

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 13/3/ -Elec

Panamá, 15 de febrero de 2019

“Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. Correspondiente al año 2018, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”

### EL ADMINISTRADOR GENERAL

en uso de sus facultades legales,

#### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen jurídico al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 4 del artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que en adelante se llamará Plan de Expansión;
5. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley 6 de 1997, contempla que a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la ASEP los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración;
6. Que el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, establece el procedimiento a seguir para la aprobación del Plan de Expansión;
7. Que el artículo 78, literal h, del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP realizará, después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año, una Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones;
8. Que mediante nota No. ETE-DTR-GPL-329-2018 de 29 de junio de 2018, ETESA remitió a la ASEP el Plan de Expansión correspondiente al año 2018;
9. Que como resultado de una revisión preliminar, se emitió la nota DSAN-2200-2018 de 2 de agosto de 2018, en donde se indica que el PESIN 2018, a diferencia de otros planes,

carece de sustentos que permitan analizar en un mejor contexto, las decisiones tomadas por ETESA en el PESIN objeto de revisión;

10. Que con la nota ETE-DTR-GPL-411-2018 de 24 de agosto de 2018, ETESA remite a esta Autoridad la nueva versión del PESIN 2018 con los ajustes realizados de acuerdo a lo vertido en la nota DSAN-2200-2018;
11. Que el artículo 78, literal g, del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP contratará a un Consultor o Empresa Consultora independiente que auditará el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio cuyo informe deberá ser suministrado a la ASEP antes del 31 de julio;
12. Que en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, la ASEP mediante la Resolución AN No. 12732-Elec de 14 de septiembre de 2018, sometió dicho Plan de Expansión a Consulta Pública con la finalidad de recibir opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos de las organizaciones sociales o de las empresas privadas;
13. Que en la Consulta Pública No.013-18, contentiva del Plan de Expansión, se recibieron en tiempo oportuno los siguientes comentarios: Hidroburica, Ingeniero Ramiro Troitiño, Sinolam Smarter Energy (SSE), Asociación de Grandes Clientes Eléctricos (AGRANDEL), Enel Fortuna, .S.A., AES Panamá, S.R.L., Sindicato de Industriales de Panamá, Empresa de Distribución Eléctrico Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y Empresa de Transmisión Eléctrica Chiriquí, S.A., (EDECHI), tal como consta en el Acta de Cierre del día 25 de octubre de 2018;
14. Que mediante nota DSAN No.3313-2018 de 21 de noviembre de 2018, la ASEP remitió a ETESA las observaciones y/o comentarios que surgieron luego del proceso de Consulta Pública realizado, así como el informe de la consultoría específica, para que los mismos fuesen considerados en la elaboración de la versión final del Plan de Expansión;
15. Que mediante nota ETE-DTR-GPL-444-2018 de 4 de diciembre de 2018, ETESA solicitó a la ASEP una prórroga para la entrega de la versión final del Plan de Expansión, hasta el 11 de diciembre de 2018;
16. Que el día 11 de diciembre de 2018, en tiempo oportuno, a través de la nota ETE-DTR-GPL-448-2018 de 11 de diciembre de 2018, la ASEP recibió la versión definitiva del Plan de Expansión del año 2018, tanto de manera impresa como electrónica, la cual incluye como Anexo al Documento presentado, los comentarios recibidos de los participantes a la Consulta Pública y de esta Autoridad Reguladora;
17. Que esta Autoridad, con el apoyo de la consultoría específica, revisó el documento entregado el pasado 11 de diciembre de 2018 y corroboró que la mayoría de las solicitudes presentadas por ella, así como los comentarios de los Agentes fueron comentados por ETESA;
18. Que de la citada revisión se observaron algunos aspectos que todavía debían ser aclarados y/o mejor sustentados por ETESA, previo al pronunciamiento final sobre el PESIN2018, relacionados principalmente al proyecto de una Cuarta Línea de Transmisión, pero también sobre los retrasos en la instalación de la compensación reactiva y la línea entre las subestaciones Progreso y Dominical; por lo que se remitió nota DSAN No. 0256-2019, calendada 18 de enero de 2019, otorgándosele un plazo de tres (3) días hábiles para contestar las inquietudes planteadas y el envío de los sustentos requeridos;
19. Que ETESA solicitó una prórroga, mediante nota ETE-DTR-GPL-137-2019 de 29 de enero de 2019, para que se le permitiera entregar la información solicitada hasta el 4 de febrero de 2019. Esta prórroga fue concedida mediante nota DSAN No.0305-2019, calendada 30 de enero de 2019;
20. Que en tiempo oportuno, el día 4 de febrero de 2019, mediante nota ETE-DTR-GPL-138-2019, ETESA dio respuesta a la nota DSAN No. 0256-2019, adjuntando los archivos de respaldo correspondientes;

4

16

21. Que habiendo ETESA aportado la información y sustentos que le fueron solicitados, esta Autoridad ha valorado los mismos y considera necesario hacer los siguientes señalamientos:
- 21.1. La Cuarta Línea de Transmisión de ETESA, definida en el Plan de Expansión como Línea Chiriquí Grande – Panamá III, en 500 kV pero que operaría inicialmente en 230 kV, es el proyecto de inversión más grande considerado en el PESIN2018;
  - 21.2. ETESA ha propuesto en el referido Plan de Expansión que la línea de transmisión inicie operaciones en 230 kV en el año 2023 y posteriormente se eleve la tensión a 500 kV en el año 2026, para lo cual el proyecto debe ser originalmente concebido con aislamiento para este último nivel de tensión;
  - 21.3. ETESA ha propuesto, por iniciativa propia, desarrollar este proyecto bajo la modalidad Construcción, Operación y Traspaso (BOT por sus siglas en inglés), para lo cual adelanta en paralelo un proceso de selección de contratista para la construcción de la línea y la operación de ésta por un periodo determinado, y, una vez finalice dicho periodo, trasladar la propiedad del activo a ETESA. Argumenta la empresa que para garantizar que el proyecto se culmine y se ponga en operación en la fecha señalada, debe realizar de inmediato la selección y adjudicación de dicho contratista;
  - 21.4. Esta Autoridad considera que el proyecto de Cuarta Línea, en cuanto a la fecha de entrada en operación en 230 kV y la posterior fecha de energización en 500 kV aún no ha sido completamente justificado, inclusive si este último cambio de nivel de tensión es requerido dentro del horizonte de estudio y en ese sentido es apresurado adquirir compromisos frente a terceros, como sería el caso de adjudicar una licitación de selección de contratista para un Contrato tipo BOT;
  - 21.5. Lo anterior debido a que para la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, persisten dudas acerca de los escenarios evaluados para el año 2023 y el año 2026, e incluso los años intermedios, razón por la cual esta Autoridad solicitó información de manera reiterada, como se indica en los considerandos previos;
  - 21.6. Esta Autoridad cuestionó en su momento los escenarios de demanda y de generación utilizados, y cómo la variación en los mismos influye en la validez de los estudios mediante los cuales se determinó como mejor alternativa la construcción de una nueva línea entre el occidente del país y el centro de carga. Igualmente, se cuestionó la utilización de los equipos de compensación reactiva, puesto que en los escenarios presentados se evidenciaba el no uso o el uso en forma diferente a lo aprobado de estos dispositivos, en la operación del sistema. También se observa que existen inversiones previamente aprobadas en planes de expansión anteriores, tales como compensación reactiva y refuerzos del sistema de transmisión, cuya ejecución está en muchos casos retrasada, por lo que aún están pendientes de instalación. Esto no permite evidenciar si la capacidad de transporte de las tres líneas de transmisión existentes, se está utilizando adecuadamente, antes de comprometer a los usuarios a pagar por nuevas inversiones;
  - 21.7. Que las dudas sobre lo indicado en el considerando anterior se fundamentan en lo siguiente:
    - 21.7.1. No han sido actualizados los estudios específicos del proyecto, presentados en el PESIN2014, donde se seleccionó el nivel de tensión de la línea y se determinó su factibilidad. No se ha evaluado sobre los mismos las variaciones en el parque de generación y la disminución en las proyecciones de crecimiento de la demanda correspondientes al Informe Indicativo de Demanda 2018. Esto impacta directamente en el año de entrada de la línea de transmisión.

9

12

- 21.7.2. Dentro de los análisis presentados en el PESIN2018 del Sistema de Transmisión de Largo Plazo se ha analizado un escenario sin la Cuarta Línea y se evidencia que para los años 2023 y 2024 se podría operar el sistema sin la necesidad de la Cuarta Línea. Es claro que se requerirían algunas inversiones adicionales, como el retensado del conductor de la línea Guasquitas – Fortuna (16 km), Compensación Reactiva e incluso pudiese requerirse la aplicación del artículo 89 del Reglamento de Transmisión que permite la flexibilización del criterio de seguridad N-1 a través de desconexión automática de generación demanda, éste último criterio no es utilizado por ETESA en la elaboración de los planes de expansión.
- 21.7.3. Del análisis de lo antes indicado, debe acotarse que la justificación para la instalación de los STATCOM (SVCs) en los diferentes Planes de Expansión ha sido para compensar la Tercera Línea de Transmisión y mejorar su capacidad de transporte de potencia activa durante toda la curva de carga del sistema y no para mantenerlos de forma continua “lo más cerca de 0 MVAR y aprovechar el aporte reactivo en caso de presentarse alguna contingencia y no en estado estable” como indica ETESA en el análisis.
- 21.7.4. Con respecto a la Generación Obligada que pudiera producirse, ETESA descarta atrasar el proyecto Cuarta Línea y por ende no realiza comparaciones de si es más económico o no atrasar el proyecto e insiste, en ubicar el inicio de operación de la fase I en el 2023, bajo el supuesto que ETESA afrontaría la misma como única justificación, sin valorar o comparar alternativas. El Reglamento de Transmisión, en su artículo 89 establece que *“podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida”*, muy probablemente la flexibilización del criterio de seguridad N-1, a través de desconexión automática de generación y demanda, bajaría los requerimientos de generación obligada de existir la misma. No obstante, si aun así existiese Generación Obligada, y siempre que se sustente técnica y económicamente, y se incluyan los análisis de los Planes de Expansión, la misma le sería reconocida a ETESA; lo que es incorrecto es que ETESA no realice las comparaciones que correspondan para el proyecto Cuarta Línea con diferentes escenarios de fechas de entrada en operación. Debe recordar ETESA que el impacto económico que se busca medir en el PESIN es en el Sistema y no únicamente en sus finanzas, esto último ni siquiera tampoco está valorado.
- 21.7.5. ETESA justifica el no haberse indicado el resultado que podría tener en la operación del sistema y por ende en la postergación de la inversión, iniciativas como el proyecto SPEAR, señalando que el CND no los tomó en cuenta durante el proceso de desarrollo conceptual experimental y análisis del proyecto y que al tratarse de un proyecto meramente operativo la responsabilidad recae en el CND. En ese sentido ETESA deberá considerar esto toda vez que se trata de un proyecto destinado a mejorar la seguridad en la operación del Sistema y forma parte de los proyectos reconocidos mediante los cargos de transmisión que pagan por el Servicio Público de Electricidad.
- 21.7.6. La entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico Changuinola II, pudiera requerir del aumento de la capacidad de transmisión, no obstante dicha fecha es incierta y el Reglamento de Transmisión establece en su artículo 76, literal c) que “La justificación técnica y económica del Plan de Transmisión de Corto Plazo no podrá ser dependiente sensiblemente de una nueva generación cuya ejecución no haya comenzado, excepto cuando la misma asuma por contrato con la Empresa de Transmisión los cargos de transmisión que les correspondería mientras dure el incumplimiento de las fechas comprometidas.” (Subrayado nuestro). Nótese que la cita anterior se enmarca en el Plan de Expansión de Corto Plazo. Dentro del referido Plan, ETESA señala que la fecha de entrada de Changuinola II será en el año 2026. No obstante en función del desarrollo usual de estos proyectos, deberán evaluarse

sensibilidades de atraso, máxime si son los proyectos que justifican la inversión de la Cuarta Línea.

Considera esta Autoridad que si bien ETESA analizó escenarios con entrada de generación renovable que no consideraban a Changuinola II y en sus comentarios señaló que el requerimiento de la Cuarta Línea no es tan dependiente de este proyecto, aún no se han evaluado todas las posibles variantes, incluyendo un análisis de riesgo sobre la instalación o no de las centrales de generación.

- 21.8. ETESA presentó, a requerimiento de esta Autoridad, información para absolver las dudas relativas a lo cuestionado, mismas que fueron evaluadas y aún se considera que hay supuestos con demasiada incertidumbre sobre el proyecto, lo cual es normal para una línea que tiene una fecha de entrada en operación posterior a los cinco (5) años de presentado el PESIN, saliendo incluso del periodo del Plan de Expansión de Corto Plazo que es de cuatro (4) años conforme se define en el Reglamento de Transmisión;
- 21.9. Lo anterior no es una deficiencia sino un proceso normal en la aprobación de proyectos de transmisión cuya concreción lleva varios años e incluso se van modificando sus características y fecha de entrada en las sucesivas revisiones anuales de los Planes de Expansión. Ante este panorama, muy probable en proyectos como este, se refuerza la advertencia de no adquirir compromisos frente a terceros, cuando las condiciones sobre los cuales los mismos se fundamentarán, aún no son del todo conocidas;
- 21.10. Sin embargo, se reconoce que existen actividades previas a la construcción en sí de la línea de transmisión (tales como la definición de la ruta, la adquisición de servidumbres y el propio Estudio de Impacto Ambiental) que deben ser abordadas mucho antes, con el fin de garantizar que se alcance la entrada en operación en la fecha más óptima para la demanda y para ETESA;
22. Que habiendo señalado lo anterior, esta Autoridad también estima necesario realizar las siguientes consideraciones:
  - 22.1. Si bien esta Autoridad puede estar de acuerdo, que en el futuro se requerirá aumentar la capacidad de transmisión entre el occidente y el oriente del país, el proyecto de adición futura de una Cuarta Línea de Transmisión, debe ser cuando por requerimiento de la demanda o adición de nuevos proyectos de generación así se requiera;
  - 22.2. Aún no se ha convencido a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, que la fecha óptima para que el inicio de operaciones de esta línea sea en el 2023 operando a una tensión de 230 kV y tampoco que se requiera elevar a 500 kV en el 2026. Deben realizarse nuevos estudios, actualizando los principales parámetros del sistema para comprobar la validez de los argumentos que confirmen cuál sería la fecha recomendable;
  - 22.3. Para evitar posibles atrasos como los ocurridos con proyectos anteriores de la empresa transportista, ETESA deberá adelantar algunos aspectos imprescindibles para llegar a la fase constructiva antes de realizar la licitación del proyecto, como son la identificación de la ruta, la adquisición de las servidumbres y la realización del Estudio de Impacto Ambiental, ya que estas actividades son responsabilidad de ETESA en su calidad de titular de la concesión de transmisión. 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;
  - 22.4. Realizar el proceso de selección de contratista, con los puntos antes mencionados ya desarrollados, disminuirá considerablemente el riesgo que enfrentarían los

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*

*ua*

proponentes al momento del Acto, lo que debe redundar en precios más justos y eficientes para los clientes del servicio público de electricidad, quienes al final de la cadena, son los que pagan los cargos regulados que ETESA cobra;

23. Que en virtud de que actualmente, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos tiene incertidumbre en aspectos claves como la Demanda, la fecha de entrada en operación de proyectos de generación, entre ellos el de la Central Hidroeléctrica Changuinola II, lo que condiciona la fecha óptima de entrada en operación de la Cuarta Línea en su Fase I o inclusive si el proyecto debiera ser realizado en una sola fase, es decir, a un solo nivel de voltaje, en un plazo más largo, lo recomendable desde el punto de vista de la Demanda, a quien le correspondería pagar anticipadamente un proyecto de esta magnitud, es que ETESA realice estudios adicionales que permitan establecer aspectos como la fecha de entrada de operación del proyecto y su voltaje de operación, en el próximo plan de expansión, para que se sustenten adecuadamente los mismos;
24. Que adicional al proyecto de la Cuarta Línea, ciertamente uno de los más importantes presentados en el PESIN2018, existen otros aspectos que igualmente deben ser considerados por ETESA, por lo que se requerirán algunos ajustes en la versión final del Plan y son los siguientes;

24.1. De la Adquisición de instalaciones de conexión.

24.1.1. Con respecto a ciertos proyectos señalados dentro del Plan de Expansión del Sistema tanto en el de Corto Plazo, como en el de Largo Plazo, se observan algunas obras que ETESA plantea adquirir y más aún, lo justifica señalando que “El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de...” (Subrayado nuestro).

Planteado lo anterior, debemos indicar que la interpretación de ETESA sobre lo contenido en el Reglamento de Transmisión excede el alcance del mismo, según lo indicado en el citado Reglamento, específicamente en el artículo 188, literal d) cuando menciona:

“Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.”  
(Subrayado nuestro)

Visto lo anterior, y considerando que la clasificación de activos es parte del proceso de revisión tarifaria y le corresponde a esta Autoridad Reguladora, no es procedente incorporar tales activos automáticamente en una de estas clasificaciones, sin que previamente el caso haya sido evaluado por el regulador.

24.1.2. Sobre estos proyectos, se observa que, la gran mayoría corresponden a obras cuya única finalidad es la de conectar a un determinado usuario al Sistema Principal de Transmisión, por lo tanto dichas obras deben ser incluidas como parte del Plan de ampliaciones de Conexión, el cual

conforme establece el Artículo 75, literal m) del Reglamento de Transmisión, sólo tiene carácter informativo.

24.1.3. En el caso específico de la línea de transmisión que ETESA propone adquirir para formar un anillo entre las subestaciones Progreso y Dominical, queda evidenciado del propio planteamiento de ETESA que dicha línea obedece a la necesidad de conexión de un Usuario y posteriormente el beneficio de tal conexión se extiende a un número todavía reducido de Usuarios; por lo que no procede su socialización al incluirlo como parte del Sistema Principal y en su lugar puede: i) mantenerse como activo privado, propiedad del que lo construyó y éste, a su vez, cobrar un cargo por uso de redes, a quienes accedan al mismo, ó ii) ser adquiridos por ETESA como activos de conexión y cobrar al (a los) que allí se conecte(n) el cargo correspondiente, con lo que se estaría ante la figura de una conexión compartida. Adicionalmente ETESA en su última nota ETE-DTR-GPL-138-2019, mediante la cual atendió lo indicado por esta Autoridad en la nota DSAN No. 0256-2019, no respondió los cuestionamientos que sobre este tema se le hicieron.

24.1.4. Adicionalmente, visto que la adquisición de obras por parte de ETESA involucra destinar fondos que provienen de tarifas reguladas y considerando la situación financieramente ajustada en que se encuentra ETESA, la adquisición de alguna obra o ampliación de conexión no debe conllevar erogaciones por parte de ETESA antes de la entrada en vigencia del próximo Régimen Tarifario, es decir antes del 1 de julio de 2021 y las mismas deben contar con la aprobación de la ASEP. Cabe reiterar, que dicha adquisición en cualquier caso sería como activo de conexión y de ninguna manera significa que la misma pueda clasificarla ETESA como un activo del Sistema Principal de Transmisión, ya que esto excede sus facultades.

En ese sentido, la L/T Progreso – Burica – Portón – Dominical 230 kV y subestaciones (2019-2025), proyecto calificado por ETESA como “adicional” en el Sistema Principal de Transmisión, no forma parte del Sistema Principal de Transmisión y debe mantenerse en el Plan de Conexión, tal como se informó en el PESIN2017, incluido sólo a manera informativa y no sujeto a aprobación de esta Autoridad.

24.1.5. ETESA podrá firmar los acuerdos que considere conveniente, conforme la decisión de adquirir o no dichos activos, siempre y cuando los mismos sean activos de conexión y no se contradiga lo antes señalado. Los mismos criterios deben aplicar para aquellas adquisiciones que ya hoy en día se encuentran en el Plan de Ampliaciones del Sistema de Conexión.

#### 24.2. Del Plan de Reposición de Corto Plazo.

24.2.1. Se observa en el listado diversos tipos de equipos a reponer, desde transformadores, pasando por interruptores y cuchillas hasta algunos equipos muy pequeños cuyo costo no es tan significativo, guardadas proporciones.

24.2.2. De acuerdo al artículo 75, literales k y j, el Plan de Reposición debe incluir únicamente aquellos equipos cuya inversión signifique un aumento de capacidad instalada o alargue la vida útil de los activos y cuente con la justificación requerida en el Reglamento. Equipos de menor cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con fondos provenientes de la actividad de Operación y Mantenimiento considerado en el Régimen Tarifario de Transmisión.

#### 24.3. Del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

24.3.1. De forma similar a lo planteado en el Plan de Reposición de Corto Plazo, el Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones debe incluir únicamente aquellos equipos cuya inversión signifique un aumento de capacidad instalada o alargue la vida útil de los activos y cuente con la justificación requerida en el reglamento. Equipos de menor cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con fondos provenientes de la actividad de Operación y Mantenimiento considerado en el Régimen Tarifario de Transmisión.

#### 24.4. De la Planta General

24.4.1. En este rubro se observa la inclusión del edificio de ETESA, bajo el sustento de que las necesidades de espacio han crecido y el edificio Sun Tower, en donde se encuentran actualmente las oficinas, es antiguo y carece de infraestructura básica lo que no permite que ETESA sea eficiente en la administración de sus gastos corrientes y de servicios básicos.

24.4.2. ETESA no debe incluir los alquileres de oficina como parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, por lo cual debe retirarse de este Plan el alquiler relacionado a las nuevas oficinas.

#### 24.5. Del Plan Estratégico.

24.5.1. Aunque es un tema ya superado, debe reiterarse que las inversiones estratégicas que determine realizar ETESA tienen su propia forma de financiamiento y no están sujetos a la aprobación de esta Autoridad, por lo que son temas informativos dentro del Plan de Expansión y en función de ello no deberán afectar la tarifa de los Usuarios.

25. Que en vista que en la red de transmisión aún se mantienen algunos retrasos en la ejecución de las obras de refuerzo y compensación reactiva, lo que ha provocado limitaciones en la misma, se le ha advertido a ETESA de forma recurrente en las resoluciones que aprobaron los Planes de Expansión anteriores que deberá afrontar los sobrecostos asociados, tal como lo establece el Reglamento de Transmisión, las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad y demás reglamentaciones vigentes;
26. Que ETESA debe cumplir con todos los proyectos que contribuyen a aumentar el límite de transferencia desde el occidente del país, como por ejemplo la compensación reactiva, que actualmente tiene años de atraso, y debe realizar oportunamente las otras obras de expansión aprobadas que mejoran la capacidad de transferencia y que aún no han iniciado tales como las repotenciaciones;
27. Que se hace necesario que ETESA, proceda a la ejecución de proyectos aprobados y que no muestran avances, tal es el caso del corredor energético entre Panamá y Colón, específicamente la línea Sabanitas - Panamá III y las subestaciones extremas a la que llega la misma, y en el caso de la Subestación Panamá III, sería esta misma subestación la que se ampliaría para recibir la Cuarta Línea, por lo que deben tomarse las medidas necesarias para culminar este proyecto;
28. Que en virtud de que se ha cumplido con las etapas procedimentales de presentación y revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) 2018, así como con los criterios, procedimientos y metodologías que deben considerarse en la elaboración del mismo, conforme lo establece el Reglamento de Transmisión, pero que lo anteriormente señalado, a su vez modifica estructuralmente el Plan de Expansión sometido a consideración de esta Autoridad, el Administrador General;

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** 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, que se incluyen en el ANEXO A de la presente Resolución, de la cual forma parte integral.

Los proyectos contenidos en el Plan de Corto Plazo son de obligatorio cumplimiento para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), mientras que los proyectos contenidos en el Plan de Largo Plazo se encuentran sujetos a la revisión en futuras presentaciones de los Planes de Expansión.

**SEGUNDO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que en el próximo Plan de Expansión, que debe ser remitido para aprobación de esta Autoridad a más tardar el 30 de junio de 2019, debe sustentar la fecha óptima de entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión entre las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, así como su voltaje de operación, para lo cual debe presentar la siguiente información:

- **Actualizar** la Demanda en los nuevos escenarios. A diferencia de planes anteriores, por la magnitud del proyecto cuarta línea, los estudios deben realizarse para tres (3) escenarios de demanda: bajo, moderado y alto. Para cada escenario debe desarrollarse el estudio completo del proyecto considerando como vinculante en las decisiones de expansión de la red de transmisión, es decir estableciendo una relación directa entre el nivel de Demanda, la infraestructura de transmisión existente y las obras de transmisión requeridas.
- **Realizar** la proyección de la generación actualizada (Plan Indicativo de generación) considerando la viabilidad e incertidumbre de nueva generación en el occidente del país, utilizando tres (3) escenarios: máxima, media y mínima. Para cada escenario, se deberá evaluar el impacto en el plan de expansión, considerando como vinculante en las decisiones de expansión de la red de transmisión, una relación directa entre el nivel de crecimiento de la generación nueva y las obras de transmisión requeridas.
- **Considerar** todos los equipos de compensación reactiva (Capacitores, Reactores y SVCs) comprometidos en planes anteriores, como operativos y funcionando conforme a las condiciones bajo los cuales fueron concebidos y aprobados. Por ejemplo, SVCs compensando la tercera línea y no como equipos de respuesta ante contingencias.
- ETESA debe **consensuar** con el Centro Nacional de Despacho los criterios de operación que rigen en el sistema para que la planificación refleje una realidad operativa y no un escenario ideal que no pueda ser llevado a la práctica.
- **Evaluar** si considerando los Esquemas de Desconexión de Carga, Generación, así como iniciativas como el Proyecto SPEAR, que permitan operar el sistema a niveles de transmisión más altos se podrían postergar las inversiones de la cuarta línea.
- **Formular y evaluar** técnica y económicamente un conjunto de alternativas suficientes considerando los intereses del sistema en su conjunto, evitando la discrecionalidad respecto de los intereses de ETESA. Las diferentes alternativas estudiadas deberán evaluar el impacto respecto de la conveniencia de retrasar el proyecto de la cuarta línea: i) uno (1), ii) dos (2), iii) cinco (5) años.
- Para definir la entrada en operación del proyecto en 230 kV ETESA deberá **analizar** en particular el impacto en el sistema, el año en que se propone el inicio de operación, así como los dos años anteriores y los dos posteriores, considerando la situación con y sin proyecto.
- Con respecto a la fecha de elevar la tensión de operación a 500 kV, deberá **analizar** el año propuesto y los dos subsiguientes considerando que no se de tal cambio. Debe indicarse claramente la justificación por la cual se debe dar este cambio (por ejemplo si se requiere por la entrada de nueva generación, si es en específico por Changuinola II, o por generación renovable, u otra, o si es por confiabilidad, en cuyo caso los estudios presentados deberán corroborar esto). En caso de que los estudios determinen que es posible postergar la fecha de elevar el nivel de operación a 500 kV,

- deberá indicarse desde un principio los equipos y adecuaciones necesarias para cada nivel de tensión, de forma de identificar a priori los costos involucrados.
- **Integrar** los análisis regionales, realizando estudios de sensibilidad e indicar, por ejemplo, qué sucedería si se concreta la Interconexión Panamá – Colombia, versus la inversión realizada en el corredor Occidente – Oriente.

Una vez realizados los estudios anteriores, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A (ETESA) deberá justificar la necesidad de contar con la Cuarta Línea, en qué año debe entrar en operación, así como las características de voltaje de operación considerando 230 kV y 500 kV.

**TERCERO: ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que mientras no se sustente la fecha óptima de entrada de la operación de la Cuarta Línea de Transmisión entre las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, contenido en el Plan de Expansión de Largo Plazo, y sus características de operación respecto a los niveles de tensión, **no podrá licitar la construcción de la misma, hasta que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos haya aprobado dicha fecha óptima y características de operación.**

**CUARTO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que con relación al proyecto de la Cuarta Línea 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.

**QUINTO: ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que sólo se reconocerán tarifariamente los proyectos que estén aprobados en el Plan de Expansión de Corto Plazo, y se aplicará el Procedimiento Tarifario que se haya definido en el Régimen Tarifario del servicio de Transmisión eléctrica vigente.

**SEXTO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que retire del Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión el proyecto de L/T Progreso – Burica – Portón – Dominical 230 kV y subestaciones asociadas. Dicho proyecto puede ser incluido de manera informativa sólo como parte del Plan de Expansión de Conexión, mismo que no forma parte de los proyectos sujetos a aprobación por esta Autoridad.

**SEPTIMO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que dentro del término de diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente Resolución, deberá presentar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el documento completo contentivo del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional considerando únicamente los proyectos aprobados en el **ANEXO A**.

**OCTAVO: COMUNICAR** que el documento al que se refiere el **RESUELTO SEPTIMO** de esta Resolución, formará parte integral de la misma como el **ANEXO B** y se denominará Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018.

**DÉCIMO: 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 PRIMERO: 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.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

**DECIMO SEGUNDO: 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.

**DECIMO TERCERO: 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.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005; y Resolución AN No. 11419-Elec de 18 de julio de 2017.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

  
**ROBERTO MEANA MÉLENDEZ**  
Administrador General