



Panamá, 15 de octubre de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.009-25-Elec

Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional Correspondiente al periodo 2025-2039 (PESIN-2025), presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A**

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park

Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-2077-25
15 de octubre de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.009-25-Elec, Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional Correspondiente al periodo 2025-2039 (PESIN-2025), presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Estimados señores:

Por este medio, la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A. (en adelante, EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CHIRIQUÍ, S.A. (en adelante, EDECHI)** comparecen respetuosamente a fin de someter a vuestra consideración sus observaciones y comentarios respecto a la **Consulta Pública No. 009-25**, que presenta la **Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al período 2025-2039 (PESIN-2025)**, elaborada por la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)**.

Conscientes del impacto que estos proyectos representan para el sistema de distribución, **reiteramos la importancia de mantener una coordinación estrecha entre Transmisión y Distribución**, a fin de garantizar una expansión del SIN más eficiente, segura y coherente con las necesidades del país. El presente documento tiene como objetivo contribuir al proceso de revisión y mejora del PESIN-2025, mediante aportes técnicos y consideraciones que, desde la perspectiva de las empresas distribuidoras, promuevan un desarrollo eléctrico sostenible, eficiente y alineado con las necesidades del sistema eléctrico nacional y de los usuarios finales.

- **Tomo I – Estudios Básicos 2025-2039**

Demanda Máxima

En la página 38 se indica lo siguiente: *“En el año 2024, la Demanda Máxima de Generación (DMG) disminuyó en 314 MW respecto al año anterior, lo que representa una reducción del 14%. Esta variación se debe principalmente a que Minera Panamá se encuentra actualmente fuera de operación, manteniendo un consumo aproximado de solo 16 MW para sus sistemas auxiliares. Este valor de referencia se obtuvo a partir de mediciones de flujo entre las subestaciones Botija y Llano Sánchez”.*

Comentario:

En relación con la explicación presentada en el documento de ETESA, donde se atribuye la reducción de la Demanda Máxima de Generación (DMG) en 2024 principalmente a la suspensión de operaciones de Minera Panamá, consideramos necesario precisar lo siguiente:

Durante el periodo en que Minera Panamá se encontraba operativa, su participación en el Mercado Mayorista de Electricidad se realizó bajo la figura de Autogenerador, contando con una planta de

generación a base de carbón de 300 MW. Esta capacidad era suficiente para cubrir la totalidad de su consumo energético y, en ocasiones, permitía la venta de excedentes en el mercado ocasional. Por lo tanto, la mayor parte del consumo de la mina era autoabastecido y no representaba una demanda neta significativa para el Sistema Interconectado Nacional.

En consecuencia, la suspensión de operaciones de Minera Panamá no debería considerarse la causa principal de la disminución de la demanda registrada en 2024 y lo que va de 2025. La reducción observada en la DMG podría estar relacionada con otros factores estructurales o coyunturales del sistema eléctrico nacional. Por ello, recomendamos revisar y analizar en mayor detalle las causas subyacentes de dicha disminución, considerando la naturaleza de los autogeneradores y su impacto real en la demanda del sistema. Sugerimos analizar el impacto del autoconsumo, que como factor de eficiencia, resulta beneficioso para los clientes con las condiciones regulatorias vigentes (que como hemos dicho en otras consultas públicas debe ser revisado para que se considere el uso de la red- cuando se use), pero que pudiera estar generando también impactos en la balanza de DMG.

Adicionalmente, recomendamos que el PESIN incorpore un análisis del impacto esperado en los indicadores de calidad del servicio a nivel de transmisión (frecuencia y duración de interrupciones) en las áreas de concesión de las distribuidoras. Esto permitiría evaluar si los proyectos de transmisión realmente contribuyen a mejorar la experiencia del usuario final, especialmente en zonas rurales o de difícil acceso y además, daría transparencia a las interrupciones producto de factores dimanantes de la aplicación de esquemas y salidas, producto de la interconexión regional o agentes.

Pérdidas de Transmisión

En la página 43 se indica lo siguiente: *“En cuanto a las pérdidas de distribución, estas continúan representando la mayor parte de las pérdidas totales. A pesar de los avances en la infraestructura, las pérdidas no técnicas y otros problemas operativos siguen afectando su comportamiento. En 2023, las pérdidas de distribución fueron del 13.87%, una mejora respecto a años anteriores, pero aún una parte significativa del total. Para reducir las pérdidas totales, es crucial seguir invirtiendo en la modernización de la red de distribución, manteniendo a su vez la eficiencia en la transmisión.”*

Comentario:

Las empresas distribuidoras han realizado esfuerzos para reducir las pérdidas de distribución eléctrica, pero existen importantes limitaciones normativas y legales que restringen el impacto de estas acciones. Se han implementado estrategias de clusters con medidores inteligentes e interruptores telecontrolados en la mayor parte de los troncales de la red de EDEMET y EDECHI. El reconocimiento regulatorio actual por parte de la ASEP no cubre el costo total de las inversiones necesarias para abordar las pérdidas no técnicas, especialmente en zonas de difícil acceso o con alto índice de conexiones no autorizadas a la red, conocidas como zonas rojas aunado al aumento en los últimos 5 años de los asentamiento ilegales, para los que, sus ocupantes cuentan con título y por ende, su regularización requiere de la intervención de las autoridades competentes. Además, el marco legal vigente requiere actualización y mayor flexibilidad para facilitar la coordinación interinstitucional y la implementación de estrategias efectivas.

Las pérdidas no técnicas siguen siendo un desafío crítico para las distribuidoras. Proponemos que el PESIN incluya una sección específica sobre barreras normativas y legales que dificultan la reducción de estas pérdidas. Más allá de las dificultades de acceso a los medidores para lectura,

contamos con áreas completas que no se pueden leer ni mucho menos inspeccionar por los altos problemas de inseguridad que representan y no contamos con normas efectivas para minimizarlo. Los Edificios PH y condominios además de las estructuras en áreas revertidas, representan desafíos que la normativa regulatoria debe afrontar, en la medida que se desee realmente visibilizar el problema de pérdidas no técnicas y su impacto en la propia distribuidora y los clientes. Esta propuesta, supone afrontar la necesidad de reformas regulatorias que habiliten inversiones más efectivas en zonas de alta vulnerabilidad o de difícil o imposible acceso, como la flexibilización de criterios de reconocimiento tarifario, incentivos para tecnologías de monitoreo y fortalecimiento de la coordinación con autoridades judiciales y de seguridad.

Precios de la Energía Eléctrica

En la página 43 se indica lo siguiente: *“La evolución histórica del precio promedio de la electricidad en Panamá entre 2001 y 2023, véase en el Gráfico 3. 11, muestra un comportamiento mixto, con periodos tanto de crecimiento como de decrecimiento. A lo largo de este período, el precio ha fluctuado debido a diversos factores, incluidos los costos de los combustibles y eventos internacionales. Desde 2002 hasta 2006, se observa un aumento sostenido del precio, que pasa de 10.98 cent/kWh en 2002 a 14.87 cent/kWh en 2006, con una tasa de crecimiento anual promedio del 7.52%. Este crecimiento continúa entre 2007 y 2008, siendo el más pronunciado del periodo, con un incremento de aproximadamente 27.59% en 2008, lo que lo convierte en el mayor aumento registrado en el período analizado. Entre 2013 y 2015, se presenta otro ciclo de incremento, con una tasa promedio anual de 6.48%, impulsado por el aumento en los costos de los combustibles. En contraste, entre 2016 y 2018, los precios de la electricidad registraron una reducción, en parte por la caída de los costos de los combustibles para la generación térmica, influenciada por el desplome de los precios internacionales del crudo. Sin embargo, a partir de 2019, el precio promedio de la electricidad experimentó un incremento del 10.58%, alcanzando los 18.08 cent/kWh.*

Entre 2020 y 2021, los precios de electricidad cayeron nuevamente, un 11%, debido a la pandemia de COVID19, que redujo la demanda de electricidad, y la baja en los precios del petróleo. El precio promedio en 2021 fue de 16.27 cent/kWh. Sin embargo, en 2022, el precio volvió a aumentar a 17.42 cent/kWh (un incremento del 7.07%), reflejando el impacto de la crisis energética global derivada de la guerra en Ucrania, que disparó los costos de los combustibles. En 2023, el precio continuó aumentando, alcanzando los 17.89 cent/kWh, con una tasa de crecimiento de 2.70% respecto al año anterior.”

Comentario:

ETESA asocia las variaciones en la tarifa eléctrica principalmente a factores externos como los costos de los combustibles, la pandemia de COVID-19 y la guerra en Ucrania estos eventos han tenido efectos directos en la demanda y en los precios internacionales de los combustibles, generando fluctuaciones en los costos de generación y, por ende, en las tarifas. La razón principal es que el precio de la electricidad en Panamá está altamente influenciado por el costo de los insumos energéticos, especialmente los combustibles fósiles utilizados aún utilizados en la generación, pero reconocemos que, son requeridos por el sistema para garantizar la capacidad y la potencia.

- **Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2025-2039**

ESCENARIO E – MAYOR GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la página 14 se indica lo siguiente: “El escenario E (Mayor Generación Distribuida) explora el impacto de una mayor participación de generación distribuida en comparación con el Escenario de Referencia A1. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 21.”

Tabla 7. 21 Resumen de Escenario E

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Mayor Generación Distribuida (E)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente la Generación distribuida o Autoconsumo. <u>Generación distribuida o Autoconsumo:</u> - Mayor porcentaje de generación distribuida: Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima anual (en MW) - Mayor capacidad de unidades de autoconsumo: Generación no supere el 5% del consumo máximo anual (en GWh)

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Generación distribuida o autoconsumo:

- o Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima de cada distribuidora.
- o Generación no supere el 5% de la energía vendida por cada distribuidora.

El Gráfico 7. 23 muestra la capacidad instalada de los prosumidores considerada para este escenario, de acuerdo con los criterios establecidos por la SNE.

Gráfico 7. 23 Capacidad Instalada de Prosumidores



...

Comentario:

En el documento de ETESA, se observa que se utiliza el término “prosumidor” para referirse a figuras de autoconsumo. Sin embargo, es importante precisar que la figura de “prosumidor” no está contemplada en el Texto Unico de la Ley 6 del Sector Eléctrico de Panamá ni en la regulación vigente. Además, el término “prosumidor” tiene una connotación distinta a la de “autoconsumidor”, ya que el primero implica tanto la producción para venta o intercambio a y con terceros como el

consumo de energía, mientras que el segundo se refiere específicamente a quienes generan energía para su propio consumo, sin necesariamente inyectar excedentes a la red.

Igualmente, es necesario clarificar que el término “Generación Distribuida” no está relacionado únicamente al autoconsumo. Este concepto también aplica para plantas de generación conectadas en la red de distribución, que pueden suministrar energía a otros usuarios o al sistema en general.

Por lo tanto, se recomienda que en los documentos oficiales y regulatorios se utilicen los términos reconocidos por la legislación y normativas vigentes, para evitar confusiones y asegurar la correcta interpretación de los documentos.

Además de la precisión terminológica sobre 'prosumidor' y 'autoconsumidor', recomendamos que el PESIN incluya una caracterización técnica de los distintos tipos de generación distribuida: autoconsumo individual, autoconsumo colectivo (objeto de Consulta 005-25 y por ende no está en firme como tal todavía), generación distribuida comercial y generación comunitaria (también objeto de Consulta 005-25 y por ende tampoco está en firme como tal todavía). Cada tipo tiene implicaciones distintas en cuanto a regulación, medición, respaldo, y planificación de infraestructura. Esta diferenciación permitiría a ETESA y ASEP diseñar políticas más efectivas y evitar confusiones en la interpretación de escenarios.

- **Tomo III – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2025-2039**

Capítulo III – Descripción del Sistema Actual de Transmisión / Esquemas de Control de Emergencia

ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

En la página 27 se indica lo siguiente: *“Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional cuenta con 6 esquemas de desconexión de carga, 1 esquema para desconexión de generación, 1 esquema para desconexión de interconexiones y 1 esquema mixto (SPEAR), todos operan ante una situación de emergencia”*

Figura 3. 5 Esquemas de Control de Emergencia



Comentario:

Dentro de los esquemas actualmente implementados se menciona el SPEAR, el cual contempla una serie de contingencias de respuesta rápida ante eventos o situaciones críticas del sistema, incluyendo la pérdida de generación en Gatún. Debido a la magnitud de esta planta, su salida implica un incremento en las cargas de desligue necesarias para estabilizar el sistema. Sin embargo, dado que muchos centros de carga ya están comprometidos en otros esquemas, ETESA debería considerar la instalación de equipos adicionales del sistema SPEAR en subestaciones de transmisión del resto del SIN, con el objetivo de ampliar los puntos de conexión y facilitar la segregación de cargas a desligar, especialmente ante el crecimiento esperado del parque de generación.

En resumen, aunque el documento reconoce la existencia del esquema SPEAR, no se contemplan planes o inversiones para su ampliación, pese a ser una necesidad planteada por el Centro Nacional de Despacho (CND) que estimamos debe ser atendida. Sería recomendable incluir la expansión de los equipos asociados al SPEAR en subestaciones del resto del SIN, para diversificar los puntos de conexión y fortalecer la capacidad de respuesta ante contingencias. Además, sugerimos que se evalúe la incorporación de tecnologías de respuesta rápida y automatización avanzada en los nuevos puntos SPEAR, para mejorar la resiliencia del sistema ante contingencias como la salida de plantas de gran capacidad.

Capítulo V – Composición Futura del Sistema Interconectado Nacional

RED DE DISTRIBUCIÓN

En la página 59 se indica lo siguiente: “A continuación, en la Tomo III – Plan de Expansión de Transmisión 59 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2025 - 2039 Tabla 5. 2, se presenta un resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras

considerados para el periodo de estudio, los cuales han sido puestos en conocimiento de ETESA para su debida incorporación y análisis dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.”

Comentario:

Con base en la información presentada en la Tabla 5.2 (página 59), que resume los proyectos de las empresas distribuidoras considerados por ETESA en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025–2039, se elaboró un resumen actualizado de los proyectos correspondientes a EDECHI y EDEMET.

Este resumen incluye la descripción de cada iniciativa y la fecha estimada de entrada en operación, de acuerdo con la información más reciente disponible.

Tabla 5.2 Proyectos de Distribución			
EDECHI	PROYECTO	AÑO ENTRADA DE PROYECTO	DESCRIPCIÓN
1	Nueva Subestación Veladero 230/34.5kV	nov-27	Ampliación Subestación Veladero 230kV para la adición de un Transformador de Potencia de 230/34,5kV 50MVA, se incluye la implementación de dos salidas de Líneas 34,5kV y un Banco de Capacitores.
2	Segundo transformador San Cristobal 115/13.8 kV 30 MVA	ene-27	Ampliación de La Subestación San Cristóbal con un segundo transformador de 50MVA 115/13,8kV.
3	segunda LAT MDN - San Cristobal 115kV	abr-28	Construcción de una segunda Línea de Alta Tensión de 115kV desde la Subestación Mata de Nance hasta Subestación San Cristóbal con una longitud de 7,6 km, para mejora en la confiabilidad de suministro en el sector de David.
4	Nueva Subestación Changuinola II	jun-26	Construcción de una nueva Subestación Blindada para garantizar la calidad y confiabilidad de los clientes del sector. La Nueva Subestación Changuinola II 34,5/4,16kV, tipo GIS con aislamiento SF6, doble barra, Transformador de Potencia de 16MVA.
EDEMET	PROYECTO	AÑO ENTRADA DE PROYECTO	DESCRIPCIÓN
1	Nueva Subestación la Floresta 115/12 kV	jun-27	Construcción de una nueva Subestación 115/12kV, cuya finalidad principal es mejorar la confiabilidad del suministro a la ciudad de la Salud y áreas aledañas.

2	Segunda línea en 115 kV desde la SE Chorrera 115kV hasta la SE El Torno 115kV	jun-27	Construcción de un segundo circuito en 115kV desde la SE La Chorrera 115kV hasta la SE El Torno 115/13,8 KV. Su longitud será de aproximadamente 2,7km y el beneficio será la mejora en la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en el sector de Chorrera.
3	Nueva Subestación Panamá Pacífico 115/12 kV y Línea 115kV Burunga - Panamá Pacífico	mar-27	Nueva SE Panamá Pacífico 115/12kV con 2 Transformadores de Potencia 115/12kV de 50MVA cada uno, celdas Blindadas de 115kV y 12kV, Armarios Varios y Sistema de Servicios Auxiliares. Esta subestación forma parte del Eje Burunga Panamá Pacífico que contempla la Ampliación de SE Burunga 230/115/34,5kV y la Línea Subterránea de Alta tensión 115kV Burunga Panamá Pacífico.
4	Nueva Subestación Santiago 2 (El Anon) 230/34.5 kV	mar-28	Esta Nueva Subestación Santiago II 230/115/34,5kV en configuración de Interruptor y Medio en 230kV, dará respaldo a la Subestación Santiago 115/34,5/4,16kV existente. Constará con 2 Autotransformadores de Potencia 100MVA cada uno 230/115/34,5kV para el respaldo en 115 kV de la Línea actual de Alta Tensión 115-27 que alimenta la Subestación Santiago.
5	Ampliación de la SE El Higo (T4)	sep-27	Comprende actividades para el montaje electromecánico de la Ampliación de la Subestación El Higo, la cual constará de la reconexión del autotransformador T1 de 230/115/34,5kV 50MVA y el montaje de nuevas celdas GIS 34,5kV barra simple.
6	Nueva línea 115kV Llano Sánchez - Pocrí	dic-27	Línea de Alta Tensión 115kV, longitud aproximada 20km desde Subestación Llano Sánchez (ETESA) hasta la Subestación Pocrí (EDEMET).
7	LAT Justo Arosemena - Segunda Línea 115kV	oct-27	El proyecto consiste en la construcción de la segunda Línea de Alta Tensión subterránea en 115kV para la Subestación Bella Vista, la cual se derivada del Circuito de AT 115-8 Locería – Marañón.
8	Nueva Línea AT Divisa - La Arena en 115kV	ago-27	Construcción de una LAT 115kV, desde SE Llano Sánchez hasta la SE La Arena. 1era etapa finalizada: Tramo SE Llano Sanchez – Divisa; Aéreo (9km) – Subterráneo (1,6km). 2da etapa: Tramo Divisa - SE la Arena; Aéreo (33km) – Subterráneo (1,5km). Ampliación SE La Arena 115kV, configuración barra simple, tipo intemperie.

10	LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda línea)	jun-27	El proyecto consiste en la construcción de un segundo circuito en 115kV desde la SE La Chorrera 115kV hasta la SE El Torno 115/13,8 KV. Su longitud será de aproximadamente 2,7km y el beneficio será la mejora en la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en el sector de Chorrera y adicionalmente, contar con una línea de respaldo en 115kV.
11	Ampliación SE Burunga 230/115/34.5kV	mar-27	El Proyecto consiste en la adición de 2 Autotransformadores de Potencia 230/115/34,5kV de 250 MVA cada uno y celdas blindadas de 115kV y 34,5kV. Esta obra forma parte del proyecto para interconectar la nueva Subestación Panamá Pacífico en 115/12kV y dispondrá una mayor capacidad de carga a los sectores de Panamá Pacífico, que actualmente se alimentan desde la Subestación Miraflores.

Al planificar la incorporación de las nuevas subestaciones contempladas en el **Plan de Expansión 2025–2039** al **Sistema Interconectado Nacional (SIN)**, es fundamental considerar con especial atención el **desplazamiento angular de los transformadores de potencia**. Se ha identificado con preocupación que, en subestaciones como **Boquerón** y **El Coco**, los devanados en 34.5 kV presentan desplazamientos angulares distintos a los del SIN, lo que impide su integración directa.

Aunque ETESA ha considerado los proyectos de distribución presentados por las empresas concesionarias, proponemos que se formalice un mecanismo de participación temprana en el diseño de los proyectos de transmisión que impactan nuestras áreas de concesión. Esta participación debe incluir acceso a estudios de factibilidad, mapas de impacto y cronogramas preliminares. La experiencia demuestra que la falta de esta coordinación ha generado inversiones que no se integran eficientemente al sistema de distribución, afectando la calidad del servicio y la eficiencia operativa.

Este aspecto resulta clave para asegurar una **interconexión eficiente y segura con la red de distribución**, así como una **operación confiable y estable del sistema**.

En conclusión, nuestros comentarios presentados buscan aportar a la mejora del PESIN 2025–2039 desde la experiencia y visión de las empresas distribuidoras. Es preciso señalar que el nuevo IMP de EDEME y EDECHI será aprobado con un desfase con relación al este plan y debemos contar con un mecanismo para adecuar planes e interconexiones. Consideramos, fundamental fortalecer la coordinación entre transmisión y distribución, asegurar la participación temprana en el diseño de proyectos, y atender los retos normativos y operativos que afectan la calidad y eficiencia del servicio eléctrico. Esperamos que estas observaciones sean tomadas en cuenta para lograr una planificación más integrada y efectiva, que responda a las necesidades reales del sistema y de los usuarios.

Cinthy Camargo Saavedra

