

SEÑORES

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO

Ciudad de Panamá

APORTES A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE EL CPG Y SU IMPACTO EN LA CONTRATACIÓN DIRECTA

Ref.: Consulta Pública No. 009-26 - Pliego Tarifario de Elektra Noreste, S.A. (ENSA)

Respetados señores:

Con fundamento en la convocatoria de la Consulta Pública No. 009-26, Deca Solar, S.A., RUC 155736295-2-2023, vinculada a la central fotovoltaica Deca Solar, presenta las siguientes consideraciones sobre el CPG incluido en la propuesta tarifaria de Elektra Noreste, S.A. (ENSA) para 2026-2030.

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

A. Planteamiento general

La propuesta merece una evaluación integral porque su incidencia no termina en la factura del Gran Cliente. La modificación puede trasladarse a precios contractuales, garantías, plazos, índices financieros y decisiones de inversión.

B. Perspectiva de un generador solar

La perspectiva de un generador solar evidencia que la factura del Gran Cliente y la economía del PPA están conectadas. Cuando aumenta un cargo externo al contrato, la presión comercial termina afectando al proyecto generador.

Para la central Deca Solar, como para otros activos solares, la contratación directa con Grandes Clientes constituye una vía relevante de colocación de energía. La reducción del ahorro del comprador puede limitar esa vía y aumentar la exposición al mercado ocasional.

C. Medición del impacto

El nuevo valor se aplicaría a clientes actuales, renovaciones, prórrogas y contratos futuros. Por ello, la eliminación del escalonamiento tiene una dimensión contractual que no puede resolverse con una sola cifra promedio.

La protección temporal de las cohortes existentes no impide aplicar la nueva regla a contratos celebrados después de su entrada en vigencia. Esa distinción permite compatibilizar reforma y previsibilidad.

D. Efectos en la cadena contractual

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.

Los acuerdos existentes contienen precios, plazos, garantías y mecanismos de salida definidos bajo un marco tarifario concreto. Aplicar una modificación significativa sin período de ajuste puede obligar a reabrir contratos que no fueron diseñados para absorberla.

E. Resultado sobre competencia y bancabilidad

Una decisión sobre el CPG puede influir en la disponibilidad futura de energía contratada. Menos PPAs bancables implican menos proyectos capaces de alcanzar cierre financiero.

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.

F. Asignación eficiente y no duplicidad

El cargo debe guardar correspondencia con una prestación verificable. La razonabilidad del valor depende tanto de su cuantía como de la definición precisa de la demanda sobre la cual se aplica.

La base del CPG incorpora la demanda máxima leída, la reserva de confiabilidad y las pérdidas de potencia de transmisión. Esa ampliación de la base exige una conciliación expresa con los demás cargos por demanda, transmisión, distribución y pérdidas.

G. Secuencia de deterioro económico y riesgo de pérdida de activos

La cadena de impacto puede describirse con claridad: aumenta el CPG; disminuye el ahorro del cliente; el cliente exige una rebaja o una salida; cae el ingreso contratado del generador; se deteriora la cobertura de deuda; el banco exige reservas y nuevas garantías; se congela la distribución de efectivo; se cancela la ampliación prevista; y, si no existe una solución, se ejecutan garantías y el acreedor puede asumir el control del proyecto. Ningún eslabón es inevitable, pero todos son riesgos previsibles que deben ser medidos antes de aprobar la regla.

Para el usuario, recuperar el ahorro puede exigir decisiones defensivas: reducir turnos, desconectar cargas, sustituir producción local, acelerar autoconsumo, financiar baterías, trasladar consumo o imponer al suministrador descuentos que vuelvan inviable su PPA. El ahorro que se pretende reconstruir puede terminar financiándose con menor producción, empleo, inversión o solvencia del generador.

Para los proyectos nuevos, el mensaje es igualmente severo. Sin compradores con ahorro estable no hay PPAs de largo plazo; sin PPAs bancables no hay deuda competitiva; sin deuda, muchos proyectos no se construyen. Esto limita la expansión de la oferta y aumenta la exposición futura del país a energía más volátil.

El efecto bola de nieve aparece cuando las primeras salidas reducen el tamaño y la diversidad del mercado, elevando el riesgo para quienes permanecen y produciendo nuevas salidas. La regulación debe evitar que un incremento destinado a recuperar costos termine debilitando la base que los soporta.

El ahorro de ENSA que pudiera existir hoy puede desaparecer en la siguiente revisión semestral, apenas seis meses después. Esa sola posibilidad cambia la negociación: el cliente exige más descuento y flexibilidad; el banco reduce el valor asignado al PPA; y el proyecto pierde capacidad de respaldar deuda, aunque continúe entregando exactamente la misma energía.

La pérdida de competitividad regional no se limita al sector eléctrico. Las industrias comparan dónde producir, ampliar o exportar. Mantener contratación directa estable beneficia al bien común mediante empleo, inversión, recaudación, proveedores locales, seguridad energética y mayor competencia.

H. Alternativas de implementación

La implementación podría organizarse a partir de estas medidas:

- Adoptar una transición por cohortes o antigüedad contractual.
- Aplicar el nuevo valor a contratos celebrados con conocimiento de la regla.
- Permitir mecanismos alternativos de respaldo.
- Incorporar conciliaciones y ajustes.
- Publicar un análisis de impacto de mercado.

I. Solicitudes formales

1. Que no se sustituyan de manera inmediata los CPG vigentes por un valor uniforme de B/.16.00/kW-mes para todos los contratos existentes.
2. Que se convoque una mesa técnica con Grandes Clientes, generadores, financiadores y ENSA.
3. Que se mantenga temporalmente el esquema diferenciado o se adopte una convergencia gradual por cohorte contractual.
4. Que B/.16.00/kW-mes se aplique inicialmente a contratos nuevos celebrados con conocimiento de la nueva regla.
5. Que se publique un estudio de impacto por año de registro, incluyendo demanda, ahorro, número de contratos y costo anual adicional.
6. Que el CPG se aplique únicamente a la demanda residual no cubierta mediante contratos de potencia.
7. Que se reconozcan coberturas parciales, portafolios, almacenamiento y respuesta de demanda.
8. Que se demuestre que no existe doble recuperación con reserva, pérdidas, transmisión, distribución u otros cargos por demanda.
9. Que se otorgue un plazo suficiente para adecuar PPAs, coberturas de potencia y financiamientos.
10. Que se publique un mapa completo de transmisión del impacto desde la factura del Gran Cliente hasta el PPA, los indicadores de deuda, las garantías y la continuidad del activo generador.
11. Que se establezcan umbrales de revisión automática si disminuyen las renovaciones, el número de Grandes Clientes o el volumen de energía contratado bilateralmente.
12. Que la ASEP valore alternativas que preserven el ahorro sin desplazar el costo hacia recortes de producción, empleo, inversión o descuentos insostenibles para los generadores.

J. Comentario de cierre

Por las razones expuestas, resulta prudente sustituir la aplicación inmediata por una implementación escalonada, acompañada de análisis de impacto y mecanismos que reconozcan las coberturas de potencia efectivamente contratadas.

El riesgo regulatorio no debe analizarse cuando el daño ya ocurrió. Una transición ahora puede evitar renegociaciones forzosas, proyectos paralizados y garantías ejecutadas después. La prevención es menos costosa para el sistema y para la economía que la corrección tardía.

Documentos de referencia

- Propuesta de Pliego Tarifario de Elektra Noreste, S.A. (ENSA) 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.
- Circular AG-003-2019, citada en el cuadro vigente para la aplicación por año de registro del contrato.

Atentamente,

Firma: _____

Nombre: Rodrigo Palacios

Cédula: 8-837-2404

Por: Deca Solar, S.A.

RUC: 155736295-2-2023

Central: Deca Solar