

Panamá, 4 de agosto 2026

Licenciada

ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No. 009-26 sobre la propuesta de los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo 2026-2030

Estimada señora Administradora General:

Por este medio, ASAMBLEA DE PROPIETARIOS DEL PH SUPERCENTRO EL DORADO, en su condición de Gran Cliente, presenta dentro del término habilitado sus comentarios a la Consulta Pública No. 009-26, relativa a la propuesta de Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo 2026-2030.

Los comentarios reconocen expresamente que los Grandes Clientes deben asumir la potencia que efectivamente les sea suministrada o respaldada por la distribuidora, así como la reserva de confiabilidad, las pérdidas eficientes y los demás costos sistémicos atribuibles. La oposición se dirige puntualmente a: (i) la falta de una derivación reproducible del Cargo por Potencia de Generación (CPG) propuesto de B/.16,00/kW-mes; (ii) el eventual traslado del costo integral del portafolio regulado, incluyendo componentes que perderán vigencia dentro del propio periodo tarifario; y (iii) la aplicación del CPG sobre una demanda máxima individual distinta de la demanda coincidente utilizada conceptualmente para asignar los costos de potencia en el Mercado Mayorista.

Respetuosamente solicitamos que las observaciones y solicitudes contenidas en el presente documento sean consideradas de forma integral antes de la aprobación definitiva de los pliegos tarifarios objeto de la consulta.

Atentamente,

P.H. Supercentro el Dorado



Jorge López
Administrador

Adjunto: Informe de comentarios a la Consulta Pública No. 008-26

INFORME COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA No. 009-26

Cargo por Potencia de Generación (CPG) — Elektra Noreste, S.A. (ENSA), periodo tarifario 2026-2030

1. OBJETO, ALCANCE Y POSICIÓN

No se cuestionan los cargos asociados al uso de las redes ni la obligación de los Grandes Clientes de contribuir a la confiabilidad del sistema. Los comentarios se limitan al CPG, a la base de demanda utilizada para su facturación y a la forma en que se incorporan la reserva de confiabilidad y las pérdidas de transmisión.

La posición propuesta es constructiva: ASEP puede definir el CPG dentro de su competencia reglamentaria, pero la selección del valor debería apoyarse en información verificable, criterios objetivos, una asignación causal y una evaluación prospectiva del periodo 2026-2030.

2. RESUMEN DE LA POSICIÓN

Se reconoce la competencia de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) para establecer el Cargo por Potencia de Generación (CPG), así como la obligación de los Grandes Clientes de cubrir los costos asociados a la potencia demandada, la reserva de confiabilidad y las pérdidas de transmisión que les sean atribuibles.

La propuesta contempla un incremento del CPG de B/.12,00 a B/.16,00/kW-mes, equivalente a un 33,33% en este componente. La preocupación de este Gran Cliente radica en que dicho valor no aparece acompañado de una memoria de cálculo reproducible que conecte los criterios del artículo 57 del Título IV con el resultado propuesto, y en que la cantidad de potencia sobre la cual se factura no corresponde a la demanda coincidente con la máxima del sistema.

A diferencia de un escenario en que un solo valor resulte claramente insuficiente o claramente excesivo, en el caso de ENSA el propio ejercicio comparativo muestra que ninguno de los dos valores de referencia (B/.12,00 ni B/.16,00) se mantiene como adecuado durante todo el periodo 2026-2030, lo que refuerza la necesidad de una determinación prospectiva y motivada, en lugar de la adopción automática de cualquiera de ellos.

3. FALTA DE UNA DERIVACIÓN REPRODUCIBLE DEL CPG

El artículo 57 del Título IV permite considerar, entre otros referentes, el costo de capacidad de una planta que suministre potencia en la hora de máxima demanda, una unidad de punta económicamente adaptada, los resultados de licitaciones y la matriz energética presente y futura. En los documentos de la consulta, el valor de B/.16,00/kW-mes opera como una referencia de entrada, sin que se presente la secuencia completa que conecte el criterio reglamentario seleccionado, el costo eficiente de potencia, la demanda asignable y el resultado final para ENSA.

Se destaca, además, que este mismo valor ya había sido planteado en la revisión tarifaria de 2023, ocasión en la que se formularon observaciones sobre transparencia metodológica y acceso a los modelos, y finalmente se mantuvo el cargo de B/.12,00/kW-mes. El antecedente no sustituye la necesidad de una motivación actualizada para 2026-2030, en particular cuando el portafolio de generación cambiará de forma significativa dentro del propio periodo.

Se solicita respetuosamente que se presente una memoria de cálculo que permita reproducir el criterio o combinación de criterios del artículo 57 utilizados, su ponderación y la secuencia que conduce al valor final del CPG para ENSA, diferenciando con claridad los datos declarados de las estimaciones basadas en escenarios.

4. EFECTO DE LA TERMINACIÓN DEL CONTRATO DE GAS NATURAL ATLÁNTICO (GNA)

El contrato de suministro de gas natural asignado a ENSA (contrato DME-004-15, 126 MW) vence el 31 de agosto de 2028. Con la información pública disponible, se realizó un ejercicio comparativo —normalizado sobre la Demanda Máxima de Generación (DMG) de la distribuidora— para estimar cómo se comportaría el cargo teórico de potencia ante un escenario sin dicho contrato y sin costo de reemplazo identificado.

Año tarifario	Cargo teórico (B./kW-mes)	Brecha vs B/.12,00	Brecha vs B/.16,00
2026/2027	21,78	+87,72 MM	+51,83 MM
2027/2028	22,00	+90,33 MM	+54,20 MM
2028/2029	16,52	+41,33 MM	+4,72 MM
2029/2030	15,38	+31,41 MM	-5,82 MM

ENSA — cargo teórico y brecha frente a los valores de CPG de referencia

Cifras de brecha en millones de balboas; elaboración propia con base en el ajuste semestral y el escenario del pliego tarifario 2026-2030 de ENSA. Los valores posteriores a 2026 se basan en una estimación de escenario, no en datos declarados.

Como puede observarse, bajo el escenario sin GNA y sin costo de reemplazo identificado, el cargo teórico de ENSA se reduce de manera material, pero se mantiene por encima de B/.12,00/kW-mes durante los cuatro años del periodo. Frente a B/.16,00/kW-mes, la relación cambia de signo dentro del propio periodo: en 2028/2029 el cargo teórico queda ligeramente por debajo de ese valor, y en 2029/2030 lo supera. Se aclara que se trata de una comparación normalizada y no de una liquidación real de todos los Grandes Clientes; sin embargo, este cambio de signo demuestra que ningún valor fijo aplicado de forma automática durante todo el periodo resulta adecuado, y respalda la necesidad de verificar si el costo del pliego ya incorpora la terminación contractual o una contratación sustituta documentada.

5. CANTIDAD FACTURABLE: DEMANDA COINCIDENTE FRENTE A DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL

Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista vinculan la obligación de cobertura de los participantes consumidores con la demanda máxima de generación del sistema —determinada por el Centro Nacional de Despacho (CND)— y no con la máxima individual de cada cliente, que puede ocurrir en una hora distinta y que responde principalmente al dimensionamiento de la red local.

Aplicar el CPG sobre la demanda máxima individual, en lugar de la demanda coincidente con la máxima del sistema, puede generar una cantidad facturable superior a la contribución efectiva del Gran Cliente al requerimiento sistémico de potencia. A modo ilustrativo: un cliente que registra una máxima individual de 5.000 kW, pero que aporta 3.500 kW en la hora de máxima del sistema, facturado sobre la máxima individual

a B/.16,00/kW-mes, pagaría B/.24.000 mensuales adicionales respecto de la base coincidente, equivalentes a B/.288.000 anuales.

Se solicita que, para efectos del CPG, se utilice la demanda del Gran Cliente coincidente con la máxima del sistema determinada por el CND, y que la reserva de confiabilidad y las pérdidas de transmisión se incorporen de forma transparente en una sola conciliación, de manera que cada componente sea identificable una sola vez.

6. EFECTO ECONÓMICO DEL INCREMENTO PROPUESTO

El aumento de B/.12,00 a B/.16,00/kW-mes representa un costo mensual recurrente de B/.4,00 por cada kW facturable, con el siguiente efecto ilustrativo según el nivel de demanda:

Demanda facturable	Incremento mensual	Incremento anual
500 kW	B/.2,000	B/.24,000
1,000 kW	B/.4,000	B/.48,000
5,000 kW	B/.20,000	B/.240,000
10,000 kW	B/.40,000	B/.480,000

Estas cifras reflejan únicamente el efecto del aumento del CPG; el impacto real dependerá de la demanda finalmente facturada a cada Gran Cliente.

Al tratarse de un costo recurrente, el incremento puede reducir los recursos disponibles para mantenimiento, inversión y capital de trabajo, afectar decisiones de producción y competitividad frente a jurisdicciones con menores costos eléctricos, y alterar la ecuación económica de contratos de suministro de energía ya celebrados entre generadores y Grandes Clientes, cuyo precio fue negociado considerando el costo total esperado de suministro, incluido el CPG vigente.

7. SOLICITUDES PARA CONSIDERACIÓN DE ASEP

Con fundamento en lo expuesto, se solicita respetuosamente a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos:

1. Presentar una memoria de cálculo reproducible que conecte los criterios del artículo 57 del Título IV con el valor del CPG aplicable a ENSA.
2. Mostrar por año tarifario el costo estimado, la Demanda Máxima de Generación utilizada, la facturación equivalente con B/.12,00 y B/.16,00/kW-mes y la brecha resultante, diferenciando claramente los datos declarados de las estimaciones de escenario.
3. Verificar si el pliego ya incorpora la terminación del contrato de Gas Natural Atlántico-Costa Norte (agosto de 2028) y, de existir, incorporar el costo de cualquier contratación sustituta documentada.
4. Utilizar, para el cálculo del CPG, la demanda del Gran Cliente coincidente con la máxima del sistema determinada por el CND, en lugar de su demanda máxima individual.
5. Conciliar en un solo ejercicio la demanda coincidente, la reserva de confiabilidad, las pérdidas de transmisión y la cantidad final facturada, de manera que cada componente sea identificable una sola vez.

6. Determinar un CPG eficiente y óptimo que no traslade a los Grandes Clientes componentes del costo estimado de abastecimiento que no guarden relación causal con su obligación de potencia.
7. Evaluar un tratamiento transitorio para los contratos de suministro de energía ya vigentes entre generadores y Grandes Clientes, mediante el mantenimiento temporal del cargo actual, su aplicación gradual, o la incorporación del nuevo valor únicamente en renovaciones, prórrogas y nuevos contratos.
8. Como alternativa, evaluar el mantenimiento temporal del CPG vigente de B/.12,00/kW-mes para los contratos de Grandes Clientes ya celebrados, aplicando el valor resultante de la memoria de cálculo a nuevos contratos, renovaciones o prórrogas, o implementando el incremento de manera gradual.