



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Respuesta a Comentarios y Observaciones de la Consulta Pública

Gerencia de Planificación

JUNIO 2020

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3

Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

Respuesta a Comentarios de INKIA CAYC BU MANGMENT, INC. (Nota: KOI-2020-007).....	4
Respuesta a Comentarios de SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.	4
Respuesta a Comentarios de AES – Gas Natural Atlántico (Nota: AES-DC-035-20).....	5
Respuesta a Comentarios de Parque Eólico Laudato SI’ (Nota: UEPII 004-20 ASEP).....	9
Respuesta a Comentarios de Pedregal Power Company S. de R.L. (Nota: PPC 005-20 ASEP).....	10
Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-043-2020).....	11

Respuesta a Comentarios de INKIA CAYC BU MANGMENT, INC. (Nota: KOI-2020-007).

1. Las fechas de entrada en operación indicadas por KANAN en sus comentarios para los proyectos S/E Sabanitas (noviembre 2020), S/E Panamá III (noviembre 2021) y la línea Sabanitas – Panamá III (mayo 2022) no concuerdan con las fechas propuestas en el PESIN2019. En el documento en consulta pública estos proyectos tienen las siguientes fechas: S/E Panamá III: agosto de 2022, S/E Sabanitas: noviembre de 2021 y LT Sabanitas – Panamá III: agosto de 2022. Estas fechas se actualizarán en la nueva versión del PESIN2019 a entregar a la ASEP.

Con respecto a la licitación para la construcción de la S/E Sabanitas, S/E Panamá III y la línea Sabanitas – Panamá III la misma se encuentra en el proceso de adjudicación.

2. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Respuesta a Comentarios de SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.

Con relación a los comentarios enumerados 1 a 3, en los mismos citan artículos de la Ley 6, por lo que no tenemos comentarios a lo relacionado a la Ley 6. Con respecto a la Licitación de la LT Sabanitas – Panamá III y las subestaciones Sabanitas y Panamá III, este acto se encuentra pendiente de su adjudicación. En la versión actualizada del PESIN 2019 a entregar a la ASEP se han actualizado las fechas de estos proyectos para agosto de 2023.

4. Con respecto a la fecha de entrada en operación de los proyectos necesarios para la evacuación de la generación a base de GNL conectados en la provincia de Colon, tenemos a bien informarle que ETESA está tomando todas las medidas pertinentes para tener disponible los proyectos necesarios para la conexión de dicha generación.

Respecto al punto de conexión propuesto por Sinolan para la planta Martano, tal como lo indica su comentario el mismo se considera de forma temporal siempre y cuando ETESA no construya a tiempo la S/E Sabanitas, tomando en cuenta el comentario anterior ETESA está tomando medidas para cumplir con esta premisa.

Si bien el PESIN2019 indica que con la entrada en operación de las plantas de GNL conectadas a la S/E Sabanitas, la generación conectada en la Zona Atlántica 115kV se vería desplazada, ETESA como empresa responsable debe

mantener la disponibilidad del sistema de transmisión para todas las plantas conectadas en dicha zona, como bien su estudio de conexión demostró que la conexión de Martano en 115kV restringiría la generación de energía en la Zona Atlántica.

De igual forma para la confección de PESIN2019 se considera los puntos de conexión definitivo de todas las plantas, como bien indica su comentario la planta Martano mantiene viabilidad de conexión definitiva en la S/E Sabanitas 230kV, si bien se consideró una conexión temporal en el área 115kV de la Zona Atlántica la misma estaba condicionada a la firma del acuerdo de conexión que a la fecha de elaboración del PESIN2019 no ha sido firmado todavía.

5. Con relación a su comentario sobre la fecha de inicio de operación comercial para marzo 2022 solicitada a la ASEP, esta nueva fecha de inicio de operación comercial se tomará en cuenta en el próximo plan de expansión.
6. No se cuestiona que los costos variables de las centrales de gas natural, son considerablemente menores que los de las térmicas tradicionales. No obstante, se tiene mucha incertidumbre en cuanto a la fecha de entrada en operación de las mismas, toda vez que no se observa un avance significativo de las mismas.

Respuesta a Comentarios de AES – Gas Natural Atlántico (Nota: AES-DC-035-20).

Tomo II - Plan Indicativo de Generación

1. Le informamos que la base regional utilizada por ETESA, para la elaboración del Plan Indicativo de Generación 2019-2033, es proporcionada por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), este organismo está conformado por las empresas eléctricas que los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá tengan atribuida por su ley local. ETESA al ser miembro del CEAC guarda acuerdos de Confidencialidad que le impiden proporcionar esta base.

La base de datos del CEAC tiene un costo simbólico, y la misma puede ser adquirida por cualquier agente, por si se tiene el interés con mucho gusto ETESA puede facilitarles los contactos, de modo que realicen su gestión con Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para la adquisición de la base.

Sin embargo, le informamos que para la elaboración del Plan Indicativo de Generación 2020-2034, ETESA utilizara la base Regional del Ente Operador Regional, esta base tiene otros requerimientos administrativos para que se pueda suministrar, los cuales se les indicaran en su momento.

2. Concordamos que el uso de sistemas de almacenamiento de energía pronto serán una realidad en nuestros sistemas y su estudio es necesario, sin embargo hasta el momento no hemos recibido información de algún proyecto de este tipo en Panamá, para modelarlo en nuestro sistema.

De igual forma, hasta el momento los cambios regulatorios que indica referente a estos sistemas, no se han dado, por lo cual no son parte de la normativa nacional. También debemos señalar que el Plan de Expansión es un estudio de un horizonte de 15 años, y las etapas de análisis son mensuales, lo que imposibilita analizar los tiempos de operación de estos equipos, los cuales son de unas cuantas horas, no obstante no descartamos que en futuros Planes de Expansión, podamos analizar estos sistemas.

3. El comentario que hace referencia a la Tabla 5.13 donde se indica que las unidades deben ser MMBTU/MWh para proyectos de gas natural, se acepta el comentario y se realizará el análisis y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

En cuanto al comentario de los consumos específicos el mismo será revisado y de ser requerido se ajustará en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

4. Le recordamos a AES Panamá, S.R.L., que el sector generación es un sector no regulado, como se indica en la regulación vigente, y ETESA no está facultada para indicar cuál es el tamaño de las unidades un agente debe instalar.

Cabe aclarar que ETESA siempre cumple y seguirá cumpliendo con lo dispuesto en la normativa vigente, y dentro de estas disposiciones está la de evaluar la conexión de nuevas instalaciones al SIN, para lo cual ETESA solo aprobará la conexión de estas instalaciones si cumplen con estudios del Sistema de Transmisión, como se indica el Artículo 42 de Reglamento de Transmisión que dice:

“Artículo 42 ETESA deberá analizar la Solicitud de Acceso o Interconexión y verificar lo siguiente:

- a) El cumplimiento de lo requerido en el Artículo 39 y 40 del Reglamento de la Ley.
- b) Que el diseño y especificaciones generales de las instalaciones cumplen con las Normas de Diseño del Sistema de Transmisión y Calidad de Servicio del presente Reglamento.

c) Que se ha demostrado a través de los estudios del Sistema de Transmisión que las nuevas instalaciones cumplen con los requisitos establecidos en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación, de la siguiente manera:

- (i) No se afectará de manera adversa al sistema de transmisión actual; no representando un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad definidos.
- (ii) El Sistema de Transmisión operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.”

Con respecto a su comentario referente a los proyectos eólicos y solares, como se explicó anteriormente, el Plan de Expansión es un estudio de un horizonte de 15 años, y las etapas de análisis son mensuales, lo que imposibilita analizar los tiempos de operación de estos equipos, los cuales son de unas cuantas horas, no obstante, no descartamos que, en futuros Planes de Expansión, podamos analizar estos sistemas.

En cuanto a su comentario de a los atrasos de los proyectos de gas natural, y sensibilidades sobre estas, el plan de expansión busca evaluar la robustez del sistema de forma integral, y no evaluar una planta en particular. Y en función de esa evaluación integral se plantean los escenarios y sensibilidades presentadas.

Tomo III - Plan de Expansión de Transmisión

1. Capítulo 4 Criterios Técnico.
 - Se ajustará en el documento.
 - El orden de mérito considera las diferentes configuraciones de todos los ciclos combinados a base de GNL con su respectivo costo operativo, en cuanto a las condiciones mínimas del CC Costa Norte, se utilizó la información actualizada al momento de la elaboración del PESIN2019, en el próximo plan del año 2020 se actualizará los valores mínimos informados.
2. Capítulo 7, Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.
 - Como ente encargado de la operación del SIN el CND es el encargado de realizar el diagnóstico operativo de sistema, mediante la elaboración del Informe de Diagnóstico Actual y de muy Corto Plazo que abarca los dos primeros años (2020 y 2021) se identifican las condiciones del SIN tomando en cuenta la disponibilidad de las plantas y elementos de

transmisión, ETESA para el periodo de corto plazo ya tiene identificado los refuerzos necesarios para solventar las falta de compensación reactiva y eliminar las restricciones de transmisión que impiden aumentar la capacidad de transporte.

- ETESA en forma responsable está realizando las gestiones necesarias para disponer de todos los proyectos de transmisión necesarios para aumentar la capacidad de transporte, con la finalidad de aumentar el flujo desde la S/E Panamá a la S/E Cáceres, implemento un Esquema de Desligue de Carga que permite un flujo máximo de hasta 225 MVA hasta que se tenga disponible el 2do circuito subterráneo entre estas dos subestaciones.
- ETESA está realizando las gestiones necesarias para la construcción del proyecto Panamá – Cáceres, en el próximo plan del año 2020 se analizarán otras alternativas de expansión tal como las que usted menciona.

3. Capítulo 8, Plan de Expansión de Corto Plazo

- El costo de inversión considera todos los costos asociados a la construcción del mismo, menos los costos asociados a la generación obligada producto de las libranzas necesaria para la construcción.
- En cuanto a los proyectos de repotenciación, la repotenciación de la Línea 1, además de ser necesaria para el aumento de capacidad de transmisión, es requerido ya que la misma sobrepasa su periodo de vida del conductor (cuenta con más de 35 años de operación). También, con la finalidad de aumentar la eficiencia de las líneas desde occidente a centro de carga se debe aumentar la capacidad de la Línea 2.
- En el Capítulo 9, se desarrolló en análisis de largo plazo consideran la construcción o no de la 4 Línea, en dicho análisis se considera la repotenciación de la línea 1 y 2.

4. Capítulo 9, Análisis del Sistema de Transmisión de largo plazo

- En el Capítulo 9, se desarrolló el análisis de largo plazo considerando la construcción o no de la 4ta Línea, en dicho análisis se considera la repotenciación de la línea 1 y 2.

5. Capítulo 10, Plan de Expansión de Largo Plazo

- La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser defina como tal.
- De acuerdo con su comentario, ver nuestra respuesta anterior.
- Los costos indicados se consideran en el costo de la conexión de la S/E Sabanitas, a excepción del costo de generación desplazada.

6. Capítulo 16, Plan de Ampliaciones de Conexión
 - Se ajustará en el documento
 - La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser definida como tal.
 - El monto final a reconocer a AES será al que se llegue cuando culmine las negociaciones al respecto, esto será revisado en el próximo Plan 2020.
7. Tomo III - Anexo 1 “Plan de Inversiones 2019-2030”
 - En el anexo 1 se incluye el cronograma básico de ejecución del proyecto, donde se detalla el periodo comprendido desde el diseño, contratación y construcción de cada proyecto.
8. En el periodo de elaboración del PESIN no se tenía suficiente información del proyecto SPEAR, el mismo se encontraba en un proceso de estudios y análisis, por otra parte, ETESA evalúa de forma eficiente las ampliaciones necesarias para operar el Sistema de Transmisión sin la necesidad de desconectar carga en caso de presentarse alguna contingencia del SPT.
9. Realizar el cálculo de las tarifas representa la simulación de gran cantidad de escenarios que tomando en cuenta el tiempo de elaboración del PESIN no sería suficiente para calcular la misma. Además, se le informa que el próximo año se estará actualizando los cargos de transmisión correspondiente al próximo periodo tarifario.

Respuesta a Comentarios de Parque Eólico Laudato SI’ (Nota: UEPII 004-20 ASEP).

TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. Se acepta el comentario y se realizará la corrección en la versión final a entregar a la ASEP.
2. Se debe mencionar que la comparación realizada con el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050) no tiene sentido lógico, puesto que estamos hablando de un estudio realizado en 2015, y con datos del año 2014, y con una serie de premisas totalmente diferentes (Demanda, precios de combustibles, etc), a las utilizadas en el Plan Indicativo de Generación 2019 – 2020(cuatro años después). Más teniendo en cuenta que la base para el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050), fue el plan de expansión de ese año y en el cual ETESA participó activamente.

Para la realización del Plan de Expansión, el equipo técnico de ETESA y la Secretaría Nacional de Energía están en constante comunicación, máxime que es la Secretaría Nacional de Energía la que dicta los criterios y políticas para la elaboración del Plan de Expansión.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser definida como tal.
2. Como lo indica el comentario anterior la ASEP se encarga de definir los activos pertenecientes al SPT. En el PESIN2018 la ASEP definió la subestación el Coco como activo de conexión.

Respuesta a Comentarios de Pedregal Power Company S. de R.L. (Nota: PPC 005-20 ASEP).

TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. Debemos señalar que mediante la Nota ETE-DTR-GPL-044-2019 fechada 15 de enero de 2019, se consultó si en el horizonte de los 15 años de estudio del PESIN2019, se tendría algún cambio en su planta, y su respuesta mediante nota No. PPC 001-19 ETESA indicaron que no tendrían ningún cambio en ese horizonte y que se mantenía la información del año 2018. Por lo cual no podíamos considerar el retiro de su planta si no se informó de manera oportuna.
2. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.
3. Tal como se indicó anteriormente si no se recibe la información, de los generadores de que se retiran, y los mismos indican que se mantiene en el sistema por los próximos 15 años, no podemos cuestionar lo informado. No obstante se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser definida como tal.

Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-043-2020).

TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS

- **Curvas Típicas.**

- i. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

- **Desagregación por Barra.**

- i. En diciembre de 2019, mediante la nota ETE-DI-GPL-279-2019, se solicitó información para la elaboración del PESIN 2020, y efectivamente se dio respuesta mediante nota VI-423-2019. Sin embargo, el documento que está comentando es el PESIN2019, y la información que se tomó en cuenta para la revisión 2019 de plan de expansión fue suministrada por ENSA mediante VI-031-2019 del 31 de enero de 2019.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Anexo III-2 Diagramas Unifilares a Corto Plazo

- Los unifilares solicitados serán considerados en futuras ediciones del Plan de Expansión del SIN.

Anexo III-6 Reporte de Corto Circuito (Corto Plazo) y Anexo III-11 Reporte de Corto Circuito (Largo Plazo)

- Los niveles de cortocircuito de la época seca serán considerados en futuras ediciones del Plan de Expansión del SIN.
- En las próximas ediciones del PESIN se incluirá una tabla con los niveles de cortocircuito.
- El PESIN solo considera evaluar los niveles de cortocircuito de las subestaciones propiedad de ETESA, en futuras ediciones del PESIN se incluirán las subestaciones indicadas.