

AES-DC-035-20

Panamá, 21 de febrero de 2020

146747

R. Rodríguez
alm
30/1/20

Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ("ASEP")
Ciudad

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No. 012-19

Respetado Licenciado Fuentes,

De acuerdo a lo solicitado en la Resolución AN No. 15903-Elec Panamá, 27 de diciembre de 2019, adjuntamos los comentarios de AES PANAMÁ, S.R.L. sobre la Consulta Pública No. 012-19 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. ("ETESA").

Sin otro particular, agradecemos la atención a nuestros comentarios.

Cordial saludo,

Miguel Bolinaga Serfaty

Representante Legal - Gas Natural Atlántico S., de R. L.


Adjunto: Comentarios a la Consulta Pública No.012-19

Anexo Nota AES-DC-035-19 de GAS NATURAL ATLÁNTICO, S. DE R. L.

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No.012-19 para considerar propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Año 2019-2033 (PESIN 2019), 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. Proyectos de Almacenamientos de Energía.
 - En los últimos años la implementación de aplicaciones de almacenamiento de energía basado en baterías (SAE_b) han jugado un rol preponderante en la cadena de suministro de la industria eléctrica, pues permite una diversidad de aplicaciones que ayudan a optimizar el uso de los recursos de generación y de las infraestructuras de la red eléctrica, incrementando la confiabilidad del sistema, además de estar sujetos a un proceso de madurez tecnológica que le ha permitido convertirse en una solución costo-efectiva.
 - Los SAE_b permiten la adopción de varias tendencias en los sistemas de potencia a nivel global, tanto para los servicios de generación, transmisión y distribución. Por ejemplo, diversas aplicaciones permiten la integración de mayores niveles de energías renovables no convencionales e intermitentes como son la solar y eólica, ofreciendo alta flexibilidad para operar en conjunto con otras soluciones energéticas para facilitar la transición hacia mercados con mayores niveles de energías limpias. Además, permiten la provisión de una diversidad de servicios complementarios, que van desde aporte a la regulación primaria y secundaria de frecuencia, aporte de reserva rodante, aumento de la eficiencia energética, liberación de capacidad, soporte de tensión, seguimiento de carga, arranque en negro, mitigación de potencia máxima en horas de punta, liberación de capacidad de congestión bajo contingencia N-1, diferimiento de inversión en transmisión y/o distribución, control de reactivo, en términos de líneas de distribución y transmisión, permiten ofrecer a los clientes una alternativa de servicio eléctrico para puntos muy retirados en las líneas mientras se identifican y solucionan averías o fallas, entre otras aplicaciones conexas.
 - En Panamá ya se ha empezado a discutir los cambios regulatorios necesarios para la incorporación de proyectos de almacenamiento de energía basado en baterías. Prueba de ello fue que desde el año pasado el Comité Operativo aprobó una propuesta de modificación al Reglamento de Operación que tiene como objetivo incluir Sistemas de

Almacenamiento de Energía basado en baterías como parte de los servicios auxiliares de una central de generación capaz de aportar la Reserva Rodante (RR) y los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

- A nivel regional la CRIE a través de la Consulta Pública 07-19 ha propuesto modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), a efecto de establecer las normas adecuadas de diseño de instalaciones de la Red de Transmisión Regional y para la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), relacionadas con aquellas unidades de generación que por su tecnología o diseño no pueden contribuir directamente con la regulación primaria de frecuencia tengan la opción de aportar dicho requerimiento por medio de un sistema de almacenamiento de energía.
 - Por lo anterior, creemos que los Proyectos de Almacenamiento de Energía en Panamá y en la Región serán una realidad a corto plazo que deben ser considerados en los Planes de Expansión del SIN.
3. 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 Gas to Power Panama y Telfers, para que los consumos específicos de combustibles sean comparables.

4. Capítulo 7, Escenario de Expansión:
- Escenario de Referencia, tabla 7.3. considerando los avances de construcción del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP considerar alta probabilidad de retraso de entrada en operación de dicho proyecto. De igual manera a la fecha no hay una definición concreta del estado de la licencia de generación del Proyecto Telfers por lo que se sugiere se revise la fecha de entrada en operación del mismo.
 - Por lo anterior, es importante que ETESA identifique y haga público el tamaño máximo permitido de unidades que puedan operar en el SIN, de modo que 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.
 - 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, ya que se requerirá la necesidad de implementación de sistemas de almacenamiento de energía para aporte de servicios auxiliares, dentro del cual se destaca el aporte de la regulación primaria de frecuencia exigidos en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.

- Escenarios Alternativos.
 - En atención a lo indicado numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER los proyectos eólicos y solares dentro de su plan de inversión deben considerar sistemas complementarios como sistema de almacenamiento de energía para el aporte de la regulación primaria de frecuencia.
 - Deben considerar un escenario que considere el potencial retraso de entrada en operación del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP.
- Análisis de las Sensibilidades
 - Sólo analizan, del escenario de referencia, una sensibilidad de retraso de entrada en operación del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP para el año 2023, y otra que sale.

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Comentarios:

1. Capítulo 4. Criterios Técnicos

- En la Tabla 4.2 de la página #34, la descripción corresponde a la central Costa Norte en lugar de Gas To Power Panamá (GTPP).
- Criterios de Despachos. Considerando el gran tamaño de las unidades del Proyecto Telfers en la configuración presentada, se sugiere que a nivel operativo ETESA y el CND evalúen la factibilidad operativa del ciclo combinado en todas sus configuraciones, lo cual cambiaría el consumo específico analizados en los escenarios de estudios.

Por otro lado, confirmar con los promotores de proyectos, los mínimos operáticos presentados en las tablas 4.8 y 4.9, ya que en el caso del Ciclo Combinado Costa Norte Tabla 4.10 debe corregirse a los siguientes valores operativos acorde con la información suministrada al CND.

Configuración	CC Costa Norte	
	Potencia Mínima - MW	Potencia Máxima Neta - MW
CN1+1 CC	110.00	118.02
CN2+1 CC	149.89	250.25
CN3+1 CC	227.95	381.00

2. Capítulo 7. Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.

- 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 que evalúe y presente los límites de transferencias en las redes, y determine el listado de nuevas inversiones necesarias para evitar congestiónamiento 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.

W

- Considerando las necesidades de incorporar el nuevo circuito subterráneo Panamá – Cáceres 115 KV, bancos de capacitores en la S/E Panamá II y los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, para mejorar la estabilidad del sistema, reducir las obligadas e incrementar 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 un atraso de 21 meses para la segunda línea subterránea Panamá – Cáceres 115 KV. Si la urgencia es claramente observada en los análisis realizados, conseguir reducir en alguna medida esta restricción al adelantar estos proyectos, será muy beneficioso para la operación del SIN.
 - Se indica que la entrada oportuna del tercer circuito entre Panamá y Cáceres eliminaría por completo la generación obligada a causa de las restricciones en occidente, sin embargo hasta la fecha, el proyecto de un segundo circuito paralelo ha presentado atrasos significativos por problemas de servidumbres, por lo que se sugiere que ETESA analice otras opciones como un Proyecto Interconexión de la Red 230/115 kV en la Zona Atlántica de Colón utilizando uno de los circuitos de la Línea de Transmisión (230-54) con la S/E Monte Esperanza. Se ha demostrado a través de estudios de prefactibilidad que de dicha interconexión se obtienen beneficios como: reducción de pérdidas de transmisión y distribución; eliminación de generación obligada por problemas de oscilaciones de voltajes; eliminación de sobrecargas en la LT 115-37 entre las SE Panamá – Cáceres; diferimiento de inversión en Banco de Capacitores; integración de las áreas eléctricas COLON- PANAMÁ; diferimiento o eliminación del Banco de Capacitores en la SE Santa Rita; soporte de reactivos y mayor confiabilidad a la planta potabilizadora del IDAAN, al contar con doble vinculo para su alimentación.
3. Capítulo 8. Plan de Expansión de Corto Plazo.
- 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.
 - Repotenciación y Construcción de Nuevas Líneas de Transmisión.
La capacidad térmica de las 3 líneas existentes suma más de 2,000 MW, sin embargo, su uso no supera el 60%. En términos generales estamos de acuerdo que es necesario que se incremente la capacidad de transmisión del occidente al centro de carga del país, sin embargo, por la inversión que requiere un cuarto circuito, ETESA debe realizar la factibilidad técnica y económica de repotenciar las líneas LT1 y LT2 vs la construcción de una Cuarta Línea de Transmisión. En esta sección ETESA ha indicado que los estudios realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de la misma debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, utilizando un conductor que permita reducir las pérdidas, por lo que parece que técnicamente es factible la repotenciación de las 2 primeras LT.
4. Capítulo 9. Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo

- Se recomienda que ETESA incluya un escenario que considere sin la Cuarta Línea de Transmisión (“sin 4LT”) incluyendo la repotenciación de las LT1 y LT2 proveniente del occidente al centro de carga del país, con esto se podría hacer un análisis comparativo más objetivo de los flujos del occidente de los escenarios analizados.

5. Capítulo 10. Plan de Expansión de Largo Plazo

Numeral 4. Proyecto Telfers – Sabanitas 230 KV.

- Coincidimos que lo indicado para el proyecto Telfer – Sabanitas 230kV, relacionado al Art. 173 del Reglamento de Transmisión, se aplicará del mismo modo a la Línea de Transmisión Eléctrica 230kV doble circuito Costa Norte – T4A, justificándola como Sistema Principal de Transmisión (SPT), en función al uso de dicho equipamiento por dos (2) usuario a esta línea. De igual manera entendemos que en el caso que se conecte un segundo usuario en la LT doble circuito Costa Norte - Sabanitas 230 KV, dichos activos también formarían parte del Sistema Principal de Transmisión en función del uso de dicho equipamiento en la red de transmisión por dos (2) usuarios conectados a través de la misma.
- Reiteramos que la Línea de Transmisión 230kV doble circuito Costa Norte – Torre 4A se construyó bajo las características técnicas solicitadas por ETESA: nivel de tensión, número de circuitos, criterios de seguridad y operatividad, propias de un activo del SPT y que difieren en gran medida de los requerimientos iniciales, que garantizaban de igual manera el correcto despacho de la energía del Proyecto Costa Norte hacia el Sistema.
- Tomando en cuenta la ubicación final de la Subestación Sabanitas, se deben incorporar los costos asociados a los trabajos de seccionamiento de los dos circuitos de LT Costa Norte – Torre de Remate T4A 230 kV, incluyendo, pero sin limitarse cualquier tramo de línea, estructuras, interruptores GIS y costos por generación desplazada para la interconexión de las líneas 230-54 y 230-55 en la Subestación Sabanitas.

6. Capítulo 16. Plan de Ampliaciones de Conexión.

- Unificar el nombre de GANA LT COSTA NORTE 230 KV a “LT 230 kV Costa Norte – Torre de Remate 4A”.
- Entendemos que la LT 230 kV Costa Norte – Torre de Remate 4A de acuerdo a lo establecido en el numeral 6. Adquisiciones, será adquirida por parte de ETESA como parte del Sistema Principal de Transmisión fundamentado en el ART. 188 del Reglamento de Transmisión, para que sea ETESA quien la administre, y garantice que pueda ser utilizada por otros usuarios, como medio de interconexión al Sistema Interconectado Nacional.
- Referente a lo indicado en la Tabla del PLAN DE AMPLIACIÓN DE CONEXIÓN en la página 207:

Específicamente en el renglón cuarto donde estiman el costo para la LT 230 kV *Costa Norte – Torre de Remate 4A*, por la suma de CUARENTA Y UN MILLONES CIENTO TREINTA Y OCHO MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.41,138,000.00), se solicita revisar el monto señalado para esta Línea de Transmisión que será adquirida por ETESA; toda vez que dicho monto de inversión difiere la estimación de costos requeridos para el proyecto, el cual ha sido informado a ETESA en varias ocasiones durante el desarrollo del proyecto.

En concordancia con el acuerdo entre partes desarrollado con ETESA para la construcción de la Línea de Transmisión referida, incluye costos de ingeniería, estudios, diseño, supervisión, construcción, ambientales, costos administrativos, costos asociados por indemnización e inscripción de servidumbres, costos de financiamiento y honorarios legales, ascendiendo a la fecha, a un total de: CINCUENTA Y SIETE MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA MIL SEISCIENTOS DIECISEIS CON 02/100 (B/.57,550,616.02). Cabe destacar que este monto no incluye los costos asociados al contrato de reembolso por la adquisición del activo por parte de ETESA.

7. Tomo III – Anexo-1 “Plan de Inversiones 2019- 2030” muestra las nuevas fechas de entrada en operación de los diferentes proyectos de expansión del sistema de transmisión, donde se observa que cada año los PESIN presentan atrasos significativos. En este sentido se solicita que se incluya una sección que muestre el cronograma de ejecución de dichos proyectos, especialmente los de corto plazo que deben ser de estricto cumplimiento.

Además, se solicita un plan de aceleración de los proyectos de adición de capacidad reactiva que permitirían transportar la totalidad de generación producidas por las plantas localizadas en el occidente al centro de carga en la ciudad de Panamá.

8. Se solicita se incluya una sección que describa la implementación del Proyecto del Sistema de Protecciones por Acciones Remediales (SPEAR), la cual no se menciona en el PESIN 2019.
9. Se solicita que anexo al Plan de Expansión de Transmisión se incluya una sección indicativa que muestre la tendencia de la tarifa asociada a los costos de transmisión para el nuevo plan de inversión aprobado.

Esperamos que nuestros comentarios contribuyan a fortalecer la adecuación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del periodo 2019 – 2033.