



Edificio

Business Park, Torre V,
Piso 11, Paseo Ave. La Rotonda, Costa del
Este, Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: (507) 206 2600

AES-DC-165-18

Panamá, 22 de octubre de 2018

Licenciado

Roberto Meana Meléndez

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No. 013-18

Respetado Licenciado Meana,

De acuerdo a lo solicitado en la Resolución AN No. 12732-Elec Panamá, 14 de septiembre de 2018, adjuntamos los comentarios de AES PANAMÁ, S.R.L. sobre la Consulta Pública No.013-18 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2018-2032 (PESIN 2018), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Sin otro particular, agradecemos la atención a nuestros comentarios.

Cordial saludo,

Miguel Bolinaga Serfaty

Presidente – AES PANAMA, S.R.L.

Adjunto: Comentarios a la Consulta Pública No.013-18

Anexo Nota AES-DC-165-18 de AES PANAMÁ, S.R.L.

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No.013-18 para considerar propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2018-2032 (PESIN 2018), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Tomo II – Plan Indicativo de Generación

Comentarios:

1. Entendemos importante que la base de datos para las simulaciones del plan indicativo de generación esté disponible para todos los agentes del sistema. Solicitamos al regulador instruir a ETESA a suministrar la base de datos del SDDP en modo operativo coordinado (con información de todos los sistemas que conforman el MER) a los agentes panameños que así lo soliciten. Todas las simulaciones del plan indicativo de generación deben poder ser replicadas por los agentes del mercado, lo que actualmente no es posible puesto que sólo se suministra información del mercado panameño.
2. En la tabla 5.13. corregir las unidades de consumo específico de combustible por cada tecnología, ya que se indica gal/MWh, sin embargo, en el caso de los proyectos con gas natural debe ser BTU/MWh. De igual manera en dicha tabla se indica que los valores de consumo específico están basados en el LCV (Lower Calorific Value) pero hacemos la salvedad que en el caso de la Central de Generación Costa Norte el consumo específico de combustible está en HHV (high heating value).

Por lo anterior, solicitamos la revisión de los consumos específicos de los proyectos Martano y Panamá NG Power para que los consumos específicos de combustibles sean comparables.

Adicional, considerando el gran tamaño de las unidades del Proyecto Telfers en la configuración presentada, tanto ETESA como el CND deberán evaluar la factibilidad de operación de la configuración 2 +1 propuesta para el proyecto Telfers, lo cual cambiaría el consumo específico analizados en los escenarios de estudios.

3. Capítulo 7, Escenario de Expansión:
 - o Tabla 7.2. considerando que a la fecha el Proyecto Telfers no ha iniciado construcción, revisar la fecha de entrada en operación de dicho proyecto.
 - o Se observa un número considerable de proyectos eólicos y solares como parte del plan de expansión de generación. Se sugiere revisar los proyectos con criterios de factibilidad de ejecución y operación, este último criterio de gran relevancia para la expansión de la transmisión ya que pudiera sugerir la necesidad de implementación de esquemas de almacenamiento de energía, compensación síncrona, etc.
 - o Por otro lado, es importante que ETESA identifique y haga público el tamaño máximo permitido de unidades que puedan operar en el SIN, de modo la instalación de una central de generación no afecte la confiabilidad de la operación o en última instancia no pueda operar o se mantenga limitada por restricciones de seguridad del SIN.

- En el gráfico 7.1, presenta una proyección de los CMS para el 2018 al 2032, donde se puede observar que para el 2018 proyectan un CMS de 115.25 \$/MWh con tendencia a ir bajando en medida que se da la entrada de los proyectos Martano y Telfers, sin embargo, en lo que va hasta septiembre de 2018, el CMS promedio mensual es de tan solo 80.0 \$/MWh y se espera que para los meses de octubre a diciembre el precio promedio este por debajo de este 70.0 \$/MWh. Tomando en consideración lo indicado vemos que se está haciendo consideraciones muy por encima de lo que se está dando, alrededor de 30% por encima de lo real.
- En la Tabla 7.14, se sugiere eliminar la sensibilidad C el retraso en operación de la central COSTA NORTE puesto que dicha central se encuentra en operación desde septiembre de 2018.

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Comentarios:

1. En la práctica se han detectados deficiencias en la operación del SIN por falta de previsión y ejecución en el Plan de Expansión de Transmisión, particularmente por falta de capacidad de transporte y déficits de reactivo. En este sentido, solicitamos un Diagnostico de Corto y Largo Plazo que evalúe y presente los límites de transferencias en las redes, y determine el listado de nuevas inversiones necesarias para evitar congestionamiento en la red con un horizonte mayor de dos (2) años, de modo que le permita a ETESA identificar inversiones requeridas con suficiente antelación para evitar potenciales limitaciones en la capacidad de transporte.
2. Considerando las necesidades de incorporar el nuevo circuito subterráneo Panamá – Cáceres 115 KV y los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, para mejorar la estabilidad del sistema, reducir las obligadas y mejorar el flujo de occidente. Sería conveniente de parte de ETESA, adelantar cualquier gestión que permita anticipar la entrada prevista de estos proyectos, a sabiendas que se están contemplando actualmente para enero 2020 (Nuevo circuito Panamá – Cáceres) y diciembre 2019 (STATCOM). Si la urgencia es claramente observada en los análisis realizados, conseguir reducir en alguna medida esta restricción al adelantar estos proyectos, sería muy beneficioso para la operación del SIN.
3. Se indica que se mantendrá generación obligada producto de la restricción de flujo que existe entre la S/E Panamá y S/E Cáceres debido al gran aporte que se tiene de la generación de GNL que, a pesar de estar instalado en la provincia de Colón, eléctricamente se encuentra conectado en la provincia de Panamá, por lo tanto, se presenta un aumento del flujo entre las subestaciones antes mencionadas. Dichas restricciones deben ser corregidas manteniendo generación con plantas conectadas eléctricamente en Colón (115 KV). Debido a lo anterior, se solicita se considere análisis de la operación del SIN con un enlace de la red 230/115 kV

a través de las líneas de transmisión de 230-54 /230- 55 con la Subestación Monte Esperanza 115kV.

4. Costo de inversión de Proyectos incluidos en el Plan del Sistema de Transmisión.

- Los nuevos proyectos de transmisión deben considerar no sólo la parte técnica de costo de la inversión de transmisión, sino también aspectos asociados a la adquisición y formalización de servidumbres, financiamientos durante construcción y aspectos ambientales.
- Se debe tomar en cuenta que mediante la Resolución AN No. 12721-Elec Panamá, 11 de septiembre de 2018, se aprobó la celebración de la Audiencia Pública No.011-18 para considerar la propuesta de modificación al Reglamento de Transmisión, para incorporar el Procedimiento Tarifario para la Cuarta Línea de Transmisión. Continuando con este punto, deseamos hacer énfasis en nuestros comentarios en relación a la Audiencia Pública 011-18 sobre incorporar el Procedimiento Tarifario para la Cuarta Línea de Transmisión y su clasificación tarifaria, donde indicamos que el costo de la obra debe ser atribuido en su totalidad a la Demanda, tal como se ha establecido en la formulación para los cargos del sistema principal de transmisión correspondiente al pliego de cargos 2017-2021, donde se establece que todas las obras nuevas serán transferidas el 100% a la demanda.
- Línea de Transmisión Costa Norte 230 kV: Se solicita revisar el monto indicado de esta línea que posteriormente será traspasada a ETESA. El costo indicado para la adquisición de la Línea de Transmisión Costa Norte 230 kV y ampliación de la Subestación Panamá II (“Línea Costa Norte”) ha sido estimado en el PSIN 2018 en CUARENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.45,168,000.00), monto de inversión que difiere significativamente de la estimación de costos requeridos para el proyecto y que ha sido informado a ETESA por el desarrollador del proyecto, que incluye los costos de la ingeniería, estudios, diseño, supervisión, construcción de la línea de transmisión y adecuación de la Subestación Panamá II, costos asociados por adquisición y formalización de las servidumbres, financiamiento de las obras y honorarios legales, y ascienden a un costo total estimado de SESENTA MILLONES (B/.60,000,000.00). Cabe destacar que este monto no incluye costos asociados al contrato de reembolso por la adquisición del proyecto por parte de ETESA.
- La Nueva subestación Sabanitas 230KV con posible entrada en operación para noviembre 2020, sin licitar aún, permitiría transferir la generación de las centrales de colón hacia el centro de carga considerando la limitante que existe actualmente en la red de colón. En relación a que es de suma importancia que se realice este proyecto tal como se tiene propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión 2018-2032, por favor indicar para que fecha se tiene contemplada realizar la licitación de este proyecto y si se ha tenido en consideración el tiempo que conlleva los trámites que deben llevar a cabo, evaluación de ofertas, firma de contratos e inicio de obras con posible retraso en la entrega final del mismo, que permitan cumplir efectivamente con la fecha de entrada propuesta (noviembre 2020).

- En relación a la cuarta línea de transmisión (Chiriquí Grande - Panamá III), la cual se indica que tendrá dos fases, siendo la primera para operar en 230KV y entrada en julio 2023, en la página 74 indica que el monto por la obra sería de B/. 311,133,000, mientras que en la fase 2 con entrada en julio 2026 indica que el monto sería de B/. 229,896,000, sin embargo, en el anexo 1_Plan de Inversiones se presenta que tendrá un costo de B/. 309,398,000 y B/. 248,786,000 respectivamente, lo cual daría una diferencia de B/. 1,735,000 y B/. 18,890,000. Por favor indicar a que se debe esta inconsistencia en el monto que representaría ambas fases del proyecto respecto al anexo 1 del Plan de Inversiones.

Esperamos que nuestros comentarios contribuyan a fortalecer la adecuación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del periodo 2018 – 2032.