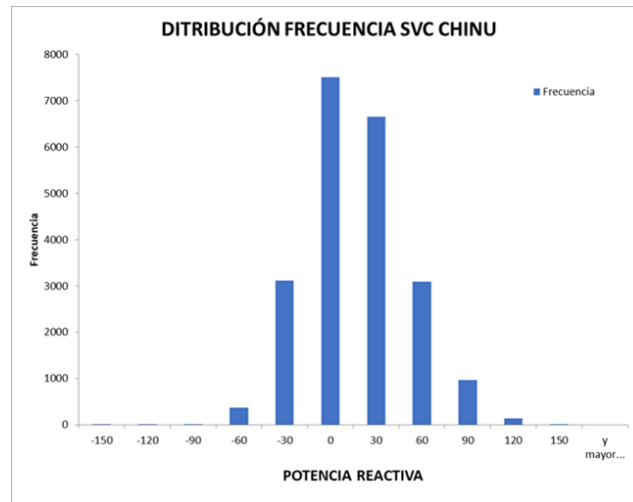
9. Se incluyen los análisis solicitados en el documento final.
10. No entendemos este comentario de la ASEP puesto que todos los equipos de compensación reactiva (bancos de capacitores, STATCOMs y reactores), han sido considerados de acuerdo a las fechas estimadas de entrada en operación y se considera su operación de acuerdo a las condiciones para las cuales fueron concebidos. Como se ha indicado en reiteradas ocasiones ETESA, desde la conceptualización del proyecto, investigó, consultó y analizó cómo es la operación óptima de estos equipos, y en base a esto se modela el funcionamiento de los mismos en el Sistema Interconectado Nacional.

A continuación, se presenta a manera de ejemplo, cómo operan estos equipos en el sistema colombiano, y que corresponde con la forma en la que ETESA modela los STATCOMS en sus simulaciones:

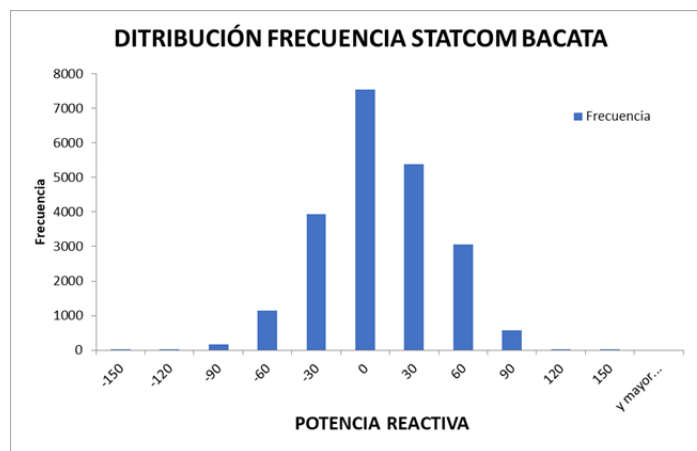
“En el sistema colombiano se cuenta con 3 SVC y un STATCOM que operan en condiciones normales en un rango de flotación alrededor del punto medio de su capacidad, lo que permite tener la máxima reserva dinámica de potencia reactiva para enfrentar contingencias que generen desbalances en el sistema.

En la siguiente gráfica se muestra la frecuencia de operación del SVC de Chinu durante los últimos 15 meses. Chinu es una Subestación a 500 kV que hace parte de la interconexión entre el interior del país y el área Caribe. Si bien este equipo cuenta con una capacidad de 150 MVAR inductivos y 250

MVAR capacitivos, su punto normal de operación es de ± 30 MVAR, procurando que este tenga el máximo margen de respuesta ante pérdidas de generación o de enlaces de interconexión entre las dos áreas.



En la siguiente gráfica se muestra la frecuencia de operación del STATCOM de Bacata durante los últimos 15 meses. Bacata es una Subestación a 500 kV que hace parte de la interconexión de una de las principales áreas del sistema colombiano con el resto del sistema, al ser esta la única entrada a nivel de 500 kV por medio del enlace Primavera – Bacata 500 kV. Este equipo debe mantener siempre un margen de respuesta ante eventos, y es por esto que se observa que su punto normal de operación es de ± 30 MVAR, no obstante el equipo cuenta con una capacidad de 200 MVAR inductivos y 200 MVAR capacitivos.”



11. El Plan de Expansión se desarrolla cumpliendo con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión (RT) y el Reglamento de Operación (RO). No entendemos el comentario de la ASEP de "... consensuar con el CND los criterios de operación que rigen en el sistema para que la planificación refleje una realidad operativa ...". Pareciera entonces que existen unos criterios

para la operación del sistema, distintos a los que se establece en las normativas vigentes. La base de datos utilizada para los análisis del año actual (2019) es la misma del Centro Nacional de Despacho, actualizada en cuanto a los datos de la demanda de acuerdo al pronóstico desarrollado por ETESA.

Si bien es cierto que el CND utiliza algunos criterios de operación que se enmarcan dentro de los criterios establecidos en el RT y RO, nos necesariamente pueden ser los utilizados en planificación, ya que el CND opera el sistema actual (año 2019) mientras que en planificación se analiza la situación futura del sistema, hasta el año 2033, por lo que es imposible saber qué criterio de operación utilizará el CND en esos años futuros.

Es por esto que ETESA siempre ha cumplido, cumple y seguirá cumpliendo con la normativa vigente. Todos los análisis contenidos en el Plan se cumplen con todos los criterios en las distintas reglamentaciones vigentes a la fecha.

Dicho lo anterior, si el regulador considera que los criterios que exige la normativa vigente no son los adecuados, es el regulador quien debe realizar o gestionar las modificaciones necesarias para que los mismos cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad que el sistema requiere.

12. Los distintos esquemas de desconexión de carga existentes, tales como desligue de carga por baja frecuencia, desligue de carga por bajo voltaje, etc. se consideran en los análisis del PESIN 2019. Con relación al proyecto SPEAR, este no es considerado ya que no se cuenta en estos momentos con una manera de simular su operación en el PSS/E.
13. Se hicieron los análisis sugeridos por la ASEP de retrasar la Cuarta Línea de transmisión por uno, dos o cinco años. Estos se presentan en el documento final.
14. Se realizó el análisis de la Cuarta Línea sugerido por la ASEP considerando la entrada en operación a partir del 2023, a pesar de que el cronograma de ejecución no permitiría finalizar la construcción de la misma hasta mediados del 2024. El análisis realizado contempla el comportamiento del SIN con y sin proyecto. Esto se incluye en el documento final.
15. Con respecto a la elevación a 500 kV de la Cuarta Línea, se incluyó el análisis solicitado por la ASEP en el documento final. Con respecto a los costos de las opciones de 230 kV y elevación a 500 kV. Estos costos están identificados y se presentan en el documento.
16. Lo solicitado por la ASEP respecto a la disminución de pérdidas por la Cuarta Línea se presenta en el documento final.

17. Se incluyen los análisis regionales solicitados.

Con respecto al comentario de la ASEP de considerar la fecha óptima de ejecución de los proyectos identificados en el Plan de Expansión de Comunicaciones, Reposición de Corto Plazo, Reposición de Largo Plazo y Planta General, en cada uno de los capítulos correspondientes se incluye la justificación de los proyectos de estos planes. La mayoría, como su nombre lo indica, es reposición de equipos eléctricos, tales como interruptores, cuchillas, PTs, CTs, pararrayos, equipos de protecciones o de comunicaciones, hilos de guarda, OPGW, etc, que ya lleva muchos años de operación y ha cumplido con creces su vida útil, por lo que es inminente su reemplazo, antes de que ocurran fallas en el sistema debido a estos.

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ELECTROGENERADORA DEL ISTMO (Nota EGI-MENDRE2-C19-07-060) & CALDERA ENERGY CORP. (Nota CE-MENDRE-C19-07-098)

Con relación a la nota EGI-MENDRE2-C19-07-060 enviada por Electroluz del Istmo, S.A. (EGISA) y nota CE-MENDRE-C19-07-098 enviada por CALDERA ENERGY CORP.(CEC), a la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), en la cual se presenta como recomendación la adquisición de un segundo transformador de potencia de 115 kV a 34.5 kV en la Subestación Caldera; se presentan los siguientes comentarios.

ETESA acepta el comentario y se considerará en la próxima revisión del Plan de Expansión. La inclusión de un segundo transformador de potencia implica estudios tales como verificar la cargabilidad actual de los circuitos de 115 kV para los distintos escenarios de despacho y ante condiciones normales y condiciones de contingencia en los años de duración que comprende el Plan de Expansión, así como los estudios del espacio físico disponible en la subestación. Esto afecta también la transformación en la Subestación Mata de Nance, por lo que habría que hacer un estudio integral de esta área. Dicho estudio requiere de un análisis extenso en vías de cumplir con el Criterio de Seguridad ofreciendo así confiabilidad al sistema y manteniendo en óptimas condiciones los activos de ETESA.