

SEÑORES**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)****DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO**

Ciudad de Panamá

COMENTARIOS REGULATORIOS SOBRE LA MODIFICACIÓN DEL CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN

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

Respetados señores:

En representación de los intereses propios de Generadora Brillo Solar, S.A., RUC 155731553-2-2022, y de la sostenibilidad comercial de la central Brillo Solar, se somete este documento dentro de la Consulta Pública No. 009-26. Las observaciones se refieren exclusivamente a la propuesta de CPG para Grandes Clientes y a su interacción con contratos de energía de largo plazo.

Tema	Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes
Preocupación	Impacto contractual, financiero y competitivo de una aplicación inmediata
Principio	Causalidad de costos, no duplicidad y reconocimiento de demanda residual
Propuesta	Transición gradual y protección razonable de contratos existentes

A. Antecedentes y finalidad

La finalidad de estos comentarios es promover una solución equilibrada: recuperación de costos eficientes, preservación de la señal económica para los Grandes Clientes y protección razonable de contratos que constituyen soporte de proyectos renovables.

B. Relevancia de los contratos vigentes

La previsibilidad regulatoria no exige congelar tarifas, pero sí evitar que cambios de alto impacto se incorporen sin transición. El mercado financiero distingue entre un ajuste gradual y un cambio que deteriora de inmediato los flujos contratados.

Debe distinguirse entre contratos nuevos, que pueden incorporar el CPG propuesto desde su negociación, y contratos vigentes, cuyos términos económicos fueron pactados con otra referencia. Esa diferencia justifica una regla de transición.

C. Cambio regulatorio sometido a consulta

La propuesta uniforma el cargo sin distinguir el marco económico bajo el cual fue celebrado cada contrato. Para algunas cohortes el aumento es moderado en términos relativos; para las más antiguas se aproxima a duplicar el valor vigente.

El escalonamiento no es un dato accesorio: define el costo vigente de cada grupo de clientes. La propuesta debe incluir un estudio de demanda, ahorro e impacto financiero por cohorte.

Registro del contrato	CPG vigente	Aumento a B/.16	Impacto anual por MW
-----------------------	-------------	-----------------	----------------------

Hasta 2019	8.96	78.57%	84,480
2020	11.25	42.22%	57,000
2021	12.50	28.00%	42,000
Desde 2022	13.93	14.86%	24,840

D. Sustento técnico y asignación de costos

La causalidad de costos requiere identificar qué capacidad se adquiere para los Grandes Clientes, cuánto cuesta y qué parte ya se recupera mediante otros componentes tarifarios. Sin esa separación existe riesgo de recuperación duplicada.

La medida debe distinguir entre costo promedio del sistema y costo incremental atribuible a la demanda residual de los Grandes Clientes. La existencia de costos agregados no demuestra por sí sola que un valor uniforme sea la mejor señal regulatoria.

E. Efecto sobre los oferentes renovables

Para la central Brillo 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.

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.

F. Impactos sistémicos previsible

El cambio tarifario puede modificar la composición de los Grandes Clientes. Por ello, las proyecciones deben incluir sensibilidades de salida, no renovación y menor incorporación, en lugar de asumir que la demanda permanecerá inalterada.

El atractivo del régimen de Grandes Clientes depende del ahorro integral frente al suministro regulado. Si ese ahorro disminuye, algunos consumidores pueden aplazar su ingreso, no renovar contratos o regresar al suministro de la distribuidora cuando sea posible.

G. Continuidad operativa, expansión y garantías financieras

Para los usuarios industriales, la pérdida del ahorro puede convertirse en una decisión operativa inmediata: disminuir turnos, aplazar maquinaria, sustituir producción local por importaciones, revisar plantillas, trasladar consumos a horarios menos eficientes o cancelar expansiones. El costo de potencia deja entonces de ser un asunto tarifario y pasa a incidir en productividad, empleo y precios al consumidor.

En centrales que ya operan, los ingresos de los PPAs sostienen obligaciones con bancos, proveedores, aseguradoras y accionistas. Si un cliente no renueva o exige una rebaja que comprima el flujo por debajo de los niveles pactados, el financiador puede requerir reservas adicionales, retener excedentes, limitar distribuciones, pedir nuevas garantías o declarar incumplimientos financieros. En casos extremos, los documentos de crédito pueden permitir la ejecución de acciones, cuentas, contratos y activos, con pérdida de control del proyecto por sus propietarios.

Para proyectos en desarrollo, el mismo riesgo actúa antes de la construcción. Los bancos pueden reducir plazos, elevar tasas, exigir más capital, disminuir el valor reconocido al PPA o simplemente negar el cierre financiero. Cada proyecto que no se construye representa capacidad, empleo, compras locales e ingresos fiscales que el país deja de recibir.

Se configura un efecto bola de nieve: menos ahorro provoca menos clientes; menos clientes reducen la bancabilidad de los generadores; menor bancabilidad paraliza nueva oferta; y una oferta menos diversa eleva la exposición a precios volátiles y reduce la competencia futura.

En ENSA, el ahorro que hoy pueda observarse es necesariamente provisional: los componentes tarifarios de referencia se revisan cada seis meses. Una industria no puede financiar una ampliación ni un generador respaldar deuda de largo plazo sobre un margen que puede evaporarse en la próxima actualización semestral. Panamá compite regionalmente por inversión industrial y energética. Una señal abrupta y difícil de proyectar puede inclinar decisiones hacia mercados con mayor estabilidad contractual. La regulación debe ponderar el bien común: crecimiento, empleo formal, seguridad del abastecimiento, reducción del costo de capital y continuidad de la transición energética.

H. Curso regulatorio recomendado

Una solución equilibrada puede combinar las siguientes medidas:

- Mantener una referencia transitoria para las relaciones vigentes.
- Diseñar escalones anuales con topes de incremento.
- Reconocer coberturas totales y parciales.
- Conciliar potencia facturada con potencia adquirida.
- Evaluar el efecto sobre financiamientos.

I. Solicitudes

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 el CPG se aplique únicamente a la demanda residual no cubierta mediante contratos de potencia.
3. Que se reconozcan coberturas parciales, portafolios, almacenamiento y respuesta de demanda.
4. Que se demuestre que no existe doble recuperación con reserva, pérdidas, transmisión, distribución u otros cargos por demanda.
5. Que se otorgue un plazo suficiente para adecuar PPAs, coberturas de potencia y financiamientos.
6. Que se convoque una mesa técnica con Grandes Clientes, generadores, financiadores y ENSA.
7. Que se mantenga temporalmente el esquema diferenciado o se adopte una convergencia gradual por cohorte contractual.
8. Que B/.16.00/kW-mes se aplique inicialmente a contratos nuevos celebrados con conocimiento de la nueva regla.
9. Que se publique un estudio de impacto por año de registro, incluyendo demanda, ahorro, número de contratos y costo anual adicional.
10. Que se evalúe el impacto del CPG sobre continuidad de turnos, ampliaciones industriales, empleo y precios finales, no únicamente sobre la recuperación tarifaria.
11. Que se establezca una salvaguarda para proyectos operativos cuyos PPAs y garantías fueron estructurados antes de la nueva regla, evitando que una modificación regulatoria precipite incumplimientos o ejecuciones.
12. Que se publique un escenario de contracción acumulativa del mercado y un indicador de seguimiento que permita detener o revisar la convergencia si disminuye materialmente la contratación directa.

J. Conclusión

Una señal tarifaria estable fortalece la competencia y reduce el costo de capital. Por ello, se solicita adoptar una metodología gradual, verificable y compatible con las relaciones contractuales ya celebradas.

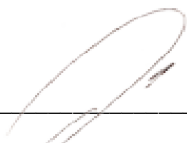
La advertencia no es retórica. Una decisión tarifaria puede comenzar como un ajuste de factura y terminar en menos producción, menos inversión, garantías ejecutadas y activos renovables bajo administración de acreedores. Evitar ese desenlace mediante transición y análisis ex ante es compatible con la recuperación de costos y con el interés general.

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: Daniel Hernández

Cédula: E-8-134304

Por: Generadora Brillo Solar, S.A.

RUC: 155731553-2-2022

Central: Brillo Solar