

## ANEXO No. 1

Comentarios de Avanzalia Panamá, S.A., sobre la Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de julio 2029

### Comentario No. 1

- **CARGOS POR CONEXIÓN (ETAPA II)**
- **Archivo Excel Titulado: “cargos\_conexión”**

Se solicita una revisión integral de la propuesta, para que la adquisición por parte de ETESA de los activos Nave No. 3 y 4 de la Subestación EL COCO, se clasifique correctamente como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y no como Cargo por Conexión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.  
CARGOS POR CONEXIÓN  
VNR DE PATIOS DE CONEXIÓN, POR NIVEL DE VOLTAJE Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN  
(Balboas)

DETALLE	UNIDAD		VNR - ASEP	
	EQUIPO	Cantidad	Costo Total	Costo por Unidad
Llano Sánchez Transformador 100MVA	Transformador	100	3,785,022.94	37,850.23
Llano Sánchez Transformador 100MVA	Transformador	140	6,387,226.20	45,623.04
Llano Sánchez 230	salidas	1	8,215,126.64	8,215,126.64
Llano Sánchez 115	salidas	3	10,816,177.54	3,605,392.51
Llano Sánchez 34.5	salidas	1	10,122,001.38	10,122,001.38
Progreso 115	salidas	1	1,436,302.38	1,436,302.38
Progreso 34.5	salidas	3	5,096,517.73	1,698,839.24
Progreso 230			-	-
Charco Azul 115	salidas	1	980,661.18	980,661.18
Charco Azul Transformador	Transformador			
Mata de Nance 34.5	salidas	4	9,722,236.97	2,430,559.24
Chorrera 34.5	salidas	6	32,213,644.80	5,368,940.80
Chorrera 230	salidas	3	17,624,816.30	5,874,938.77
Chorrera Transformador 100MVA	Transformador	100	3,528,880.01	35,288.80
Chorrera Transformador 100MVA	Transformador	100	6,069,673.62	60,696.74
El Higo 230	salidas	1	3,825,110.87	3,825,110.87
Changuinola 115	salidas	1	179,022.35	179,022.35
Changuinola 34.5	salidas	2	2,092,958.89	1,046,479.45
LA ESPERANZA NAVE 1	salidas	1	5,860,781.88	5,860,781.88
BELLA VISTA NAVE 2	salidas	1	5,959,717.39	5,959,717.39
EL COCO NAVE 3 Y 4	salidas	4	6,935,705.91	

A continuación, se presentan los conceptos normativos que fundamentan nuestra solicitud:

El Reglamento de Transmisión dispone lo siguiente como definición:

**“Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal:** Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al

*Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado.”*

Lo dispuesto en el Artículo 173 y 188 del Reglamento de Transmisión:

*“**Artículo 173:** La parte del equipamiento de conexión compuesto por 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, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión”.*

*“**Artículo 188 numeral d):** Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión. 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.*

Según lo expuesto anteriormente, queda la claro que la adquisición de los activos de la Subestación EL COCO deben formar parte de Sistema Principal de Transmisión (SPT).

**Comentario No. 2:**

- Documento titulado: “anexo\_pliego\_tarifario\_2025”
- “PLIEGO TARIFARIO DE TRANSMISIÓN 01/julio/2025– 30/junio/2029”
- ANEXO B

**Tabla de Capacidad Instalada Prevista (MW):**

7	154.33	154.33	274.33	274.33	
Miraflores	97.70	97.70	97.70	97.70	
Pacora	53.53	53.53	53.53	53.53	
*(E)Fotovoltaica zona franca de Albrook.	0.10	0.10	0.10	0.10	
*(E)Pacora 2.	3.00	3.00	3.00	3.00	
AVANZALIA PANAMA, S.A (PV Penonomé 2)			120.00	120.00	ago-27

En la tabla de Capacidad Instalada Prevista, se está incluyendo la Fase No. 2 del Proyecto Fotovoltaico Penonomé en la zona No. 7, cuando dicho proyecto tiene previsto el mismo punto de conexión que la Planta Fotovoltaica Penonomé, es decir Zona 5, por lo cual solicitamos se corrija y se revise si esto implica algún ajuste de los cargos de ambas zonas mencionadas.

**Comentario No. 3:**

- Documento titulado: “anexo\_pliego\_tarifario\_2025” (ETAPA II)
- “PLIEGO TARIFARIO DE TRANSMISIÓN 01/julio/2025– 30/junio/2029”
- CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

**Página 9, Sección Notas:**

***“Los Agentes de Generación Fotovoltaica (Solar) y Generación Eólica pagarán los cargos por Seguimiento Eléctrico, al igual que se incluirán en el CUSPT por Estampilla Postal, a partir del mes de julio de 2025”.***

Desde el anterior Pliego Tarifario del período tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025 se introdujo modificaciones al Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), a los Agentes de Generación Fotovoltaica y Eólica se les aplicó, además del cargo por Seguimiento Eléctrico, el CUSPT por Estampilla Postal que anteriormente no le aplicaba.

Reiteramos nuestra posición que no estamos de acuerdo con el cargo por Estampilla Postal por los siguientes puntos:

- La metodología de cargos no cumple adecuadamente con los principios estipulados por la Ley, especialmente eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia en el caso de suficiencia financiera si bien se la garantiza a ETESA, está comprometiendo la de las plantas de Energías Renovables No Convencionales al asignárseles el cargo de potencia (estampilla postal) y no reconocerle ningún cargo de potencia al definirles una potencia firme de cero.
- No se tiene coherencia entre los ingresos de los generadores por energía y potencia y la asignación de cargos, ya que las Energías Renovables No Convencionales que no reciben ingresos por potencia y sí se les está asignando un costo por potencia originado por el pago de estampilla postal.
- Se debe tener una alineación entre la estrategia de la transición energética de promover la integración de energía renovable no convencional y la asignación de costos adicionales que no estaban contemplados en el caso de negocio cuando se tomaron las decisiones de inversión, lo cual conduce no solo a un detrimento en la rentabilidad del inversionista sino a la materialización de un riesgo regulatorio que disminuye la confianza de los nuevos inversionistas y de los existentes generando dos posibles consecuencias, incremento a los costos de las futuras licitaciones por la necesidad e incluir estos costos adicionales y/o la reducción de la competencia al tener posiblemente menos participantes en las licitaciones.
- En la metodología de asignación de activos para calcular el cargo por seguimiento eléctrico, solo incluye el cargo de las líneas, es decir, no se incluyen los cargos de los otros activos necesarios para el transporte de la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, lo cual conlleva a una asignación de costos para la estampilla postal sobrevalorados dado que no está reflejando realmente la capacidad remanente que no se está usando.
- Con respecto al cargo de Operación Integrada, específicamente al cargo CND también hemos recibido un incremento considerable, si comparamos lo facturado en el 2022 vs 2023, solo en este rubro tenemos un aumento del 317% anual. Este incremento es directamente proporcional al que el cálculo del monto del cargo del CND se realiza ahora con base a la potencia instalada y no a la energía inyectada en el SIN.

Adicional adjuntamos el **ANEXO No. 2**, como parte de nuestros comentarios a este punto, en el mismo encontrarán el informe Técnico realizado por la empresa consultora

PHC Servicios Integrados: *CONSULTORÍA SOBRE LA APLICACIÓN DE CARGOS DE ESTAMPILLA POSTAL A ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES*

**Comentario No. 4:**

**Documento Titulado: CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)**

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

**CUADRO No.1**

<b>PERIODO TARIFARIO JULIO 2025 - JUNIO 2029</b>	<b>PERIODO TARIFARIO JULIO 2029 - JUNIO 2033</b>
%ASIGP(G)=45%	%ASIGP(G)=50%
%ASIGP(D)=55%	%ASIGP(D)=50%

No es claro que la asignación de los cargos a generación y demanda, respectivamente, correspondan a un análisis de eficiencia económica, por tanto, es importante contar con una justificación técnica y económica de donde sale este porcentaje, ya que el hecho de asignarle más a la generación podría estar generando señales de ineficiencia en el uso de los recursos y en los costos de los contratos que finalmente incrementa la tarifa del usuario final.

Por todos estos motivos expuestos, solicitamos que se tomen en consideración nuestros comentarios por su Autoridad, para aprobar las nuevas tarifas para los agentes del mercado que son usuarios del Servicio de Transmisión y del Servicio de Operación Integrada para el periodo comprendido entre julio de 2025 a junio de 2029.