

Panamá, 13 de junio de 2025
UEPII 002-25 ASEP

Licenciada

Zelmar Rodríguez Crespo

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

E. S. D.

Asunto: *Comentarios a la Etapa II de la Consulta Pública 002-25-Elec: Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión correspondiente al período tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).*

Respetada Licenciada Rodríguez:

En atención al aviso AELEC-005-25 de 28 de mayo de 2025, en el que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) presenta la celebración de la Etapa II de la Consulta Pública No.002-25, que considera la propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión correspondiente al período tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Adjunto encontrará los comentarios del agente UEP Penonomé II, S.A. (UEP II) para la consideración de la Autoridad Reguladora.

Agradeciendo la atención,



Ing. Mónica Lupiáñez

Representante Legal

UEP Penonomé II, S.A.

monica@interenergy.com

Adjunto: lo indicado

Comentarios de UEP II a la Audiencia Pública No.002-25 – Etapa II

Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión correspondiente al período tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Comentarios al Pliego Tarifario de Transmisión.

Nos preocupa el hecho que dentro del pliego tarifario y las metodologías de cargos CUSPT presentadas en la citada Consulta Pública, no se haya considerado un cambio en la forma de cobro del cargo por estampilla postal, tomando en cuenta la ya conocida por ASEP, afectación sufrida por los agentes renovables no convencionales debido a la inclusión del cargo por estampilla postal en el último pliego tarifario. Solicitamos respetuosamente a la Autoridad Reguladora que considere lo siguiente dentro de su análisis:

1. Impacto de los cambios normativos en el modelo de negocio.

UEP II ha operado de manera continua el Parque Eólico Laudato Si' desde el año 2015, cumpliendo con todas las normativas vigentes y contribuyendo al desarrollo de las energías renovables en el país. Desde el inicio de operaciones, el marco regulatorio ha sufrido múltiples modificaciones que han afectado directamente la salud económica del proyecto dentro de las que podemos mencionar:

- El cobro por “estampilla postal” a las centrales renovables no convencionales incluido en el Pliego Tarifario 2021 - 2025.
- El cobro del cargo SOI (CND) en función de la capacidad instalada a partir del Pliego Tarifario 2021 - 2025.
- El reemplazo del cargo SOI (Hidromet) por un cargo mucho más oneroso como lo es el cargo del IHMPA, el cual en promedio representa 4 veces más que lo pagado anteriormente.
- La reclasificación de la subestación El Coco como sistema de conexión luego de que en el Plan de Expansión vigente al momento de la construcción del Parque estaba clasificada como Sistema Principal de Transmisión. Lo último a pesar de que actualmente la utilizan 4 Agentes del Mercado (AES Panamá, UEP Penonomé II, Avanzalia y EDEMET), siendo esta decisión contraria a lo establecido en el Reglamento de Transmisión sobre las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión.
- Para el próximo pliego tarifario ya se ha aprobado la inclusión de los activos asignados exclusivamente a la demanda dentro de la porción del IMP que deben cubrir los generadores en una proporción 50-50 con la demanda.

Los primeros tres puntos señalados han representado un incremento de costos de transmisión superior a los US\$ 3.5 millones durante el período tarifario 2021–2025 en comparación con el período 2017–2021, lo que, sumado a otros factores, han deteriorado significativamente el modelo de negocio bajo el cual se desarrollaron las primeras inversiones renovables en el país las cuales no consideraban por ejemplo como es el caso de UEP II un pago anual superior a US\$ 1 millón en concepto de estampilla postal.

Lo señalado previamente no es únicamente una percepción de nuestra empresa ni de otras en el sector, sino que ha sido observado también por Organismos Internacionales, evidenciando la necesidad de mayor claridad en las reglas del mercado y no cambiar las reglas múltiples veces en medio de la vida útil de los proyectos. Un ejemplo de esto es la reciente calificación de nuestros bonos por parte de Standard & Poor's ("S&P"), donde se destaca lo siguiente:

"Los gastos operativos de UEP Penonomé II (UEP II o el proyecto) aumentaron más allá de nuestras expectativas, principalmente debido a la incorporación de dos cargos de transmisión aplicables a todos los generadores de energía renovable del país." (el subrayado es nuestro).

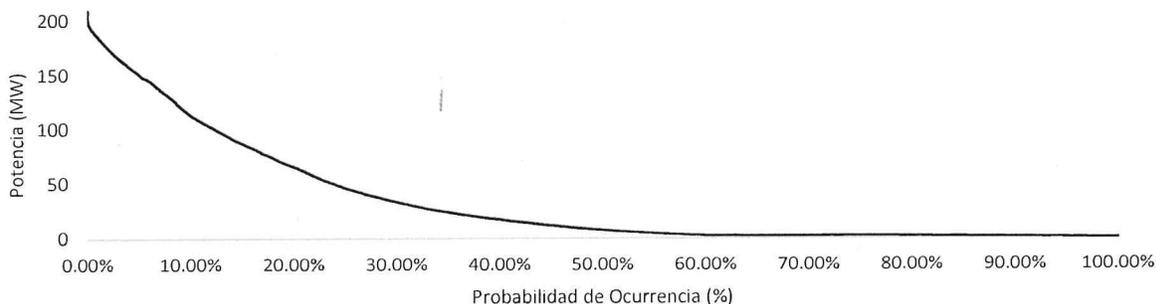
Como consecuencia de lo anterior, la agencia calificadora S&P ha rebajado la calificación del bono emitido por UEP II, citando el aumento de los costos de transmisión aplicables. Este deterioro en la percepción de riesgo impacta negativamente la atracción de nuevos inversionistas, ya que, si esta preocupación ya ha sido señalada por agencias calificadoras de riesgo internacionales, es razonable anticipar que el interés de los inversionistas en proyectos renovables en Panamá podría disminuir, o bien, los precios ofertados en licitaciones de largo plazo aumentar para cubrir estos costos adicionales o el riesgo regulatorio esperado.

2. Inconsistencias Normativas en el Modelo de Ingresos y Costos de las Centrales Renovables no Convencionales.

Actualmente el cobro del cargo por estampilla postal se cobra por medio de la capacidad instalada, lo cual es correcto para centrales despachables (hidroeléctricas y térmicas) las cuales al ser llamadas al despacho pueden inyectar en cualquier momento su capacidad máxima de generación, sin embargo, una central eólica en nuestro caso depende del recurso en tiempo real para poder inyectar potencia en la red de transmisión, potencia que en un 99% del tiempo es menor a la capacidad instalada. Lo anterior crea una inconsistencia de cálculo ya que según el Reglamento de Operación en su numeral MDP.2.19 indica:

"La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica, eólica o fotovoltaica se define como aquella potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de demanda máxima diaria, con una probabilidad de excedencia de 95%, dado el régimen hidrológico, de viento o de radiación solar de la central" (Subrayado nuestro).

Para hacer un ejemplo simple de lo anterior, tomando en cuenta las mediciones de 15 minutos del Centro Nacional de Despacho (CND) para el año 2023 el cual fue de alta generación el valor de potencia firme si se evaluara solo ese año fuera de aproximadamente 541 kW como se muestra en la siguiente curva:



Por lo anterior no se permite el cobro por potencia firme, sin embargo, para el pago de los cargos de transmisión se nos cobra por la totalidad de la capacidad instalada la cual como se muestra no se utiliza ni el 5% del año. Esto muestra un desacople entre la potencia garantizada en la definición de potencia firme y el cómo se cobran los cargos de transmisión por estampilla postal. Lo anterior no es comparable con ninguna otra tecnología ya que por ejemplo una central térmica de reserva la cual paga el total de su capacidad instalada en estampilla postal, a pesar de estar apagada la mayor parte del tiempo recibe pagos por potencia firme y al momento de ser requerida para el despacho puede inyectar toda su potencia disponible si no tiene alguna limitación técnica.

3. Comentarios e Iniciativas ante la ASEP sobre el tema.

De la misma forma que se vierte nuestra opinión en este documento, se ha avisado a ASEP sobre el tema anteriormente:

1. En la Consulta Pública 007-21-Elec donde mostramos nuestra oposición a la inclusión del cargo de estampilla postal dentro de los cargos de transmisión para las centrales renovables.
2. En respuesta a la nota DSAN-2129-24 donde solicitaban la opinión de los participantes productores para la elaboración del pliego tarifario de transmisión, les indicamos nuevamente las afectaciones que este cargo estaba provocando dentro de nuestros costos.
3. Mediante nota recibida el 8 de mayo en ASEP, en conjunto con otros dos agentes del mercado renovables no convencionales, se entregó el informe elaborado por el Consultor Independiente PHC Servicios Integrados en donde se proponen mecanismos alternativos para el cobro de la estampilla postal dentro de los que se encuentran:
 - a. Asignar el cargo de estampilla postal en proporción a la potencia firme de las centrales.
 - b. Redistribuir el porcentaje de la porción del IMP asignado a la generación y la demanda en 50% y 50%, sin incluir el equipamiento asignado totalmente a la demanda.
 - c. Reasignar el uso de activos como las bahías de la subestación al cargo por seguimiento eléctrico de forma que el cargo de estampilla postal sea menor.

Por todo lo vertido anteriormente, solicitamos respetuosamente a la Autoridad Reguladora que haga una revisión de la estructura actual de cómo se cobran los cargos por uso del sistema de transmisión de forma que no afecte el modelo de negocio bajo el cual muchos inversionistas construyeron centrales renovables no convencionales o que se busque un mitigante como el reconocimiento de potencia firme de largo plazo modificando las reglas actuales y retomando iniciativas anteriores como la consultoría realizada en su momento por ASEP junto con PSR y Estudios Energéticos Consultores.