

SEÑORES

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO

Ciudad de Panamá

SOLICITUD DE REVISIÓN DEL CPG PROPUESTO PARA EL PERÍODO TARIFARIO 2026-2030

Ref.: Consulta Pública No. 008-26 - Pliego Tarifario de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)

Respetados señores:

Capira Energy Park, S.A., sociedad identificada con RUC 155768495-2-2025, dedicada a proyectos de generación solar y vinculada a la central Cacao Solar, acude a la Consulta Pública No. 008-26 para solicitar una revisión del CPG contenido en el pliego de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET).

Síntesis: La recuperación de costos eficientes debe compatibilizarse con contratos vigentes, demanda residual y continuidad de la contratación directa de energía renovable.

I. Posición de la compareciente

Se reconoce la facultad regulatoria de revisar los cargos. Esa facultad debe ejercerse con transparencia, proporcionalidad y previsibilidad, especialmente cuando la medida puede modificar el ahorro que justificó la contratación directa.

II. Efecto directo en la estructura de costos

El cambio de B/.12.00 a B/.16.00/kW-mes no es marginal: representa 33.33%. La magnitud exige una explicación específica y una evaluación de impacto sobre clientes cuyos contratos fueron estructurados bajo la referencia vigente.

Como antecedente, EDEMET aplicó valores diferenciados por año de ingreso del contrato. La trayectoria completa del CPG debe formar parte del análisis de proporcionalidad, aun cuando el valor vigente sea hoy B/.12.00.

III. Impacto sobre el suministro solar

Los contratos solares suelen combinar suministro de energía con coberturas de potencia provistas por terceros. El pliego debe reconocer coberturas parciales y aplicar el CPG únicamente a la demanda residual efectivamente no contratada.

La generación fotovoltaica comercializa principalmente energía durante las horas de disponibilidad del recurso. Dependiendo de la configuración y de las reglas de acreditación, la planta puede no aportar por sí sola toda la potencia requerida por el cliente, que debe complementarla mediante otra contratación o pagar el CPG sobre la porción no cubierta.

IV. Proporcionalidad y ausencia de duplicidad

Una memoria técnica comprensible permitiría evaluar escenarios alternativos y verificar la proporcionalidad del cargo. La transparencia no se satisface únicamente con la disponibilidad de hojas de cálculo complejas.

La Autoridad debería publicar una conciliación de potencia adquirida, potencia facturada, reserva, pérdidas y demanda cubierta por contratos propios. Ese ejercicio fortalecería la trazabilidad y evitaría superposiciones.

V. Seguridad de contratos e inversiones

Para un proyecto financiado, la pérdida de un comprador directo puede traducirse en menores ingresos, reservas adicionales, restricciones a distribuciones, dificultades de refinanciamiento y, en escenarios severos, incumplimiento de covenants.

La modificación tarifaria puede trasladarse al generador en forma de descuentos, nuevas garantías, reducción del plazo contractual o pérdida del cliente. El hecho de que el CPG sea facturado al consumidor no impide ese traslado económico.

VI. Competencia, migración y nuevas inversiones

Existe un posible efecto circular: menor ahorro produce salidas; una base menor de clientes puede aumentar el costo unitario para quienes permanecen y generar nuevas salidas. Ese riesgo debe cuantificarse antes de aprobar el cargo.

La pérdida de compradores directos reduce la diversidad del mercado. Los generadores quedan más expuestos al mercado ocasional o a procesos de contratación de distribuidoras que se realizan bajo calendarios y productos específicos.

VII. Efecto sobre nuevos desarrollos, garantías y economía nacional

Los proyectos en etapa de desarrollo son especialmente sensibles a señales regulatorias inesperadas. Antes de construir, deben demostrar demanda, precio, plazo y estabilidad suficientes para obtener deuda. Si el CPG reduce o vuelve incierto el ahorro del comprador, el banco puede exigir más capital, acortar el financiamiento, elevar la tasa o rechazar el PPA. El proyecto puede quedar detenido aun después de incurrir en estudios, permisos, terrenos e interconexión.

Los activos ya operativos enfrentan otro riesgo: sus PPAs y cuentas de cobro respaldan obligaciones y garantías. Una no renovación o renegociación severa puede generar déficit de cobertura, retención de efectivo, aportes extraordinarios y nuevas garantías. En escenarios críticos, los acreedores podrían acelerar la deuda, ejecutar acciones o activos y ejercer derechos de control.

Los clientes, por su parte, buscarán recuperar el margen mediante descuentos, contratos más cortos, autogeneración, baterías, reducción de demanda, aplazamiento de plantas o traslado de producción. Estas medidas pueden preservar temporalmente a una empresa, pero reducen inversión y actividad económica agregada.

Se forma una bola de nieve cuando menos clientes originan menos PPAs, menos PPAs reducen proyectos nuevos, y una menor expansión limita competencia y seguridad de suministro. El costo futuro de esa contracción puede superar ampliamente el ingreso inmediato del nuevo cargo.

Para competir regionalmente, Panamá necesita no sólo energía disponible, sino reglas que permitan financiarla. La continuidad de nuevos desarrollos favorece el bien común mediante empleo de construcción y operación, compras nacionales, impuestos, infraestructura, resiliencia y reducción de emisiones.

VIII. Propuesta de tratamiento

La compareciente propone un curso de acción gradual compuesto por:

- Aplicar gradualidad diferenciada según la situación contractual.
- Excluir de la base la potencia ya contratada.
- Admitir almacenamiento y gestión de demanda.
- Evitar recuperación duplicada.
- Medir la respuesta de los clientes antes de completar la convergencia.

IX. Solicitudes específicas

1. Que no se apruebe la aplicación inmediata y uniforme de B/.16.00/kW-mes a los Grandes Clientes actuales.
2. Que se demuestre que no existe doble recuperación con reserva, pérdidas, transmisión, distribución u otros cargos de potencia.
3. Que se incorporen escenarios de migración, no renovación y no incorporación de Grandes Clientes.
4. Que los contratos y financiamientos existentes reciban un período razonable de adecuación.
5. Que se convoque una mesa técnica antes de adoptar la decisión definitiva.
6. Que se mantenga temporalmente el CPG de B/.12.00/kW-mes o se adopte una senda gradual y previamente publicada.
7. Que se publique una memoria técnica que vincule el valor propuesto con el costo incremental atribuible a la demanda residual de los Grandes Clientes.
8. Que el CPG se aplique únicamente a la porción de demanda no cubierta mediante contratos de potencia válidos.
9. Que se reconozcan coberturas parciales, portafolios, almacenamiento, respuesta de demanda y otros mecanismos verificables.
10. Que se evalúe separadamente el impacto sobre proyectos en desarrollo, incluyendo probabilidades de cierre financiero, necesidades de capital, costo de deuda y cancelación de inversiones.
11. Que se establezca una protección para garantías y contratos de proyectos en operación, con períodos de cura antes de aplicar plenamente el nuevo valor.
12. Que el análisis regulatorio incorpore empleo, compras locales, recaudación, competitividad regional y seguridad energética como beneficios públicos de preservar un mercado en crecimiento.

X. Síntesis final

La continuidad de la inversión renovable requiere que los cambios de alto impacto sean previsibles. La compareciente confía en que la Autoridad incorporará una transición y publicará el sustento necesario antes de fijar el nuevo cargo.

Cada proyecto que deja de alcanzar cierre financiero es una inversión que no llega, una capacidad que no se instala y una oportunidad de empleo que se pierde. Cada proyecto operativo cuya garantía se deteriora expone capital ya invertido. La gradualidad es, por ello, una medida de protección de futuro y de conservación del valor existente.

Documentos de referencia

- Propuesta de Pliego Tarifario de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) para el período 2026-2030.

- Memoria explicativa e insumos publicados dentro de la consulta pública.
- Cuadro de cargos por uso de redes de distribución para Grandes Clientes vigente del 1 de enero al 30 de junio de 2026.

Atentamente,

Firma: _____



Nombre: Moisés Bazán

Cédula: 8-852-991

Por: Capira Energy Park, S.A.

RUC: 155768495-2-2025

Central: Cacao Solar