

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 – 2034

Comentarios y Observaciones al Tomo II - Plan Indicativo de Generación 2020 - 2034

Gerencia de Planificación

MAYO 2021

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

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



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Contenido

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ASEP Nota DSAN No. 1265-2021

AES Panamá, S.R.L. Nota AES-DC-097-21

Autoridad del Canal de Panamá Nota FID-21-070

Inter Energy Nota IEG-002-21.

(UEP Penonomé II, S.A.

Tecnisol I, II, III, IV, S.A.

Pedregal Power Company, S. de R.L.

Generadora de Gatún, S.A. Nota GAT 002-21 ETESA.



Panamá, 18 de mayo de 2021 Nota DSAN No. 1265-2021 Ref. 080421-01

Ingeniero
CARLOS MOSQUERA
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Mosquera:

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, en el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y en el artículo 75 del Reglamento de Transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presentó a consideración de esta Autoridad Reguladora, mediante la nota ETE-DI-GPL-13-2021, calendada 5 de abril de 2021, el Tomo II correspondiente al Plan Indicativo de Generación (PIG) del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2020-2034 (PESIN 2020).

Esta Autoridad realizó la revisión del Tomo presentado y se tienen los siguientes comentarios:

- De acuerdo con lo informado en el Plan Indicativo de Generación 2020, ETESA propone considerar 1,090 MW de capacidad eólica en la optimización, lo que difiere con lo expresado en la sección Potencial Eólico de la página 57, tablas 4.1 y 4.2, que totalizan 981 MW distribuidos 550 MW en licencias definitivas y 431 MW en licencias provisionales. Se debe verificar esta información.
- En el Capítulo 5 Planes de Expansión de América Central, ETESA presenta las proyecciones de demanda y los planes de expansión de los países que conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER). Si bien este es un tema importante para considerar en el PIG nacional, se debe analizar el efecto de los intercambios (exportaciones e importaciones), a través de simulaciones que permitan examinar el efecto de estos intercambios en los escenarios y

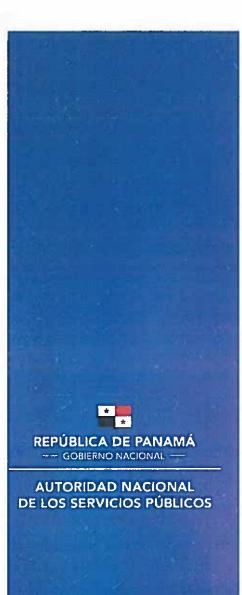




sensibilidades, y que los mismos sean valorizados adecuadamente.

- En línea con el comentario anterior, concretamente se debe considerar en la función objetivo los intercambios comerciales de Panamá con el MER, este aspecto no ha sido objeto de estudio, por lo que se debe incluir en la presentación de resultados del PIG.
- ETESA ha analizado 4 escenarios posibles de expansión y por cada escenario ha realizado 9 sensibilidades, dando un total de 40 casos de estudio. En el caso de sensibilidades que contemplan aumento de capacidad en el proyecto SIEPAC II, ETESA considera las transferencias al 100% de la capacidad de la línea (300 MW y 600 MW respectivamente), en tanto el valor nominal de los intercambios debe ser el indicado en las capacidades máximas de transferencia de potencia que publica el EOR en sus informes, influyendo esto en la función objetivo. Por tal motivo, se estima conveniente que se incluya una nueva sensibilidad, por cada escenario de expansión, que tome en cuenta las capacidades máximas de transferencia de potencia plasmadas en el estudio más reciente que haya publicado el EOR en su página web.
- En todos los casos ETESA considera las posibilidades de intercambio internacional, considerando 300 MW de capacidad y que los planes de expansión de los países vecinos se mantienen vigentes en cuanto a la proyección de la demanda y planes de generación, hipótesis que no se consideran razonables dado el efecto COVID 19 y dado que no es así como resulta de la Resolución Nº CRIE-61-2020. Estos planes se remontan a 2018 y 2019. Se recomienda una revisión de los supuestos, y actualizar los planes de expansión y proyecciones de Demanda post covid.
- De acuerdo al artículo 76 del Reglamento de Transmisión, literal d) "Cada plan indicativo de generación seleccionado deberá dar origen al menos a una alternativa del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión el que deberá desarrollarse y evaluarse técnicamente desde el punto de vista de la calidad de servicio"; dicho esto y tomando en cuenta la prórroga otorgada hasta el 31 de mayo del presente año, se esperaría que el Tomo III se entreguen por cada escenario de estudio una propuesta de expansión de la transmisión. La consigna de este requerimiento, es

G ☑ ☑ @AsepPanamá



establecer un conjunto mínimo de escenarios alternativos de planificación que agrupe soluciones para la optimización y selección de la mejor alternativa.

- En la Tabla 7.62 Comparación de Costos por Escenario del documento Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2020-2024, se muestra la Diferencia expresada en porcentajes de los escenarios respecto del escenario de referencia; estos porcentajes son incorrectos y deben corregirse.
- En la Tabla 7.66 Proyectos de Generación con Adelantos en sus fechas de operación del documento Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2020-2024, se repiten los mismos proyectos, esto debe corregirse.
- Del RESUMEN presentado en la página 188 del documento Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2020-2024, se desprende el siguiente texto:

"Analizando los costos de inversión de los escenarios, presentan diferentes probabilidades de ocurrencia, y luego de hacer el análisis de mínimo riesgo resulto [sic] ser que el que menos arrepentimiento produzca, luego de tomada la decisión, razón por la cual se toma este plan como el de referencia para el Plan Indicativo de Generación 2020-20342".

El texto antes señalado, tal como se encuentra redactado dentro del resumen, hace entender que el Escenario tomado como referencia para el PIG es el de Demanda Baja; lo que es erróneo, toda vez que el Escenario de Referencia es aquél que es seleccionado por ETESA, e históricamente ha sido el de menor costo, que consecuentemente es el escenario al que se hace mayor alusión en el desarrollo del Tomo II. ETESA debe corregir la redacción e indicar que el escenario seleccionado es el Escenario de Referencia.

En virtud de lo anterior, ETESA deberá revisar e incluir en el documento que será sometido a Consulta Pública los aspectos anteriormente mencionados.

B HACHONIL DE LOS G

Atentamente.

ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ

Administrador General

AES-DC-097-21

Panamá, 29 de abril de 2021

Ingeniero
Carlos Mosquera Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
Ciudad

Asunto: Comentarios Plan Indicativo de Generación 2020-2034

Estimado Ingeniero Mosquera:

En referencia a su nota ETE-DI-GPL-16-2021 con fecha del 5 de abril de 2021, hacemos entrega de nuestros comentarios al Plan Indicativo de Generación concerniente al Plan de Expansión 2020-2034.

Sin otro en particular, y agradeciendo de antemano la atención prestada al respecto.

Atentamente,

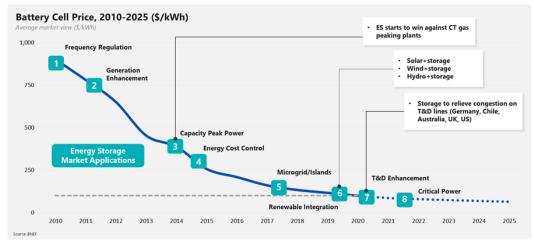
Miguel Bolinaga Serfaty Presidente AES PANAMÁ, S.R.L.

Anexo: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2020-2034

ANEXO - AES-DC-097-21 Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2020-2034

Comentarios AES Panamá:

- 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. Tabla 3.5 Programa del retiro de unidades Termoeléctricas. Revisar programa de retiro y/o disponibilidad de la central de BLM Carbón.
- 3. Se indica que los Proyectos de Almacenamientos de Energía Eléctrica no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.
 - 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.



Línea de tendencia de precios de celdas de batería durante la última década con precios futuros proyectados, incluida la expansión de las aplicaciones económicas de almacenamiento de energía a nivel mundial.

Una historia de dos tendencias: la caída de los costos de almacenamiento y el crecimiento de las implementaciones solares.

Los costos de almacenamiento de energía a gran escala basados en baterías han disminuido más rápido de lo previsto durante la última década, y los precios de las celdas de batería han disminuido alrededor del 90% desde 2010 para alcanzar un precio de referencia de aproximadamente \$ 100 / kWh para 2023. Como se ilustra en la figura siguiente, el precio baja, el almacenamiento de energía se vuelve económicamente viable para nuevas geografías y casos de uso. Dado que se espera que los precios sigan cayendo más del 6% anual, el almacenamiento seguirá penetrando en nuevos mercados y nuevas aplicaciones. Esta caída de los costos se debe en gran medida al aumento de la demanda de la industria de vehículos eléctricos, que está impulsando economías de escala en la producción de baterías, atrayendo inversiones significativas y acelerando la innovación en baterías.

- O La ASEP mediante la Resolución AN No. 16564 Elec de 28 de diciembre de 2020, aprobó cambios al Reglamento de Operación permitiendo que los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías (SAEb) puedan aportar adicionalmente la Reserva Rodante y los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia, además indico que ha contratado una consultoría para identificar que otras aplicaciones pueden aportar los SAEb.
- A nivel regional la CRIE aprobó la Resolución N° CRIE-44-2020 del 18 de mayo de 2020 que modifica el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), mediante la cual confirma que todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir a la Regulación Primaria de Frecuencia, incluyendo las centrales eólicas y fotovoltaicas, e indica que en aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta deberá proveerse a través de asignación de uno o varios generadores sustitutos o por medio de sistemas de almacenamiento energético.
- 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.
- 4. En la tabla 4.13. En dicha tabla se indica que los valores de consumo específico esta 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 Halue), por la cual se recomienda una unificación de criterios para que los consumos específicos de combustibles sean comparables.
- 5. Capítulo 7, Escenario de Expansión:
 - Escenario de Referencia, tabla 7.3. debe considerar el programa de retiros de las centrales térmicas (Jinro fuera de operación desde 1 de marzo de 2021), considerar la indisponibilidad de BLM Carbón y revisar el retiro de las demás centrales de motores de combustión en la medida que entre en operación los proyectos de Gas Natural.
 - La penetración de los proyectos solares y eólicos debe ir acompañado con la incorporación de Sistemas de Almacenamientos de Energía basado en Baterías, tal como se viene

adecuando la regulación local, en función de lo indicado en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.

- O Considerando los avances de desarrollo de los nuevos proyectos a base de gas natural, se recomienda revisar la fecha de entrada en operación.
- O La central Changuinola II ha presentado algún avance en el desarrollo del proyecto.
- Escenarios Alternativos y sensibilidades.
 - Tomando en cuenta los escenarios de la transición energética Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), abril 2021, en coordinación con la Secretaria de Energía y Ministerio de Ambiente, se recomienda incluir dentro del PESIN los escenarios indicados en dicho estudio.
 - 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 o no entrada en operación del proyecto.
- Dentro de la definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN definido por la Secretaria Nacional de Energía se indica que se considere las Interconexiones Internacionales, dentro de la cual se incluye la Interconexión Eléctrica Colombia Panamá. Para esta revisión del plan indicativo de generación no vemos que se haya incluido un capítulo de análisis de ICP como se ha desarrollado en los planes de expansión anteriores. Cabe destacar que la ASEP mediante la Resolución AN No.16720-Elec de 2021-03-29 prorroga el plazo otorgado en la Resolución AN No.2651-Elec de 29 de mayo de 2009 y sus modificaciones, a la empresa INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ, S.A., relativo a la construcción, explotación y operación de un sistema de transmisión de energía para la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.



21 de abril de 2021 FID-21-070

Ingeniero Carlos Mosquera Castillo Gerente General Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. E. S. D.

Estimado ingeniero Mosquera:

REFERENCIA: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2020.

En atención a su nota ETE-DI-GPL-16-2021, en la cual solicita comentarios al Plan Indicativo de Generación 2020, le indicamos lo siguiente:

- Recomendamos incluir la red de transmisión y sus restricciones en las simulaciones con el SDDP.
- La tendencia de STEO y del Annual Energy Outlook sólo debe aplicarse al componente de combustible del precio.
- La simulación parece incluir unidades térmicas cuya fecha de salida no ha sido confirmada.

Estos comentarios se explican con mayor detalle en el adjunto, además indicamos algunos ajustes de forma que sugerimos.

Para cualquier consulta, agradecemos comunicarse con el ingeniero César García, al correo electrónico cgarcia@pancanal.com.

Aten amerite,

Rafael G.S. Pirro Estévez

Gerente de Desarrollo Corporativo

Adjunto: Lo arriba indicado

COMENTARIOS AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN 2020 AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

COMENTARIOS DE FONDO:

A. Recomendamos incluir la red de transmisión y sus restricciones en las simulaciones con el SDDP:

En la página 88, del plan indicativo mencionan que no se utiliza la red de transmisión sólo se tiene en cuenta la capacidad máxima de las interconexiones, para efecto de las simulaciones con el software SDDP.

Consideramos que debe incluirse la red de transmisión en los análisis realizados con el SDDP, es decir modelar el sistema eléctrico con su red y restricciones de transmisión actuales, lo más semejantes a como el CND realiza la modelación del mediano plazo.

Esto es importante porque hay escenarios que plantean la ampliación de la capacidad de generación en el occidente del país y es necesario tener en cuenta como estos proyectos se ven afectados por las restricciones.

Por tanto, recomendamos que a los distintos escenarios y sus sensibilidades se les modele considerando la red de transmisión, con sus restricciones actuales.

B. La tendencia de STEO y del Annual Energy Outlook sólo debe aplicarse al componente de combustible del precio:

Al revisar la página 32, observamos que indican lo siguiente:

"Para proyectar los precios de los combustibles utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados, semana 10 de 2021, del Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaron las tendencias del Short-Term Energy Outlook (STEO) de febrero de 2021 para los primeros dos años y para el resto del periodo se aplicaron las tendencias del escenario de referencias ("Reference"), alta ("High Price") y baja ("Low Price"), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del "Annual Energy Outlook 2021" de la EIA/DOE."

En este sentido deseamos comentar que este tipo de metodología puede llevar a precios proyectados imprecisos. Como es de su conocimiento los costos de los combustibles declarados al CND, tienen incluidos los costos de transporte y el costo del combustible propiamente, por tanto al aplicar la tendencia sobre estos valores no sólo estamos proyectando el costo del combustible sino también el componente del transporte. En el caso del diésel y bunker esto puede no ser tan relevante porque el costo de transporte es bastante bajo con respecto al costo del combustible, pero en el caso del gas natural el componente de transporte y regasificación es más considerable.

Por ejemplo para el Plan Indicativo de 2018, la Secretaria Nacional de Energía estableció en sus lineamientos a ETESA que para el caso del gas natural se considerará un costo de transporte, licuefacción y regasificación de B/.5.75 por MBTU, y como referencia de precios de combustible los

valores de B/.2.88, B/. 3.17 y B/. 2.60 por MBTU para los escenarios de referencia, de precios altos y de precios bajos respectivamente. Si se toma en cuenta estos valores vemos que el componente de transporte, licuefacción y regasificación es mayor al 60% del precio total. Por tanto, al tomar los valores de Costa Norte declarados al CND y proyectar sobre ese precio total las tendencias STEO y Annual Energy Outlook, le podríamos estar aplicando al menos al 60% del precio una tendencia que no guarda relación con lo que es el proceso de transporte, licuefacción y regasificación.

Es necesario descomponer el precio y aplicarle sólo a la porción correspondiente al combustible las tendencias, para formar los precios proyectados.

En el caso del precio de los autogeneradores, sucede algo semejante al precio del gas natural, el precio que considera el CND para autogeneradores contiene elementos adicionales a sólo el combustible (es decir es el costo variable total), por tanto si se busca el precio de la oferta ACP5 por ejemplo y se proyecta utilizando las tendencias, se estará proyectando sobre un costo variable no sobre un precio de combustible.

Por lo anterior, recomendamos en el caso de los autogeneradores considerar que los combustibles proyectados deben multiplicarse por el promedio de los valores de consumo específico de la curva de carga de la unidad dedicada a autogeneración y sumándole el costo de O&M que el autogenerador ha declarado al CND.

C. No es realista la fecha de salida de unidades térmicas considerada en la simulación:

Al revisar la tabla 7.3 en la página 99, observamos que en el escenario de referencia, se establece la salida de las plantas: Pan Am, Pacora y Jinro para el año 2025.

En este sentido es importante acotar, que la planta de Jirno ya se retiró del mercado, y las empresas Pan Am y Pacora, dan señales de un retiro de unidades en este año 2021, y no poseen contratos hasta el 2025. Esto sin contar que las unidades de BLM Carbón están fuera de servicio, y no se precisa con claridad su regreso a la operación.

Por lo anterior, consideramos que no se está modelando la realidad más inmediata del sistema eléctrico, y sugerimos se consideren fechas de retiro más cercanas, de hecho es muy posible que estas plantas salgan mucho antes de que entren en operación los nuevos proyectos con gas natural.

De las sensibilidades presentadas, lo más relevante es que la no consecución del proyecto Telfers y GTTP (sensibilidad 7) llevan al sistema a una situación delicada, con costos marginales bastante altos. Debido a que no se presentan escenarios de déficit y el costo de racionamiento es muy elevado 4130\$/MWh, parece pasar un poco desapercibido del análisis. No sería extraño sin embargo, que en una simulación con los parámetros utilizados para la planificación por el CND, sí se supere la unidad de falla #1, ya que son costos marginales muy elevados.

Consideramos que los resultados muestran la urgencia de tomar acciones inmediatas para evitar la salida de unidades, y definir finalmente si efectivamente estos dos proyectos se llevarán a cabo.

COMENTARIOS DE FORMA:

A. Revisión de los datos relativos a la Autoridad del Canal de Panamá

En la tabla 3.1 de la página 41, se incluyen 40.81MW de Motor de Baja Velocidad como parte de la capacidad instalada nacional. Sólo la ACP tiene este tipo de motor, que para este caso corresponde a la unidad Miraflores No.10 (MIRG10), que está dedicada al mercado como Excedente Firme. Sin embargo, en el párrafo siguiente a la tabla indican: "Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP)...". En su lugar debe decir: "Las cifras mencionadas no consideran el Excedente No Firme de las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP)"...

Observamos además que en la tabla 3.4, los valores de potencia firme para la unidad MIRG5 es 17.55MW y para MIRG10 de 38.95MW, iguales a su potencia efectiva. Recomendamos utilizar los valores de Potencia Firme de Largo Plazo, del último informe publicado por el CND.

En la tabla 3.6, sobre generación eólica existente, se hace referencia a la empresa "Unión Eólica Penonomé I S.A", en su lugar debería decir "AES Panamá S.A.". La misma corrección es válida para la página 58, en uno de sus párrafos.

En la tabla 3.9, se describen las unidades MIRG11 y MIRG12, como los Turbo-Compound System (TCS), y se coloca como tipo de combustible "bunker", para estas unidades. Es importante acotar que las unidades MIRG11 y MIRG12, en realidad son generadores asíncronos que utilizan los gases de escape de los motores principales (MIRG9 y MIRG10), por tanto la presentación de la tabla colocando como combustible "Bunker C (No.6 fuel oil)", puede ser confusa. Recomendamos colocar "Gases de escape".

En cuanto a las unidades descritas en la tabla 3.9, es bueno aclarar al lector que en el caso de la Autoridad del Canal de Panamá, no todas las unidades son dedicadas a la autogeneración.

B. No presentación de datos de costos variables

Finalmente observamos que en la presentación de la información en el Anexo No.5 no se han colocado los componentes de los costos variables, (costo de operación y mantenimiento, consumo específico), que permitan revisar si se están utilizando valores razonables para la modelación de plantas futuras como las de gas natural por ejemplo.

Recomendamos colocar esta información dentro del informe.



Panamá, 28 de abril de 2021 IEG 002-21

Ingeniero
Carlos Mosquera Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
E. S. D.

Asunto: Comentarios al Plan Indicativo de Generación 2020.

Respetado Ingeniero Mosquera:

En respuesta a su nota ETE-DI-GPL-16-2021 mediante la cual informa sobre la publicación del Plan Indicativo de Generación 2020 y nos solicita remitir cualquier observación o comentario, tenemos a bien compartir nuestras consideraciones en representación de los agentes generadores UEP Penonomé II; S.A., Tecnisol I, II, III y IV, S.A. y Pedregal Power Company, S. de R.L:

- Si bien este documento se trata de una actualización al documento original que se basaba en premisas prepandemia e información entregada por los agentes en el año 2019, consideramos que ETESA debe aprovechar esta oportunidad para actualizar las premisas de los escenarios en análisis, llevándoles a un escenario más cónsono con la realidad del SIN, como por ejemplo el retiro de la CT Jinro el cual se dio en marzo de 2021 y el retiro de BLM Carbón el cual desconocemos si ha realizado alguna comunicación a ETESA. Sobre este particular es importante señalar que la planificación de despacho que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND) se considera indisponible la central carbonera para corto y mediano plazo.
- 2. Consideramos que dentro del escenario de referencia se debe incluir una sensibilidad que muestre el retiro de las centrales térmicas sin contratos de suministro y que han expresado a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) su intención de retirarse del sistema en el año 2021, como lo son las centrales Pacora y PanAm, toda vez que en caso de no obtener un contrato de suministro por medio de una licitación de corto plazo, la operación de estas centrales no es sostenible económicamente en el tiempo y terminarán por cerrar operaciones bajo insuficiencia económica.
- 3. ETESA debería incluir en alguno de sus escenarios o sensibilidades el efecto que podría tener el retiro de la Central Hidroeléctrica Bayano del sistema, ya que la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) se encuentra realizando estudios sobre posibles soluciones al suministro de agua potable y esta es una de las posibles opciones.

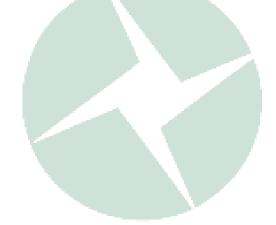
Agradecemos su atención y reciba un saludo cordial.

ing. Mónica Lupiáñez

Country Manager y Representante Legal

UEP Penonomé II, S.A. Tecnisol I, II, III, IV, S.A.

Pedregal Power Company, S. de R.L. E-mail: monica@interenergy.com



Ingeniero
Carlos Mosquera Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
Ciudad

Asunto: Comentarios Plan Indicativo de Generación 2020-2034

Estimado Ingeniero Mosquera:

En referencia a su nota ETE-DI-GPL-16-2021 con fecha del 5 de abril de 2021, donde solicita comentarios al Plan de Expansión de Generación del periodo 2020-2034, adjunto los siguientes comentarios:

- Promotor del Proyecto Telfers: actualizar en todo el Plan Indicativo de Generación el Agente Generador (Promotor) del Proyecto de Generación Telfers para que se indique Generadora de Gatún, S.A. en reemplazo de Panamá NG Power, S.A.
- Entrada en Operación Comercial del Proyecto Telfers: vemos que se estima el ingreso la central de generación Telfers a base de gas natural para enero de 2025. Al respecto solicitamos que se actualice la entrada en operación comercial para marzo de 2024, tanto para el escenario de referencia, sus respectivas sensibilidades y escenarios adicionales analizados en el Plan Indicativo de Generación.
- Solicitamos que el Proyecto de Transmisión Telfers- Sabanitas 230 kV sea incluido dentro del plan de expansión de Transmisión de Corto Plazo tomando en cuenta el tiempo de desarrollo y puesta en marcha de la central de generación Telfers.

Sin otro en particular, y agradeciendo de antemano la atención prestada al respecto.

Atentamente,

Ingeniera Mónica Lupiáñez R.

Secretaria

Generadora de Gatún, S.A.