

Panamá, 06 de agosto de 2026
TEC 005-26 ASEP

Licenciada

Zelmar Rodríguez Crespo

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

E. S. D.

*Asunto: Comentarios a **Consulta Pública No. 009-26-Elec** para considerar la propuesta de los “Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de la empresa de distribución eléctrica ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) para el período de 2026 a 2030”.*

Respetada Licenciada Rodríguez:

En atención al aviso AELEC-007-26 de 2026-07-02 de 2 de julio de 2026, en el que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) presenta la celebración de la Consulta Pública No. 009-26-Elec, que considera la propuesta del Pliego Tarifario de Distribución y Comercialización correspondiente al período tarifario 2026 al 2030.

Adjunto encontrará los comentarios de los agentes Tecnisol I, II, III, IV, S.A. (Tecnisol) para la consideración de esta Autoridad.

Agradeciendo la atención,



Ing. Harold Hernández
Director de Operaciones Renovables

Tecnisol I, II, III, IV, S.A.

harold@interenergy.com

Adjunto: Lo indicado

Comentarios de Tecnisol a la Consulta Pública No. 009-26-Elec

Propuesta para considerar los “Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de la empresa de distribución eléctrica ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) para el período de 2026 a 2030”.

Comentarios de Tecnisol al documento de consulta:

Se manifiesta preocupación por el aumento propuesto del Cargo por Potencia de Generación (CPG) de 12 B/./kW-mes a USD 16 B/./kW-mes, toda vez que dicho incremento representa un aumento significativo en los costos asociados al suministro de energía para los Grandes Clientes.

El incremento del CPG de 12 B/./kW-mes a USD 16 B/./kW-mes podría generar efectos adversos sobre el mercado de Grandes Clientes, al reducir significativamente los ahorros que justifican su permanencia en el mercado no regulado. Como consecuencia, existe el riesgo de una migración de clientes hacia el mercado regulado, disminuyendo la competencia y las opciones de contratación disponibles.

Adicionalmente, este incremento en el costo de la electricidad podría trasladarse al precio de los productos y servicios ofrecidos por los Grandes Clientes, generando presiones inflacionarias y afectando la competitividad de los distintos sectores económicos. Asimismo, impondría una carga económica adicional a los generadores que venden su energía a estos Grandes Clientes, quienes podrían verse obligados a absorber estos mayores costos para preservar sus contratos y evitar la migración o pérdida de clientes. Esta situación impactaría negativamente la rentabilidad de sus operaciones y reduciría los incentivos para continuar participando en este mercado.

Como consecuencia, algunos generadores podrían optar por no suscribir nuevos contratos con Grandes Clientes y, en su lugar, destinar su energía al mercado ocasional (spot), donde las condiciones podrían resultar similares o incluso más favorables. Esta situación afectaría la disponibilidad de ofertas para las industrias y comercios que actualmente operan bajo la figura de Gran Cliente, limitando la competencia y reduciendo las alternativas de contratación para estos usuarios.

En este contexto, solicitamos respetuosamente a la Autoridad Reguladora que tome en consideración los siguientes elementos como parte de su análisis:

1. Impacto

Si bien inicialmente se fijó el CPG como componente del costo unitario de capacidad incluyéndose una porción de pérdidas de potencia de transmisión y de reserva de confiabilidad estableciéndose así el precio máximo de la potencia para las transacciones en el mercado ocasional su función no afectaba el hecho de promover indirectamente que un Gran Cliente se incentivara a vincularse al Mercado Eléctrico Nacional, mejorando de esta manera sus finanzas y promoviendo de cierta manera el financiamiento de nuevos proyectos que a su vez apoyaban al país en su transición energética con ingreso de más proyectos renovables.

El aumento del CPG aplicable a los Grandes Clientes habilitados en el MME tendrá un impacto directo sobre las condiciones del mercado de Grandes Clientes. Para aquellos que mantienen contratos vigentes, esta medida afectará las proyecciones de ahorro que motivaron su migración al mercado, reduciendo o incluso eliminando los beneficios económicos esperados.

Por otra parte, los nuevos Grandes Clientes interesados en incorporarse al mercado deberán encontrar generadores capaces de ofrecer precios de energía lo suficientemente bajos sin comprometer su costo de oportunidad, considerando que estos bajo ciertas circunstancias podrían obtener una mayor rentabilidad comercializando su energía en las licitaciones públicas para contratar energía para clientes regulado o en el mercado spot.

En los casos en que no sea posible acceder a dichas condiciones, los clientes potenciales no contarán con alternativas viables para migrar al mercado de Grandes Clientes y deberán permanecer en el sector regulado. Esta situación contraviene uno de los objetivos establecidos por la Secretaría Nacional de Energía en la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional, la cual promueve una participación más activa de la demanda y contempla alcanzar que el consumo de los Grandes Clientes represente el 30% del consumo total de energía del país.

El aumento del CPG también podría afectar el cumplimiento de los objetivos planteados en la ENISIN, particularmente aquellos orientados a promover una mayor incorporación de generación renovable no convencional proveniente de centrales conectadas al SIN. Esto se debe a que el desarrollo de nuevos proyectos renovables depende, en gran medida, de la posibilidad de obtener financiamiento respaldado por contratos de suministro, los cuales se pueden obtener de dos formas: con Grandes Clientes o mediante adjudicación en procesos de licitación.

De limitarse estas oportunidades comerciales, el ingreso de nuevas plantas renovables quedaría condicionado principalmente a la adjudicación en licitaciones públicas para contratos de suministro de las empresas distribuidoras o a la exposición al riesgo e incertidumbre del mercado ocasional. Esta situación podría desincentivar la inversión en nuevos proyectos de generación renovable y ralentizar el avance hacia una matriz energética más diversificada y sostenible.

En virtud de lo anterior, solicitamos a la ASEP considerar alternativas regulatorias al incremento del CPG que permitan mantener el equilibrio entre la rentabilidad regulada de la distribuidora, los beneficios económicos de los Grandes Clientes y la rentabilidad de los generadores.

2. Recomendaciones

- Desde la aprobación de la Resolución AN No. 3037-Elec de 2009, la definición y metodología de cálculo del CPG se han mantenido sin cambios sustanciales. No obstante, dicha regulación fue concebida bajo condiciones de mercado significativamente distintas a las actuales, en un contexto donde no existían los mismos objetivos de política pública orientados a promover una mayor participación de clientes en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) ni a incentivar la incorporación de fuentes renovables de generación.

Considerando las transformaciones que ha experimentado el mercado eléctrico y las iniciativas regulatorias que actualmente se impulsan para fomentar la competencia, la participación activa de la demanda y la transición energética; resulta oportuno revisar la metodología de cálculo del CPG. Una evaluación técnica que permita introducir ajustes o actualizaciones contribuiría a mantener un equilibrio adecuado entre los distintos agentes del mercado y a alinear este mecanismo con los objetivos estratégicos que hoy persigue el sector eléctrico.

- Permitir a los Grandes Clientes contratar potencia directamente con los generadores, promoviendo así mecanismos que contribuyan a reducir los cargos asociados a la demanda.

La próxima licitación de sistemas de almacenamiento de energía (BESS) permitirá que tecnologías que actualmente no cuentan con potencia firme tengan la posibilidad de comercializar potencia y generar ingresos adicionales. Esto les brindaría una fuente complementaria de ingresos que podría compensar eventuales reducciones en los precios de energía ofrecidos a los Grandes Clientes.

En consecuencia, estos agentes contarían con una alternativa de monetización adicional, lo que les otorgaría mayor flexibilidad comercial para estructurar ofertas más competitivas en el mercado de Grandes Clientes sin afectar significativamente la rentabilidad de sus proyectos.