



# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 13194-Elec

Panamá, 18 de marzo de 2019

“Por la cual se resuelve el Recurso de Reconsideración interpuesto por la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, contra la Resolución AN No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019.”

**EL ADMINISTRADOR GENERAL,**  
en uso de sus facultades legales,

### CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Resolución AN No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos aprobó los proyectos presentados por la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, dentro del documento titulado Plan de Expansión del Sistema de Interconectado Nacional, correspondiente al año 2018, que se incluyeron en el Anexo A de dicha Resolución;
2. Que la Resolución en cuestión fue notificada personalmente al Gerente y Apoderado General, de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, ingeniero Gilberto Ferrari Pedreschi, el día 25 de febrero de 2019;
3. Que en tiempo oportuno, la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.** interpuso Recurso de Reconsideración en contra de la precitada Resolución, solicitando, lo siguiente:
  - 3.1. Mantener los proyectos “Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III en 500 kV y sus subestaciones asociadas” (en adelante, Cuarta Línea de Transmisión) y “L/T Progreso-Burica-Portón-Dominical 230 kV y subestaciones asociadas”, según lo presentado en el PESIN2018.
  - 3.2. Dejar sin efecto la solicitud de presentación de un nuevo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que contenga solo los proyectos del denominado ANEXO A.
  - 3.3. Mantener los costos establecidos en el Plan de Planta General –Capítulo 15.
  - 3.4. Obviar los informes y estudios adicionales solicitados en el Resuelto Segundo para determinar la fecha óptima de la entrada de operación de la Cuarta Línea de Transmisión, así como las características de voltaje de la misma.
  - 3.5. Reconocer tarifariamente el Proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión, según lo presentado en el PESIN2018.
  - 3.6. Dejar sin efecto las órdenes establecidas en los Resueltos Octavo, Noveno, Décimo y Décimo Primero, acogiendo lo solicitado en el recurso.
4. Que mediante Providencia de fecha 8 de marzo de 2019, esta Autoridad Reguladora, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 169 de la Ley 38 de 31 de julio de 2000, concedió el recurso de reconsideración interpuesto en el efecto suspensivo; y a falta de contraparte, procede a resolver por lo que consta en autos;
5. Que luego de analizar el recurso de reconsideración presentado por el Apoderado General de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)**, esta Autoridad Reguladora procede a resolver el mismo, argumentando lo siguiente:
  - 5.1. **LA RECURRENTE** sustenta que se mantenga dentro del PESIN2018, la construcción de la Cuarta Línea de Transmisión, indicando lo siguiente:  
*RVM*



**“DE LA NECESIDAD DE LA CUARTA LÍNEA**

En los estudios presentados al regulador se demuestra que el Proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica es necesario para aumentar la capacidad del sistema, disminuir las pérdidas de potencia y energía, incrementar la confiabilidad y redundancia del sistema, y mejorar la calidad del servicio al disminuir los márgenes de voltaje críticos.

**Aumento de capacidad.** El sistema de transmisión actual cuenta con tres líneas de transmisión. A pesar de que las tres líneas están preparadas para funcionar a su máxima capacidad, la naturaleza operativa del sistema de transmisión impone limitantes adicionales (colapso de voltaje). Estas limitaciones mantienen restricciones en el sistema, producen pérdidas de potencia y energía, no permiten mantener una matriz mayormente renovable en estación lluviosa ni importar energía más barata del Mercado Eléctrico Regional (MER) en la estación seca.

Hoy, el sistema no puede transportar más de 954 MW desde occidente, dejando 485 MW de potencia generada en el occidente del país. Para mejorar esta situación, en el año 2020 entrarán en operación los bancos de capacitores y STATCOMs contenidos en el Plan de Expansión, aumentando la capacidad del sistema de tres líneas a 1,241 MW, sin embargo, se mantienen 270 MW de potencia de occidente que no se puede transportar. Para el 2023, cuando ingresan nuevas plantas de generación, esta restricción del sistema llega a 212 MW (cuando la capacidad del sistema sea 1,243 MW).

	DIC 2018 (MW)	DIC 2020 * (MW)	DIC 2022 (MW)	DIC 2024 (MW)
Capacidad Instalada al oeste de Llano Sánchez (1)	1546	16 20	1730	2101
Carga al oeste de Llano Sánchez (2)	107	10 9	119	122
Máxima capacidad a transportar entrando a Llano Sánchez (3)	954	12 41	1243	2175
Congestión ****	485	27 0	368	-196

\* En el primer semestre de 2020, entran en operación todos los capacitores y STATCOMs definidos en el Plan de Expansión de ETESA.

\*\* Cuarta Línea de Transmisión operando a 230 kV desde primer semestre de 2023. Desaparecen las restricciones.

\*\*\*\* El sistema tiene que tener capacidad para trasladar el 5% de reserva en caso de que sea necesaria.

(1) Cuadro de PESIN 2018 - Capacidad Instalada y Cuadro Plan de Expansión Renovable

(2) Demanda en Chiriquí - Datos de Flujos de Potencia PSS/E

(3) Transferencias máximas entrando a LLS calculadas en análisis del PESIN 2018

Con la Cuarta Línea de Transmisión en operación a 230 kV desde el 2023, la capacidad del sistema para transportar la energía renovable desde occidente aumentará a 2,175 MW, eliminando por completo la congestión del sistema.

Además, el sistema mantiene altas pérdidas de potencia y energía, propio de la característica longitudinal del sistema, largas líneas de 230 kV (alta resistencia) y de la alta generación de plantas renovables en el occidente del país hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón. El inicio de operación de la Cuarta Línea de Transmisión en el 2023 disminuye estas pérdidas entre 20 y 22 millones de dólares al año, que no guardan relación con generación obligada/desplazada. Al producirse estos ahorros, el consumidor final del sistema tendrá un beneficio directo e inmediato, por el monto total antes señalado.

Caso año 2023	Pérdidas (MW)	Energía (MWh)	Costo (Miles US\$)	Diferencias (Miles US\$)
------------------	------------------	------------------	-----------------------	-----------------------------

*Handwritten signature/initials*



Sin la Cuarta Línea de Transmisión	157.97	480,307	51,674	22,270
Con la Cuarta Línea de Transmisión	89.89	844,077	29,404	

Como se evidenció en los estudios del PESIN 2018, y se reafirma a continuación, con la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión el sistema tendrá suficiente capacidad de transmisión para garantizar que toda la demanda sea suministrada por generación renovable, lo que permite que se mantengan costos de generación bajos en beneficio del usuario final y el país en general.

Por otra parte, las limitantes que presenta el sistema de transmisión no permiten a Panamá cumplir compromisos adquiridos con el Mercado Eléctrico Regional, que establece que todos los países de Centroamérica deben ser capaces de importar/exportar 300 MW en todo momento. La Cuarta Línea de Transmisión permitiría cumplir con el Tratado Marco de Mercado Eléctrico Regional, que se traduciría en beneficios para el usuario final.

La Secretaría Nacional de Energía estableció en su documento "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018" (PESIN2018), que se debe cumplir con los compromisos adquiridos en el MER y se debe poder importar/exportar 300 MW en todo momento. No cumplir esto, contraviene lo establecido por la SNE además del Artículo 8 de la Ley 6 de 1997 y el Artículo 61 del Reglamento de Transmisión vigente.

**Confiabilidad del sistema.** La Cuarta Línea de Transmisión en operación brinda mayor flexibilidad de maniobras de despacho, e incrementará la redundancia y confiabilidad del sistema. Este proyecto permite cumplir con el Criterio de Seguridad N-2, además del N-1 que tendríamos a partir de la operación comercial de la Cuarta Línea de Transmisión. Si bien el criterio N-2 no es un requerimiento del Reglamento de Transmisión, le permite al propietario de la red realizar mantenimientos y/o repotenciones sin comprometer la confiabilidad del sistema.

**Estabilidad del sistema.** El problema principal que presenta el sistema de transmisión, es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que, ante una falla eléctrica que ocasione la pérdida de un elemento del sistema principal de transmisión, se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente, al tratar de aumentar al máximo el flujo desde occidente. Esto es debido a la característica longitudinal del mismo, la gran cantidad de generación de fuentes renovables ubicada en el occidente del país y el poco soporte de potencia reactiva existente.

Esta problemática se resuelve con la entrada en operación para inicios del año 2020 de los bancos de capacitores (330 MVAR adicionales) y los dos STATCOMs de +120/-120 MVAR cada uno, los cuales brindarán el soporte de potencia reactiva suficiente al sistema, aumentando así el margen de reserva, disminuyendo el voltaje de colapso a valores inferiores a 0.92 pu. Sin embargo, producto del crecimiento natural del sistema, la holgura entre el voltaje en estado estable y voltaje de colapso vuelve a disminuir.

Si la Cuarta Línea de Transmisión no inicia operaciones en el 2023 el STACOM de Llano Sánchez pierde la capacidad de regular, por lo que se volverán a tener problemas de voltaje a partir de ese año. La Cuarta Línea de Transmisión operando en 2023 brinda estabilidad de voltaje al sistema (disminuyendo el voltaje de colapso a 0.96 pu).

#### **FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN**

Sustentada la necesidad operativa y técnica de la Cuarta Línea de Transmisión para mejorar el sistema de transmisión actual, la fecha de inicio de operación se mantiene en julio de 2023, fecha aprobada en el PESIN 2017 y reiterada en el PESIN 2018.

En estos documentos, se planteó y justificó que la Cuarta Línea de Transmisión se construyera en dos etapas, en una primera etapa se energizaría en 230 kV, mientras que en una segunda etapa se realizaría la elevación a 500 kV. La construcción de este proyecto en dos etapas prevé la variabilidad innata de la planificación de largo plazo, fundamentada en el crecimiento de la demanda y la generación en el futuro.

El proyecto debe operar en 230 kV en el 2023 al nivel de tensión necesario para el sistema y aislado a un nivel de voltaje a 500 kV en 2026 o cuando sea requerido (escenario en vigilancia para determinar con certeza su fecha de operación)

FMM





producto de las condiciones y necesidades del sistema. Con esto, se evita tener que licitar un nuevo proyecto de occidente a oeste en 230 kV en los próximos 5 a 10 años, en el cual se tenga que gestionar nuevas servidumbres y los estudios de impacto que serían requeridos; lo cual redundaría en costos para el país. En cambio, si el proyecto Cuarta Línea de Transmisión se construye como se propone no estaríamos incurriendo en gastos innecesarios o duplicando el trabajo cuando es evidente e impostergable la necesidad de la Cuarta Línea de Transmisión tanto para la calidad, la capacidad y la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Desde el punto de vista económico, se debe indicar que, en los análisis de toma de decisión, con respecto al año de entrada en operación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión, se demuestra que la fecha óptima de inicio de operación de este activo se mantiene en julio de 2023, fecha aprobada en el PESIN 2017 y reafirmada en el PESIN 2018. Se debe indicar que debido al hecho de que se requerirá aumentar la capacidad de transmisión entre occidente y el oriente del país, el Proyecto Cuarta Línea de Transmisión se debe construir tal como el propio Regulador señala en el considerando 22.1.

Esto, fue confirmado por los resultados del análisis de Minimizar el Máximo Arrepentimiento que se incluyó en el informe "Estudios de la fecha Óptima de Entrada en Operación del Proyecto Cuarta Línea", en el cual se observa que, para todos los planes de expansión analizados, la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al año 2023, cuyo arrepentimiento máximo es de 6 millones de dólares, que corresponde al mínimo de los máximos arrepentimientos (criterios de Savage).

#### **CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN VS. STATCOMS**

Mejorar la estabilidad del sistema a través de un STATCOM en la subestación Panamá III, podría subsanar la situación por un término no mayor a dos años. Realizar una inversión superior a los 100 millones de dólares para mitigar la situación por un periodo tan corto no se justifica, siendo que, de cualquier manera, sería necesaria la cuarta línea de transmisión inmediatamente.

ETESA demostró y sostiene que el realizar inversiones paliativas con el objetivo de retrasar la entrada en operación de este proyecto, no es solo ineficiente, sino que va en contra de los principios de la planificación de largo plazo para crear esa visión de futuro, impulsar el desarrollo de forma integral en el corto, mediano y largo plazo; para lo cual precisan del lapso de tiempo en el que se alcanzarán los objetivos estratégicos del sistema.

#### **FUNDAMENTO REGULATORIO**

La Cuarta Línea de Transmisión apareció como tal desde el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) de 2014, en el cual se analizaron varias alternativas y se determinó que era necesaria la construcción de dicha línea, desde la Subestación Chiriqui Grande a la Subestación Panamá III y que esta nueva línea tendría capacidad para operar en 500 kV. La necesidad de esta Cuarta Línea de Transmisión siguió presentándose en los planes siguientes, del 2015, 2016 y 2017. En el PESIN 2017 se planteó y justificó que la Cuarta Línea se construyera en dos etapas, en una primera etapa se energizaría en 230 kV, mientras que en una segunda etapa se realizaría la elevación a 500 kV. Todos estos planes del 2014, 2015 y 2017 fueron aprobados por la ASEP utilizando la misma metodología que se utilizó en el PESIN 2018.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. elabora el PESIN, de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía (SNE). Además, el PESIN guarda concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado, tal como dicta en el Texto Único de La Ley 6 de 1997 (Título II, Capítulo I, Artículo 8) y en el Artículo 61 del Reglamento de Transmisión vigente.

SNE entregó los criterios y políticas para el desarrollo del PESIN 2018, mediante su nota No. 194-18, con fecha de 18 de marzo de 2018, en los cuales establece lo siguiente:

##### **3.1 Sistema Interconectado Nacional**

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una Cuarta Línea de Transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriqui y Bocas del Toro), ya sea por la costa atlántica o pacífica, que debe estar lista con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de expansión del sistema de transmisión principal a 500 kV en el mediano plazo.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse

*pm*

*proyecciones de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.*

### *3.2 Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.*

*Panamá es un participante activo en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y signatario del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión, deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional y asegurar que la red de transmisión de Panamá permita cumplir con los compromisos adquiridos en el MER, que por lo pronto representan la capacidad de importar/exportar 300 MW en todo momento.*

*El artículo 64, Numeral d, punto IV de Reglamento de Transmisión establece que los proyectos incluidos en la elaboración integral del PEST realizada en el año N y que sean de un valor igual o superior a los 5.0 millones de dólares, solo podrán retirarse en las actualizaciones que se realicen del PEST en los años N+1, N+2, N+3, si cuentan con una autorización previa de la ASEP, a solicitud justificada de la Empresa de Transmisión y que ha sido otorgada antes de la presentación formal del PEST el 30 de junio de cada año. Tal como lo señala el precitado artículo, el proyecto Cuarta Línea de Transmisión, luego de cumplir con los parámetros señalados, se establece que quien tiene la potestad de solicitar el retiro de proyectos del PEST es ETESA. Sin embargo, en el caso que nos ocupa de la Cuarta Línea de Transmisión, ETESA reitera y sustenta la necesidad de que el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión se mantenga en el PESIN 2018 para el fiel cumplimiento de los lineamientos y criterios establecidos y así salvaguardar la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica del país”.*

- 5.2. En el Artículo Cuarto de la parte resolutive de la Resolución AN No. 13131-Elec objeto del recurso de reconsideración presentado, la ASEP indica lo siguiente: “ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., que con relación al proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión puede iniciar en forma inmediata: el desarrollo de los estudios necesarios para definir la ruta final de la línea (alineamiento), el Estudio de Impacto Ambiental y la adquisición de servidumbres que se requieran. Los costos en que incurra la Empresa de Transmisión, S. A., en la ejecución de estas actividades serán reconocidos en la tarifa de transmisión, en las revisiones anuales, para lo cual se harán las modificaciones reglamentarias que correspondan, siguiendo el procedimiento establecido para este fin”.
- 5.3. En ese sentido, se hace necesario establecer con claridad, que con la orden establecida en el Artículo Cuarto de la parte resolutive de la Resolución 13131-Elec de 15 de febrero del año en curso, el Administrador General de la ASEP reconoce la importancia de la construcción de un activo importante que permita traer toda la energía que se produzca en el occidente del país, quedando solo dudas sobre la fecha en que debe iniciar la operación comercial de la antes mencionada Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande- Panamá III.
- 5.4. Bajo esta premisa esta Administración considera lo siguiente: En líneas de transmisión cortas, la capacidad de transmisión de la línea está dada por las propiedades térmicas del conductor conocido como el límite térmico. Es decir, a medida que la potencia transportada por la línea aumenta, las pérdidas eléctricas en forma de calor aumentan la temperatura del conductor. Durante el diseño, se establece la temperatura máxima permitida al conductor y el diseño de la línea se ajusta para que a esa temperatura los conductores estén a distancia segura del suelo a lo largo de toda la línea.

En líneas más largas, el límite térmico no es el factor dominante de la capacidad de la línea. Dependiendo de la configuración y las características del sistema pueden surgir problemas que se reflejan en la capacidad del sistema de permanecer sincronizado o problemas de estabilidad de voltaje. Estos problemas, cuando surgen, limitan la capacidad de transmisión de una línea por debajo de su capacidad térmica.

Éste es el caso que se presenta hoy en nuestro sistema de transmisión con las restricciones de la capacidad de transmisión Oeste a Este.

*pm*



- 5.5. Existen medidas que permiten mitigar esta situación en forma significativa. La instalación de capacitores en los centros de consumo, o de carga, es la más efectiva. Esto se hace de forma rutinaria en nuestro sistema tanto en distribución (Medio Voltaje) como en transmisión (Alto Voltaje). De hecho, la regulación vigente tiene normas que exigen que los distribuidores mantengan un factor de potencia mínimo en los puntos de interconexión con la red de transmisión (y para lograr esto ellos aplican capacitores).
- 5.6. Dentro del recurso presentado, se observa que ETESA también aplica capacitores en sus subestaciones cuando así lo indican los estudios. Los capacitores pueden ser conmutados mecánicamente o en forma electrónica como es el caso de los llamados "Static Var Compensators" (SVC), que apoyan la regulación de voltaje en la red de transmisión (nuestro sistema no cuenta con SVC's). Otros dispositivos como los compensadores sincrónicos ya sean convencionales o electrónicos, como los STATCOM que están en proceso de instalación por ETESA, permiten una flexibilidad aún más amplia para el manejo de los problemas de voltaje y capacidad de transporte del sistema. Sin embargo, agregar estos dispositivos tiene un límite porque aparecen otros fenómenos limitantes que afectan la capacidad de transporte de las líneas.
- 5.7. Del recurso presentado, se observa que aun cuando se concluyan todas las obras e instalaciones que están en ejecución y programadas a la fecha, existirá a partir de finales del 2022, un déficit de la capacidad de transmisión que transportar la totalidad de la capacidad instalada en el Oeste del país a los centros de carga en la Ciudad de Panamá y alrededores. Las consecuencias de este déficit son las siguientes:
- Generación Obligada y/o Desplazada. Ambas consecuencias directas del déficit de capacidad de transmisión que obliga a un despacho fuera del Orden de Mérito.
  - Distorsiones al Mercado Ocasional. Tal como hemos experimentado en el pasado la Generación Obligada no compensa adecuadamente a los generadores. Específicamente en nuestro caso la limitación de Fortuna causa que su embalse se mantenga más lleno de lo económicamente correcto y deprime el Costo Marginal del Sistema artificialmente. Este reclamo lo hemos tenido de todos los generadores hidroeléctricos de filo de agua en el occidente del país y, eventualmente lo vamos a tener con la nueva capacidad de generación que se instale en el occidente del país.
  - La calidad del servicio disminuye. La falta de robustez del sistema de transmisión obliga a implementar esquemas suplementarios de protección que para evitar un colapso total de la red ocasionan desligues temporales tanto de carga como de generación.
- 5.8. Se ha comentado que la Tercera Línea ha estado en servicio apenas un año. Y que la compensación adicional aun no entra en servicio. Pero debemos recordar que:
- La Tercera Línea aparece en el PESIN 2008 para entrar en servicio en enero de 2013. Si tomamos en cuenta que inició operaciones en octubre de 2017. Ya estaba atrasada 4 años y 9 meses.
  - Durante los próximos años estaremos operando un sistema que no tiene capacidad para trasladar toda la generación proveniente de occidente.
  - Que, tal como ha ocurrido en el último año, el auge de futuros proyectos renovables, especialmente solares, se va a mantener en el área de occidente. Esto agrava esta situación.
- RMM*





- El tiempo de construcción del nuevo proyecto se estima que será del orden de 4 años. Los estudios de ETESA para determinar la fecha óptima de puesta en servicio de esta facilidad es para el año 2023. Eso implica que el proyecto debe iniciarse ahora.
  - No se debe ignorar el importante desafío que conlleva establecer una nueva línea por una nueva servidumbre. La institucionalidad ambiental que se ha desarrollado en los últimos años, más que facilitar los procesos, los ha complicado. Es posible que el desarrollo de la línea toma más tiempo del programado.
- 5.9. Los estudios presentados por ETESA proponen que la línea puede operar en 230 kV en su etapa inicial. Como se ha indicado la obtención de servidumbres para el desarrollo de una nueva línea se hace cada vez más complicado se sugiere que la línea sea construida con aislamiento de 500 kV de manera que en el futuro, cuando se requiera por aumento de generación en el occidente o por aumento de la capacidad de transferencia de energía proveniente del MER, se pueda hacer la conversión para operar en 500 kV. Lo que aumentaría significativamente la capacidad de transporte del sistema.
- 5.10. Adicionalmente, considera esta Administración General, con las experiencias en el inicio de construcción de la tercera línea, que como ya lo vimos en párrafos precedentes sufrió un atraso considerable, no podemos exponer al país a la realización de acciones tales como la repotenciación de una línea, cuando todos sabemos que dicha acción supone sacar parcial o totalmente dicha línea de la operación de transmisión y, que en esos momentos toda la generación de occidente la tendríamos que traer a través de las dos líneas que no están sujetas a esta acción, lo cual indudablemente traería los mismos problemas de congestión que sufrimos mientras no se hacía la tercera línea y aún durante su construcción.
- 5.11. De la misma manera, no podemos reemplazar la construcción de un activo de transmisión, mediante la inversión en STATCOMs y bancos de capacitores, cuya inversión continua no garantiza poder traer toda la generación que se produce en el occidente del país, ni mucho menos adoptar planes de desligues de carga, que significa que en los momentos en que aumenten las restricciones del sistema, tengamos que dejar áreas sin el suministro de energía, para evitar daños en el sistema interconectado nacional.
- 5.12. Por las consideraciones anteriores, el Administrador General de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, considera necesario que se incluya en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2018, el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande-Panamá III, con la finalidad de poder traer toda la energía que se produce y se producirá en el occidente del país, cuyo origen indudablemente será de fuentes renovables como el agua, el sol y el viento, de forma tal que el país pueda aprovechar con los recursos con los cuales cuentan.
- 5.13. Con respecto a los temas: (i) Proyecto L/T Progreso-Burica-Portón-Dominical 230 y sub-estaciones asociadas, según lo presentado en el PESIN 2018, (ii) se mantengan los costos establecidos en el Plan de Planta general-Capítulo 15, este Administrador General considera que no se ha sustentado, ni presentado pruebas suficientes que permitan la reconsideración de dichos aspectos.
- 5.14. En cuanto al tema (iii) se deje sin efecto las ordenes establecidas en los artículos OCTAVO, NOVENO (sic), DECIMO Y DECIMO PRIMERO este Administrador General considera que no se ha sustentado, ni presentado pruebas suficientes que permitan la reconsideración de dichos aspectos.

*RMM*



No obstante, cabe advertir que al revisar el Recurso interpuesto, este Administrador General se ha percatado de que existe un error en la numeración de los artículos Décimo, Décimo Primero, Décimo Segundo y Décimo Tercero de la Resolución AN No. No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019.

En virtud de que artículo 999 del Código Judicial establece que toda decisión, sea de la clase que fuere, en que se haya incurrido en su parte resolutive, en un error pura y manifiestamente aritmético o de escritura o de cita, es corregible y reformable en cualquier tiempo, de oficio o a solicitud de parte, pero sólo en cuanto al error cometido, es necesario modificar la Resolución recurrida para corregir el error cometido.

6. Por las consideraciones anteriores, y de conformidad a las normas legales que regulan la materia, el Administrador General de la ASEP considera que se han presentado elementos que permitan variar parcialmente la decisión adoptada mediante la Resolución AN No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019, motivo por el cual,

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** la inclusión del proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande-Panamá III, dentro de los proyectos presentados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., (ETESA) dentro del documento titulado Plan de Expansión del Sistema interconectado Nacional, correspondiente al año 2018, en el Anexo A, de la presente Resolución.

**SEGUNDO: ORDENAR** que el reconocimiento de los costos de la Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica S. A., será por treinta y cinco (35) años contados a partir de la entrada en operación comercial de dicho activo de transmisión, conforme lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

**TERCERO: DEJAR SIN EFECTO** los Artículos **SEGUNDO** y **TERCERO** de la Resolución AN No. 13131-Elec de 15 de febrero de 2019.

**CUARTO: CORREGIR** la numeración de los Artículos **DÉCIMO, DÉCIMO PRIMERO, DÉCIMO SEGUNDO** y **DÉCIMO TERCERO** de la Resolución AN No. No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019, como se establece a continuación:

*“NOVENO: ADVERTIR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que se mantiene la obligación de presentar para la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, de manera trimestral, un informe de avance de las obras de expansión descritas en el ANEXO A de la presente Resolución, específicamente lo correspondiente al Plan de Expansión de Corto Plazo, sobre todo lo referente a las obras de compensación reactiva y las obras del corredor energético entre Panamá y Colón.*

*DÉCIMO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que aquellos proyectos que han sido desestimados, en caso de que sean considerados necesarios para garantizar la calidad y continuidad del servicio, deberán ser incluidos en la próxima revisión anual del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.*

*DECIMO PRIMERO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que para los futuros Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, se mantiene el requerimiento de que toda variación de los proyectos aprobados con respecto a sus características técnicas básicas, fecha de entrada en operación y/o costo, tendrá que ser debida y explícitamente informada y justificada a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos; para ser incluida en el próximo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que presente, para su aprobación.*

*RMM*



**DECIMO SEGUNDO: COMUNICAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que la presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.”

**QUINTO: MANTENER** el resto de la Resolución AN No. 13131-Elec de 15 de febrero de 2019, que no se hayan modificado mediante esta resolución, bajo su mismo contenido y efecto.

**SEXTO: COMUNICAR** a EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A., que la presente Resolución regirá a partir de su notificación, y con la misma, se agota la vía gubernativa.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996 adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y Ley 38 de 31 de julio de 2000.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
ROBERTO MEANA MELÉNDEZ  
Administrador General

En Panamá a los diecinueve (19) días  
del mes de Marzo de  
2019 a las nueve de la mañana  
Notifico al Sr. Oscar Rendell de la  
Resolución que antecede.



**DECIMO SEGUNDO: COMUNICAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que la presente Resolución registrará a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación."

**QUINTO: MANTENER** el resto de la Resolución AN No. 13131-Elec de 15 de febrero de 2019, que no se hayan modificado mediante esta resolución, bajo su mismo contenido y efecto.

**SEXTO: COMUNICAR** a EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A., que la presente Resolución registrará a partir de su notificación, y con la misma, se agota la vía gubernativa.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996 adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y Ley 38 de 31 de julio de 2000.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
ROBERTO MEANA MELÉNDEZ  
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.  
Dado a los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de 20\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
**FIRMA AUTORIZADA**