COMENTARIOS TÉCNICOS INTEGRALES A LA CONSULTA PÚBLICA No. 009-26

ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)

Periodo tarifario julio de 2026 a junio de 2030

Integración de análisis históricos, contractuales, tarifarios, recuperación del CPG, cantidad facturable, impactos y política de contratación

Versión técnica para revisión y presentación regulatoria
Agosto de 2026

Resumen ejecutivo

Para la consideración de su Autoridad se presentan comentarios a la consulta pública que somete a los interesados el pliego tarifario aplicable a ENSA para 2026-2030. Se reconoce la competencia de ASEP y la obligación de los clientes de pagar los cargos que se definan y que pretendan recuperar los costos de la potencia, reserva, pérdidas y demás costos sistémicos causalmente atribuibles. Si bien se presentan varios comentarios, la observación principal es que B/.16,00/kW-mes no está acompañado por una memoria reproducible que conecte el artículo 57 con el costo eficiente, la demanda asignable y los canales de recuperación.

Solicitud ejecutiva

- Publicar una memoria mensual, semestral y anual que conecte costo contractual, costo permitido, demanda, recaudo regulado, recaudo de Grandes Clientes, recaudo mediante cargos de energía y ajustes de cierre.
- Publicar la matriz contractual mensual actualizada de ENSA, identificando los contratos históricos, los contratos incorporados desde los informes de ETESA y las adjudicaciones LPI 02-24, 01-25 y 01-26, con MW, precio, producto, vigencia y efecto tarifario.
- Explicar la diferencia acumulada entre el costo estimado del ajuste/pliego y el costo contractual esperado (identificando contratos, otros costos de potencia, indexaciones, SRLP, sustituciones y ajustes).
- Presentar análisis detallado respecto de la recuperación total del costo de potencia por clientes regulados, Grandes Clientes, cargos por demanda, cargos energizados y ajustes de cierre.
- Publicar la cantidad facturable de Grandes Clientes prevista para el periodo de aplicación de la tarifa.
- Implementar la aplicación del CPG sobre la demanda coincidente con la máxima del sistema como base causal del CPG, diferenciándola de la máxima individual utilizada para dimensionamiento de red.
- Determinar un CPG eficiente y prospectivo para ENSA, sustentado en la trayectoria esperada de costos, demanda y recuperación durante los cuatro años del periodo tarifario, con una transición ordenada para los contratos existentes y estabilidad del cargo durante su vigencia.
- Establecer planificación vinculante, licitaciones anticipadas, seguimiento de proyectos y rendición de cuentas sobre los resultados de contratación.

1. Marco regulatorio, artículo 57, Ley 6 y antecedente de 2023

Criterios del artículo 57

Los comentarios reconocen la competencia de la ASEP para establecer el Cargo por Potencia de Generación. La observación se concentra en la necesidad de que la decisión identifique de forma reproducible el criterio o combinación de criterios del artículo 57 del Título IV que se utiliza, su ponderación, el periodo de referencia, el costo seleccionado, la demanda asignable, los ajustes por reserva y pérdidas y la secuencia que conduce al valor final del CPG.

La amplitud de referentes disponibles “entre ellos el costo de capacidad de una planta que suministre potencia durante la máxima demanda, una unidad de punta económicamente adaptada, los resultados de licitaciones y la matriz energética presente y futura” supone solicitar explicaciones cuantitativas y cualitativas de por qué el referente seleccionado representa un costo eficiente para el periodo 2026-2030.

Coherencia con los principios de la Ley 6

La determinación debe armonizar suficiencia financiera con eficiencia económica, competencia, neutralidad, transparencia, proporcionalidad y asignación causal de costos. El Gran Cliente reconoce su obligación de pagar la potencia que efectivamente le sea suministrada o respaldada, así como la reserva de confiabilidad, las pérdidas eficientes y los demás costos sistémicos atribuibles. La observación se dirige a evitar el traslado de componentes no causales, duplicados o ya recuperados mediante otros cargos.

Antecedente tarifario de 2023

El valor de B/.16,00/kW-mes ya fue considerado en la revisión tarifaria de 2023, cuando se formularon observaciones sobre transparencia metodológica, acceso a los modelos e impacto sobre los Grandes Clientes y finalmente se mantuvo B/.12,00/kW-mes. Ese antecedente no sustituye la motivación actualizada. La propuesta 2026-2030 debe explicar qué cambios técnicos, contractuales, económicos o de mercado justifican retomar B/.16,00/kW-mes.

El fundamento debe relacionarse con los contratos que terminan, los que permanecen, las nuevas adjudicaciones, la evolución de la demanda, el costo reconocido y la recuperación prevista de clientes regulados y Grandes Clientes.

Dos componentes de la obligación de pago: precio unitario del CPG y cantidad facturable

La evaluación del Cargo de Potencia de Generación requiere distinguir dos elementos que, aunque determinan conjuntamente el pago mensual, responden a preguntas técnicas y regulatorias diferentes.

El primer elemento es el precio unitario del CPG, expresado en B/./kW-mes. Su determinación exige identificar el costo eficiente de la potencia, el referente utilizado conforme al artículo 57, la composición del portafolio contractual, los resultados de las licitaciones y los distintos mecanismos mediante los cuales ese costo ya se recupera en el pliego tarifario.

El segundo elemento es la cantidad facturable, expresada en kW. En este caso debe determinarse qué demanda del Gran Cliente guarda relación causal con la necesidad de potencia que origina el costo: la máxima individual del cliente, su contribución coincidente con la máxima del sistema u otra cantidad ajustada por reserva y pérdidas.

Ambos elementos deben validarse de manera conjunta. Un precio correctamente calculado aplicado sobre una cantidad no causal puede producir un cobro desproporcionado. A su vez, una cantidad causal aplicada a un precio que incorpora costos no eficientes, duplicados o ya recuperados mediante otros cargos tampoco garantiza un resultado adecuado.

La siguiente tabla resume las preguntas, fuentes, riesgos y solicitudes asociadas a cada componente:

Materia	Precio del CPG	Cantidad facturable	Condición conjunta
Pregunta regulatoria	¿Cuál es el costo eficiente por cada kW-mes de potencia?	¿Qué cantidad de kW guarda relación con la responsabilidad sistémica del Gran Cliente?	El pago debe resultar de un precio eficiente aplicado sobre una cantidad causal

Elementos de análisis	Portafolio, contratos, licitaciones, costo permitido y canales de recuperación	Medición, SMEC, hora máxima del CND, reserva y pérdidas	Memoria de cálculo integrada
Riesgo	Incorporar costos ineficientes, duplicados, no causales o ya recuperados	Facturar una demanda superior a la contribución efectiva a la máxima sistémica	Precio correcto sobre cantidad incorrecta, o viceversa
Solicitud	Derivar y publicar el costo eficiente y su recuperación	Conciliar máxima individual, demanda coincidente, reserva, pérdidas y cantidad final	Validar simultáneamente ambos componentes antes de aprobar el cargo

2. Fuente de datos, jerarquía y naturaleza de los datos

Para fundamentar los comentarios se realizan análisis que combinan la información procedente de pliegos tarifarios, modelos de cálculo, ajustes semestrales, bases contractuales, informes de contratación, proyecciones de demanda y reconstrucciones elaboradas a partir de la información oficial disponible.

Como regla general, se otorga prioridad a la información incluida directamente en los pliegos, modelos y ajustes semestrales sometidos a consulta. La base contractual actualizada y los informes públicos de contratación se utilizan para reconstruir la trayectoria del portafolio y contrastarla con los costos incorporados en el pliego. Las proyecciones del CND se emplean como referencias de demanda y no como sustitutos automáticos de las cantidades facturables. Las reconstrucciones y escenarios se utilizan cuando la información publicada no permite reproducir completamente el cálculo, identificando expresamente sus supuestos y limitaciones.

La siguiente tabla resume el orden de prioridad y el tratamiento aplicado:

Nivel	Fuente	Función dentro del análisis	Tratamiento
1	Pliego tarifario, modelo y ajuste semestral de ENSA	Identificar costos, cargos, premisas e ingresos incorporados en la propuesta sometida a consulta	Dato publicado o fórmula visible; fuente principal para evaluar la propuesta
2	Base de contratos de ETESA actualizada e informe público de contratación	Reconstruir potencia, precios, vigencias, entradas y terminaciones del portafolio	Información contractual utilizada para contrastar la trayectoria del pliego
3	Informes de evaluación de las LPI 02-24, 01-25 y 01-26	Incorporar adjudicaciones recientes que modifican el portafolio futuro	Contratos adjudicados integrados desde su fecha efectiva
4	Informe Indicativo de Demandas y adendas vigentes	Proporcionar información oficial del DMG, Grandes Clientes, energía, demanda y evolución esperada	Referencia de planeamiento; no equivale a demanda individual facturable
5	Reconstrucciones y proyecciones	Completar periodos o variables no publicadas de forma suficientemente abierta	Resultado estimado, con fórmula, supuestos y limitaciones expresas
6	Escenarios de CPG y recuperación	Comparar efectos de B/.12 y B/.16 y analizar sensibilidad	Ejercicio analítico; no equivale a facturación, liquidación ni decisión oficial

2.1 Documentos oficiales utilizados

- Consulta Pública No. 009-26 de ASEP.
- Pliego tarifario de ENSA.
- ENSA Informe explicativo del pliego propuesto.
- Modelo tarifario base Pliego ENSA.
- Documentos de soporte: balance de potencia, balance, curvas de carga y estimaciones.
- Ajuste Tarifario del segundo semestre de 2026.
- Consulta Pública No. 001-26 y Resolución AN No. 21656-Elec.
- Informe Indicativo de Demandas 2026-2046 y Adendas vigentes, para las variables que efectivamente procedan del CND.
- Expedientes y resultados oficiales de las LPI ETESA 02-24, 01-25 y 01-26.
- Informe de Contratación de ETESA.

3. Cadena de formación del costo y teoría de contratación eficiente

La tarifa final no se origina únicamente en el cálculo tarifario. Una parte importante del costo se determina previamente mediante las decisiones de planificación, diseño de las licitaciones, nivel de competencia y condiciones de los contratos adjudicados.

PLANIFICACIÓN → DISEÑO DE LICITACIÓN → COMPETENCIA → PRECIO DE CONTRATOS → COSTO DE GENERACIÓN → COSTO DE PÉRDIDAS → TARIFA FINAL

Una planificación tardía reduce el tiempo disponible para estructurar los procesos, limita la participación de nuevos proyectos y aumenta la dependencia de oferentes con capacidad inmediata, lo que puede incorporar una prima por urgencia. De igual forma, bloques sobredimensionados, garantías desproporcionadas, reglas poco previsibles o una asignación desequilibrada de riesgos pueden reducir la competencia y elevar los precios ofertados.

Por el contrario, procesos anticipados, productos divisibles, criterios transparentes, plazos suficientes y una distribución equilibrada de riesgos amplían el universo de participantes y reducen la incertidumbre incorporada en las ofertas. El efecto no termina en el precio contractual. Un mayor costo medio de abastecimiento también incrementa el valor económico de las pérdidas reconocidas:

$$\textit{Costo de pérdidas} = \textit{energía reconocida como pérdida} \times \textit{costo medio de abastecimiento}$$

Por ello, la revisión tarifaria no debe limitarse a verificar que los costos contractuales hayan sido trasladados correctamente al pliego. También debe considerar si esos costos provienen de procesos oportunos, competitivos y consistentes con las necesidades reales de cada distribuidora.

En el caso del CPG, el análisis del portafolio contractual constituye un insumo relevante, pero no determina por sí solo el cargo aplicable a los Grandes Clientes. Previamente debe conciliarse el costo contractual con el costo reconocido en el pliego, los distintos canales de recuperación y la responsabilidad causal del segmento.

De esta relación se deriva la conveniencia de una planificación vinculante, licitaciones anticipadas, evaluación de competencia efectiva, seguimiento de los contratos adjudicados y conciliación entre costos previstos, contratados, reconocidos y finalmente recuperados.

4. Implicaciones económicas de la contratación

Una licitación con precios elevados incrementa directamente el costo de generación incorporado en el pliego. Su efecto también se extiende al costo monetario de las pérdidas, porque la energía reconocida como pérdida debe ser adquirida al costo medio del abastecimiento.

La relación es económicamente relevante porque el resultado de la contratación no se agota en el precio pagado por la energía y la potencia. Cuando los procesos se realizan con poca anticipación, baja competencia, productos poco flexibles o una asignación desequilibrada de riesgos, las ofertas pueden incorporar primas por urgencia e incertidumbre. Esos mayores precios se trasladan al costo de generación y elevan, a su vez, el valor monetario de las pérdidas reconocidas en la tarifa.

Para dimensionar esta relación, se presenta una composición anual equivalente de los principales componentes de costo considerados en el diseño tarifario de ENSA para el periodo 2026-2030. El costo anual equivalente de referencia asciende aproximadamente a B/.1.009,79 millones, distribuido de la siguiente manera:

Componente	Monto anual equivalente	Participación
Generación	B/.664,30 millones	65,8%
Pérdidas de distribución	B/.62,83 millones	6,2%
Generación + pérdidas de distribución	**B/.727,13 millones**	**72,0%**
Transmisión	B/.59,04 millones	5,8%
Distribución y comercialización	B/.223,62 millones	22,1%

Componente	Monto anual equivalente	Participación
Total anual equivalente de referencia	**B/.1.009,79 millones**	**100,0%**

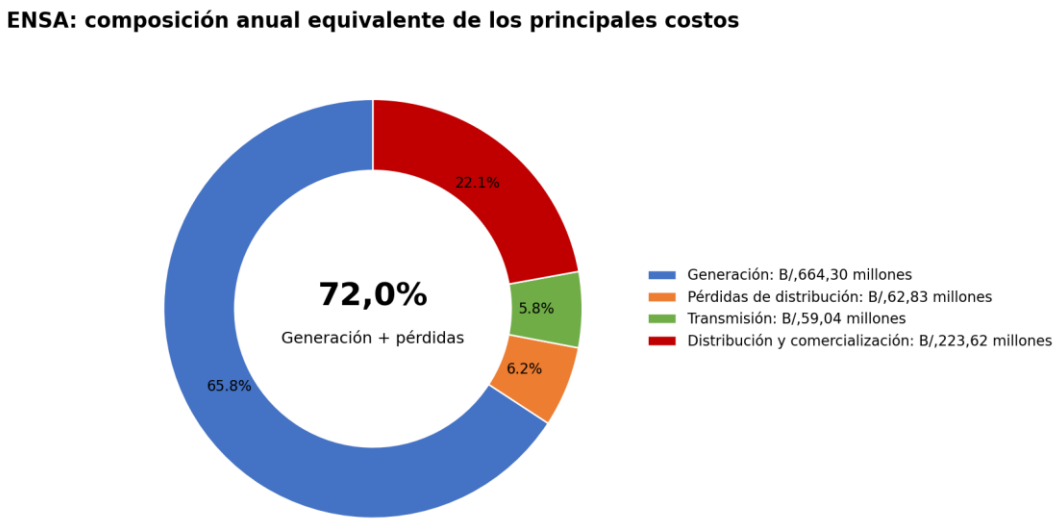

Figura 1. ENSA: composición anual equivalente de los principales costos considerados en el diseño tarifario, 2026-2030.

Fuente: Elaboración propia con base en la Memoria Explicativa de los Pliegos Tarifarios de ENSA 2026-2030, el Modelo tarifario base Pliego ENSA, el Ingreso Máximo Permitido aprobado para el periodo 2026-2030 y los costos de abastecimiento considerados en el diseño del pliego, documentos publicados por la ASEP en la Consulta Pública No. 009-26.

La generación representa por sí sola aproximadamente 65,8% del costo anual equivalente de referencia. Al incorporar las pérdidas de distribución, cuyo valor monetario está condicionado por el costo medio del abastecimiento, la exposición directa e indirecta asciende a aproximadamente 72,0%.

En consecuencia, cerca de tres cuartas partes del costo anual equivalente de referencia de ENSA están directa o indirectamente vinculadas al abastecimiento. Esta proporción confirma que las decisiones de planificación, diseño de licitaciones, competencia, adjudicación y administración del portafolio contractual tienen un efecto material sobre la tarifa final.

El impacto de una contratación costosa no se limita al precio pagado por energía y potencia. También incrementa el costo monetario de las pérdidas eficientes reconocidas, porque cada unidad de energía perdida debe valorizarse al costo correspondiente del abastecimiento. De manera inversa, una contratación más eficiente puede producir una reducción directa del costo de generación y una reducción indirecta del valor económico de las pérdidas.

Esta relación no implica que la reducción de pérdidas dependa exclusivamente de las licitaciones. La cantidad física de pérdidas responde principalmente a la planificación, inversión, operación y mantenimiento de la red. Sin embargo, el costo monetario asociado a esa cantidad física sí depende del precio al cual se adquiere la energía necesaria para compensarla.

4.1 Implicación para el Cargo por Potencia de Generación

El mismo razonamiento debe reflejarse en el Cargo por Potencia de Generación. Si las licitaciones se planifican con anticipación, atraen competencia efectiva, utilizan productos adecuados y reducen la incertidumbre para los oferentes, los precios adjudicados de potencia deberían disminuir respecto de procesos tardíos o poco competitivos.

En la medida en que esa mejora reduzca el costo eficiente de capacidad del portafolio y no sea compensada por mayores necesidades de cobertura, reserva u otros costos identificables, el CPG debe también disminuir o, como mínimo, evitar incrementos que no estén sustentados en una conciliación reproducible. No sería consistente que los precios eficientes de potencia resultantes de las nuevas contrataciones disminuyan mientras el CPG permanezca elevado sin explicar la demanda asignable, los demás canales de recuperación y las diferencias de perímetro.

La reducción del CPG no debe operar como un ajuste automático ante cualquier variación contractual. Debe sustentarse en una evaluación prospectiva del costo eficiente de potencia, la demanda facturable, la cobertura contractual, el SRLP y los ingresos recuperados mediante demanda y energía. Sin embargo, una reducción material y verificable del costo eficiente de capacidad debe trasladarse al cargo aplicable, preservando la causalidad, la neutralidad y la estabilidad regulatoria.

5. Evolución del costo de generación y relevancia para el periodo 2026–2030

La revisión histórica permite determinar si el costo de generación incorporado para el nuevo periodo mantiene una tendencia previa o representa un cambio relevante respecto de los periodos tarifarios anteriores. Para que la comparación sea consistente, los valores se presentan bajo un perímetro homologado de generación, excluyendo componentes que fueron incorporados de manera diferente en distintas ediciones del régimen tarifario.

La serie no representa la facturación anual efectivamente observada en todos los años. Cada valor corresponde al costo medio anual equivalente del respectivo periodo tarifario, expresado en millones de balboas, y se utiliza como referencia para comparar la evolución de largo plazo del abastecimiento de ENSA.

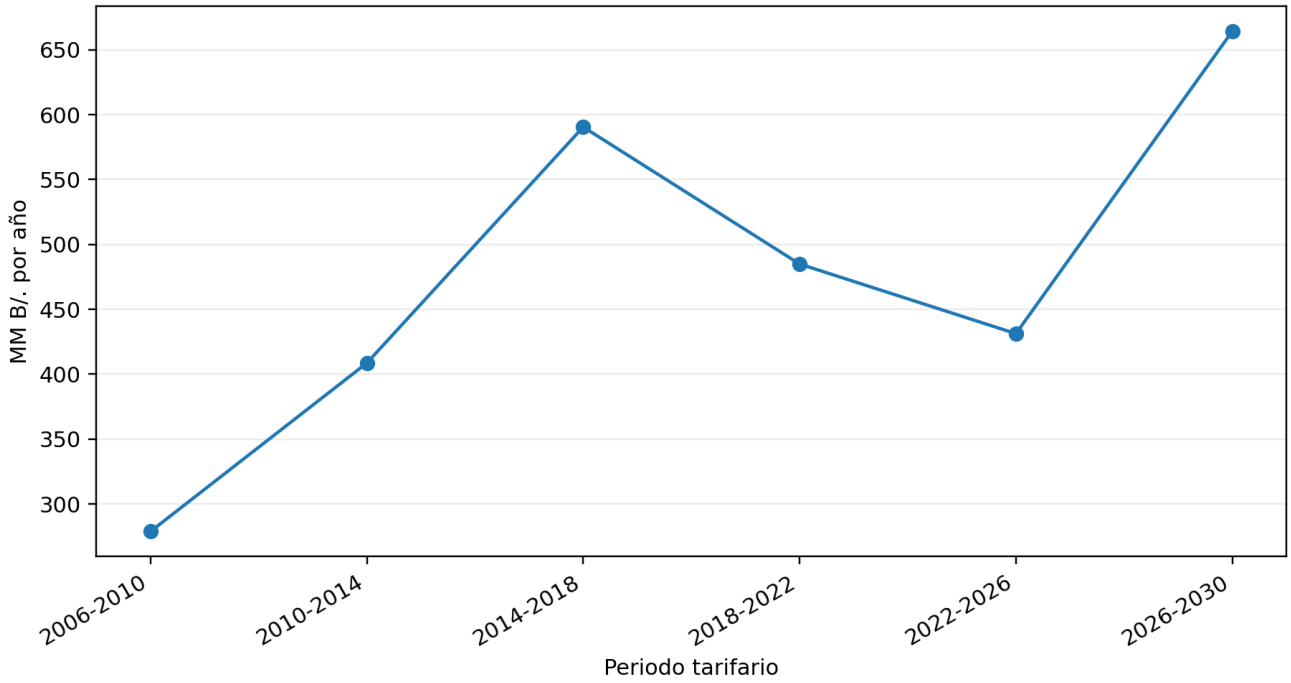

Figura 2. Costo medio anual homologado de generación por periodo tarifario.

Fuente: Elaboración propia con base en los IMP 2006-2010 a 2026-2030.

Periodo	ENSA (MM B/./año)	Variación
2006-2010	278,78	—
2010-2014	408,62	+46,6%
2014-2018	590,55	+44,5%
2018-2022	484,94	-17,9%
2022-2026	431,25	-11,1%
2026-2030	664,30	+54,0%

La trayectoria muestra tres etapas. Entre 2006–2010 y 2014–2018, el costo homologado aumentó de B/.278,78 millones a B/.590,55 millones anuales, lo que equivale a un crecimiento acumulado de aproximadamente 111,8%. Posteriormente, se registraron dos reducciones consecutivas: 17,9% en 2018–2022 y 11,1% en 2022–2026.

Para 2026–2030, la referencia asciende a B/.664,30 millones anuales, lo que representa un aumento de 54,0% respecto de 2022–2026 y el mayor nivel de la serie homologada. El cambio es material porque revierte las reducciones observadas durante los dos periodos anteriores y supera en aproximadamente B/.73,75 millones anuales el valor registrado en 2014–2018.

5.1 Lectura de la trayectoria de ENSA e implicación regulatoria

Con la consulta pública se debería publicar para ENSA una trayectoria contractual anual y mensual que permita separar volumen, precio, potencia, energía, mercado ocasional, vencimientos y sustituciones.

6. Composición del costo reconocido

La estructura muestra que el costo de generación constituye el componente dominante, con 65,8% del total. Esto significa que casi dos de cada tres balboas reconocidos en el costo integral están asociados al abastecimiento de energía y potencia. Por tanto, las decisiones de planificación, licitación, adjudicación y administración del portafolio contractual tienen una influencia directa y material sobre la tarifa final.

La distribución y comercialización representan el 22,1% del costo integral. Este componente responde principalmente a la operación, mantenimiento, administración, atención comercial, inversiones y remuneración de la red de distribución. Su mejora depende de eficiencia operativa, calidad del servicio, productividad, ejecución de inversiones y control de costos, y no directamente del resultado de las licitaciones de suministro.

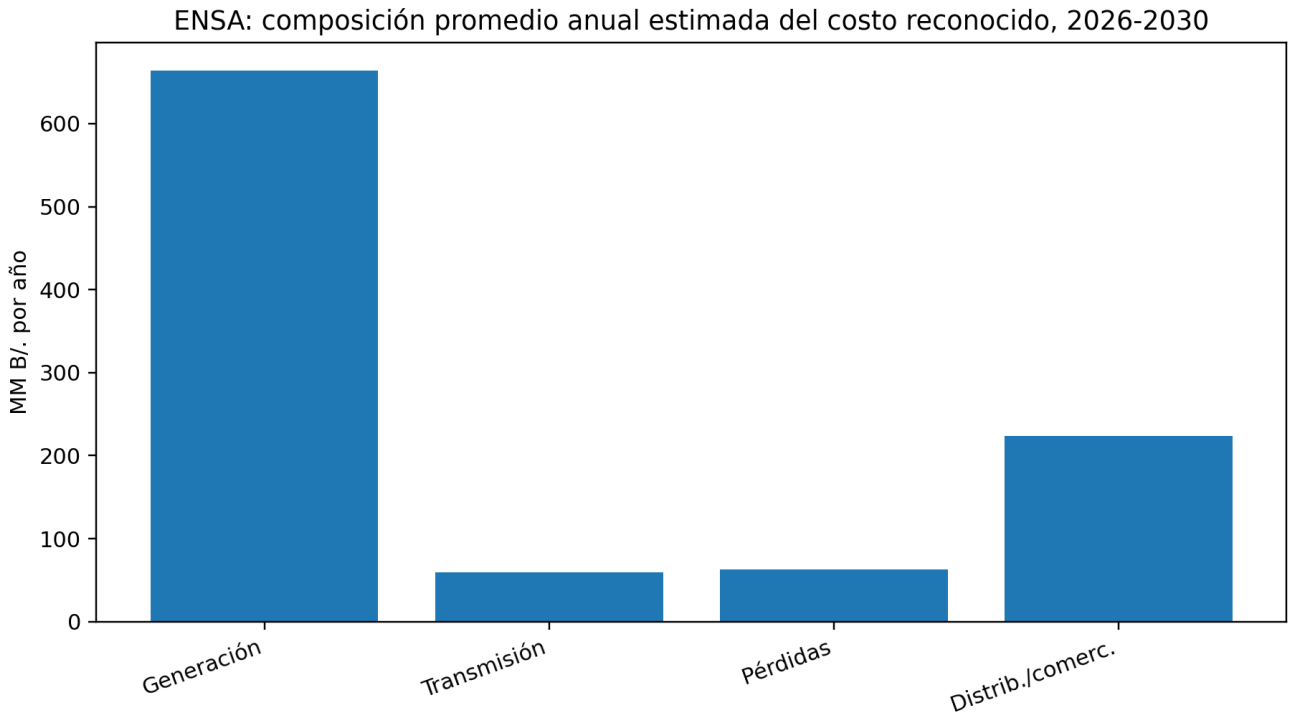

Figura 3. ENSA: composición promedio anual estimada del costo reconocido, 2026-2030.

Fuente: Elaboración propia con base en el IMP 2026-2030.

Componente	MM B/./año	Participación
Generación	664,30	65,8%
Transmisión	59,04	5,8%
Pérdidas de distribución	62,83	6,2%
Distribución/comercialización	223,62	22,1%
Total	**1.009,79**	**100,0%**

La composición global permite concluir que las mayores oportunidades de reducción tarifaria se concentran en los componentes de mayor peso:

1. Contratación eficiente de energía y potencia;
2. Reducción de pérdidas de distribución;
3. Eficiencia en distribución y comercialización.

Sin embargo, estas oportunidades requieren instrumentos distintos. Las licitaciones y la administración del portafolio actúan principalmente sobre generación; las inversiones y la gestión técnica actúan sobre las pérdidas; y la regulación de ingresos, calidad y productividad actúa sobre distribución y comercialización.

7. Portafolio actualizado de potencia de ENSA

La potencia promedio contratada representa la cantidad media de MW cubierta por los contratos vigentes durante cada año. Este indicador permite observar cómo cambia el volumen del portafolio por la entrada, permanencia o vencimiento de contratos.

El Costo Promedio Ponderado (CPP) del portafolio representa el precio medio de potencia de los contratos definidos como vigentes en el periodo. No corresponde a un promedio simple: los contratos con mayor cantidad de MW tienen un peso mayor en el resultado.

Por tanto, la figura permite leer simultáneamente:

- cuánto volumen de potencia mantiene contratado la distribuidora;
- y cuál es el precio medio ponderado de la potencia con precio identificable.

La trayectoria se obtiene del portafolio completo actualizado, que incorpora contratos históricos, contratos publicados en los informes de contratación de ETESA y adjudicaciones de las licitaciones recientes. La variación resulta del efecto conjunto de contratos que permanecen, terminan y entran en vigencia, y no se atribuye de manera aislada a un contrato específico.

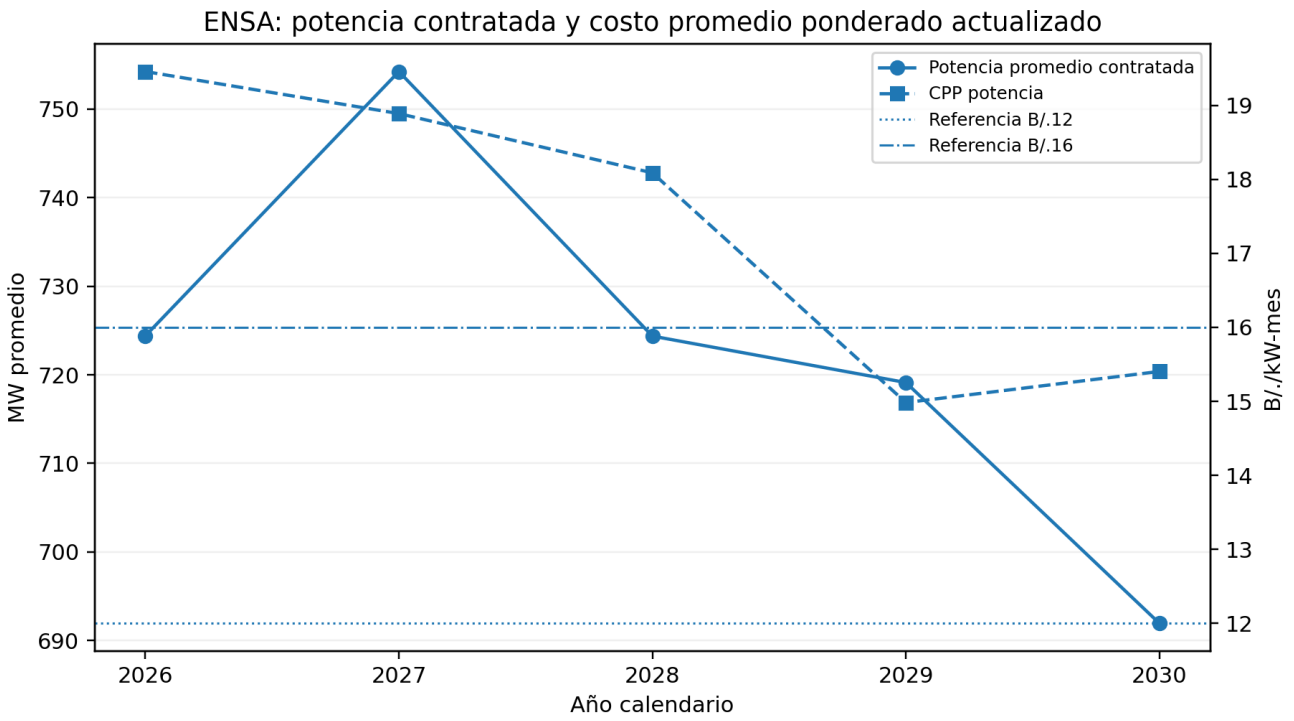

Figura 4. ENSA: potencia promedio contratada y costo promedio ponderado del portafolio actualizado.

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Contratación y de los expedientes, resultados y adjudicaciones oficiales publicados por ETESA, incluyendo las LPI ETESA 02-24, 01-25 y 01-26.

Año	Potencia promedio ENSA (MW)	CPP anual B/./kW-mes
2026	724,39	19,46
2027	754,24	18,89
2028	724,37	18,09
2029	719,12	14,98
2030	691,93	15,40

La trayectoria muestra una reducción del CPP entre 2026 y 2029 y un aumento moderado en 2030. La lectura correcta no es que un solo vencimiento produzca la reducción, sino que el costo ponderado resulta de la combinación de contratos que terminan, contratos que continúan y contratos adjudicados que entran en vigencia. El valor de 2029 incorpora de forma embebida la salida de contratos de alto costo y la entrada de nuevas adjudicaciones.

La potencia promedio también disminuye después de 2027, lo que exige conciliar cobertura contractual con la DMG y con cualquier necesidad de SRLP.

7.1 Incorporación de licitaciones recientes y limitaciones de información de precios

La base actualizada incorpora las adjudicaciones de las LPI 02-24, 01-25 y 01-26. Estas contrataciones modifican la potencia disponible y el costo medio del portafolio, por lo que el análisis prospectivo debe partir de la base completa. Estas incorporaciones fueron integradas en la base contractual actualizada y explican parte de la trayectoria descendente del CPP.

8. Costo de potencia: ajuste/pliego frente a base contractual actualizada

La revisión compara la trayectoria incluida en el ajuste semestral/pliego con la reconstrucción contractual actualizada. Esta última incorpora las entradas y salidas de contratos y las adjudicaciones recientes. La diferencia no constituye automáticamente un error del pliego: puede incluir otros costos de potencia, contratos sin precio visible, SRLP o premisas tarifarias adicionales. Sin embargo, debe ser explicada mediante una conciliación reproducible.

8.1 Obtención del costo de abastecimiento asociado a potencia

Para ENSA, el costo de abastecimiento asociado a potencia se obtuvo a partir de la información publicada en el ajuste semestral y en el pliego tarifario de la consulta pública.

Para el periodo julio–diciembre de 2026 se utilizaron directamente los costos mensuales de potencia contenidos en el archivo de ajuste semestral publicado por ASEP. Esta información permitió identificar, sin necesidad de estimación, el costo reconocido para cada uno de los seis meses iniciales del periodo tarifario.

Para enero de 2027–junio de 2030 no se encontró en los archivos publicados una serie mensual o anual de potencia con el mismo nivel de apertura. Por esta razón, los costos posteriores se reconstruyeron a partir de la información del pliego de ENSA, utilizando la participación del costo de potencia observada en el periodo con información separada y la trayectoria de costos prevista para los años siguientes.

Cuando fue necesario llevar los valores anuales a frecuencia mensual, se distribuyeron en proporción a la Demanda Máxima de Generación de cada mes, conservando el total correspondiente a cada año tarifario.

En consecuencia, la serie utilizada para ENSA combina:

- información mensual publicada para julio–diciembre de 2026; y
- valores reconstruidos con base en el pliego para los periodos posteriores.

Esta diferencia debe quedar expresamente identificada, porque la columna “Ajuste/pliego” no corresponde en su totalidad a una serie de potencia directamente publicada. La necesidad de reconstruir parte de la trayectoria evidencia que la consulta no presenta una apertura completa y reproducible del costo de potencia para los 48 meses.

La comparación con la base contractual actualizada permite entonces contrastar el costo de potencia derivado de los archivos de la consulta pública con el costo reconstruido contrato por contrato a partir de la información publicada por ETESA. Las diferencias resultantes deben interpretarse como partidas pendientes de conciliación y no, por sí solas, como una sobreestimación del pliego.

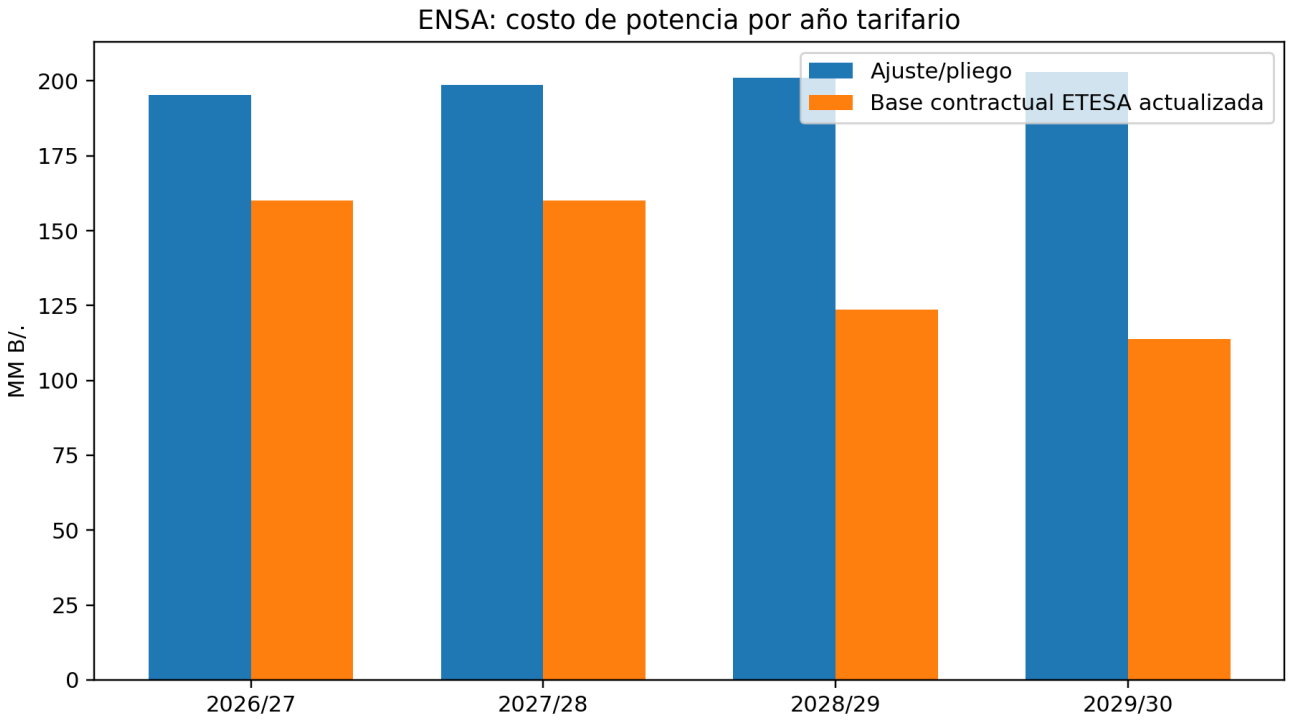

Figura 5. ENSA: costo anual de potencia del ajuste/pliego y de la base contractual actualizada.

Fuente: Elaboración propia con base en el ENSA Informe explicativo del pliego propuesto, el Modelo tarifario base Pliego ENSA y el Ajuste Tarifario del segundo semestre de 2026, publicados por ASEP en la Consulta Pública No. 009-26; y en la reconstrucción contractual elaborada a partir de información oficial publicada por ETESA.

Año tarifario	Ajuste/pliego MM B/.	Base contractual MM B/.	Diferencia MM B/.
2026/27	195,39	160,02	35,37
2027/28	198,73	160,02	38,70
2028/29	201,00	123,57	77,43
2029/30	202,87	113,90	88,98
Total 48 meses	**797,99**	**557,51**	**240,48**

La diferencia acumulada es B/.240,48 millones, equivalente a 43,1% del costo contractual reconstruido. La separación aumenta en los últimos años porque la trayectoria tarifaria estimada permanece ligada al costo base y a la energía proyectada, mientras la base contractual refleja vencimientos e incorporaciones del portafolio actualizado.

Esta divergencia no demuestra automáticamente que el pliego contenga un error. La trayectoria del pliego puede incorporar otros costos de potencia, indexaciones, contratos sin precio visible, SRLP, sustituciones o criterios tarifarios que no están identificados en la reconstrucción contractual. Precisamente por ello, debe publicarse una conciliación reproducible.

8.2 Costo permitido, costo real o proyectado y recuperación mediante energía

El modelo tarifario de ENSA distingue entre el costo de potencia incorporado en el abastecimiento y el monto recuperable mediante la aplicación del CPG. Para los clientes regulados, este último no se recauda únicamente mediante cargos por demanda: la política tarifaria establece que una parte se recupere a través de cargos por energía (CPOTGENE) y el resto mediante cargos por demanda (CPOTGEN). La Memoria Explicativa establece porcentajes de energización de 85% para baja y media tensión, 50% para alta tensión y 100% para las tarifas BTS y BTSH. Para los Grandes Clientes, el CPG se aplica directamente sobre la demanda facturable.

Adicionalmente, cuando el costo real o proyectado de potencia supera el monto asignado mediante el CPG, la diferencia forma parte de los costos de generación recuperados mediante los cargos de energía. Por ello, una comparación limitada al recaudo directo por demanda no refleja la recuperación total del costo de potencia.

Empresa	Período	Costo permitido (MM B/.)	Costo real/proyectado (MM B/.)	Diferencia (MM B/.)
ENSA	Base utilizada para el diseño tarifario	189,25	195,69	6,44

La conciliación que debe verificarse para ENSA es: costo total de potencia = recaudo regulado por demanda + recaudo regulado por energía + recaudo de Grandes Clientes por CPG + ajustes de cierre.

La principal limitación es que esta comparación se identifica de forma directa para el periodo base, pero no se presenta con la misma apertura para cada uno de los cuatro años tarifarios. Por ello, la solicitud a ASEP debe concentrarse en extender esta conciliación a los 48 meses, mostrando el costo permitido, el costo proyectado y cada canal de recuperación.

Esta apertura es necesaria porque la relación entre el costo permitido, el costo proyectado y los canales de recuperación puede cambiar durante el periodo tarifario. Una conciliación limitada al periodo base no permite verificar si el CPG continúa siendo suficiente, si aumenta la porción recuperada mediante energía o si se generan diferencias acumuladas en los años posteriores. Por ello, se recomienda presentar esta conciliación para los 48 meses del periodo 2026–2030.

9. Indicadores unitarios del costo de potencia

Con el propósito de comparar bajo una misma unidad el costo de potencia utilizado en el ajuste/pliego y el costo reconstruido a partir del portafolio contractual actualizado, se calculó un cargo teórico por año tarifario. El indicador resulta de dividir el costo anual de potencia entre la Demanda Máxima de Generación (DMG) media de ENSA y los doce meses del periodo.

Cargo teórico = Costo anual de potencia / (DMG media × 1.000 × 12)

Los resultados se presentan por año tarifario —julio a junio— porque corresponden a los periodos de reconocimiento de los costos. Esta apertura es distinta de la figura inicial del portafolio, presentada por año calendario, que muestra la potencia contratada y el costo promedio ponderado de los contratos vigentes.

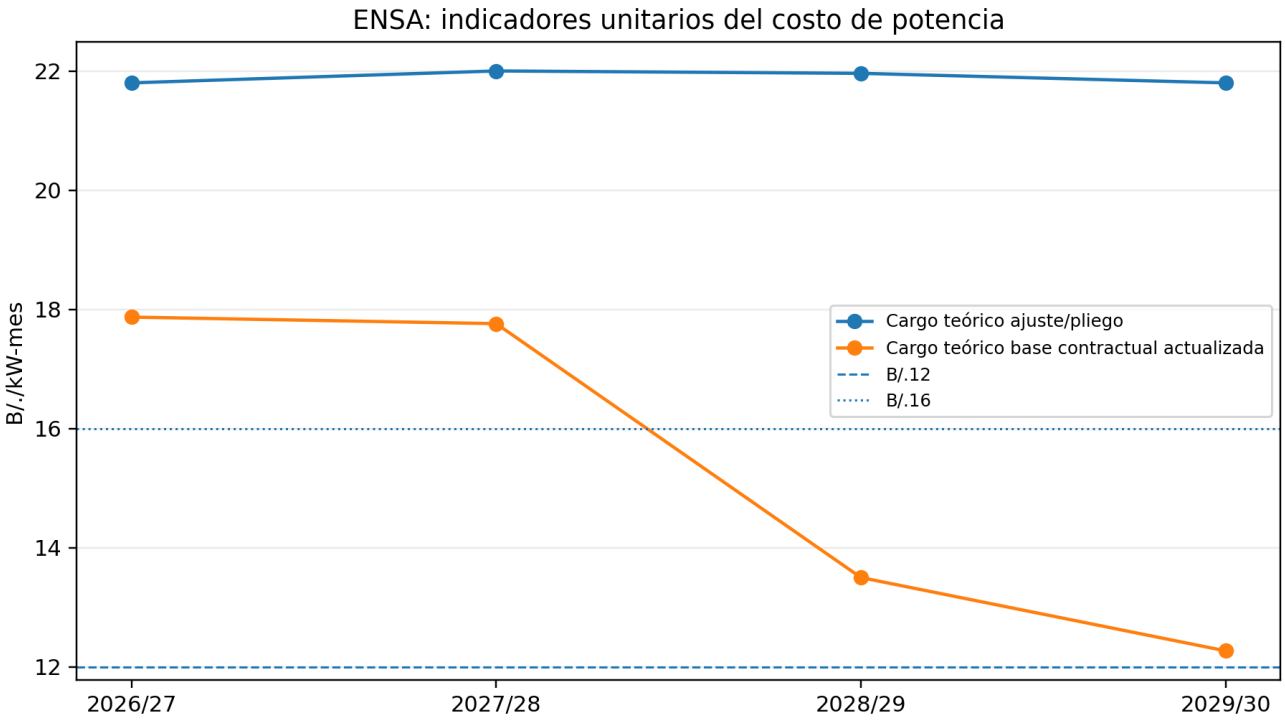

Figura 6. ENSA: indicadores unitarios del costo de potencia derivados del ajuste/pliego y de la reconstrucción contractual actualizada.

Fuente: Elaboración propia con base en el *Modelo tarifario base Pliego ENSA* y el ajuste semestral julio-diciembre de 2026 publicados por ASEP; la DMG mensual del *Informe Indicativo de Demandas 2026-2046* del CND y sus Adendas 1, 2 y 3; y la reconstrucción contractual elaborada a partir de información oficial publicada por ETESA.

Año tarifario	Cargo ajuste/pliego (B/./kW-mes)	Cargo contractual actualizado (B/./kW-mes)
2026/27	21,80	17,87
2027/28	22,00	17,76
2028/29	21,96	13,50
2029/30	21,80	12,27
Promedio 48 meses	**21,89**	**15,35**

Nota: El cargo teórico es un indicador unitario del costo global y no el CPG que debe cobrarse a cada Gran Cliente. Utiliza la DMG de ENSA como denominador común; no incorpora por sí solo la recuperación regulada, la cantidad facturable individual, la demanda coincidente ni otros canales tarifarios.

10. Recuperación del costo de potencia de clientes regulados y Grandes Clientes

10.1 Recuperación regulada

Para julio–diciembre de 2026, la recaudación regulada se obtiene de los formularios de ingresos de potencia del modelo tarifario de ENSA, excluyendo las categorías de Grandes Clientes. Para enero de 2027–junio de 2030, la recaudación se proyecta a partir de la estructura observada en 2026, aplicando un índice combinado de 85% de crecimiento de energía y 15% de crecimiento de demanda.

El costo utilizado combina el ajuste semestral para julio–diciembre de 2026 y una reconstrucción contractual desde enero de 2027. En consecuencia, tanto el costo como la recuperación posterior a 2026 deben identificarse como estimaciones sujetas a validación con la información contractual, comercial y tarifaria oficial.

La diferencia entre el costo contractual estimado y el recaudo regulado no representa la brecha final. Su función es mostrar la recuperación atribuible a los clientes regulados antes de incorporar el recaudo potencial de Grandes Clientes, los cargos de potencia recuperados mediante energía y los ajustes de cierre. La mejora de la cobertura a partir de 2028/29 responde principalmente a la reducción del costo contractual reconstruido, mientras la recaudación regulada estimada mantiene una trayectoria creciente. Por tanto, no debe interpretarse como una modificación observada en la facturación real de ENSA.

El costo base utilizado en esta sección corresponde a una serie construida específicamente para el análisis de recuperación y no coincide íntegramente con la trayectoria “ajuste/pliego” ni con la reconstrucción contractual presentadas separadamente en la sección 8. Para julio-diciembre de 2026 se utiliza la información observable del ajuste semestral y, para los periodos posteriores, se incorporan los costos reconstruidos con base en el portafolio contractual actualizado. En consecuencia, esta serie constituye un escenario analítico destinado a comparar costos e ingresos estimados y no una trayectoria oficial publicada por ENSA para los 48 meses.

Año tarifario	Costo base (MM B/.)	Recaudo regulado (MM B/.)	Diferencia antes de GC (MM B/.)	Cobertura regulada
2026/27	195,92	112,30	83,61	57,3%
2027/28	196,49	115,37	81,11	58,7%
2028/29	158,04	118,58	39,46	75,0%
2029/30	151,21	121,80	29,41	80,5%

10.2 Estimación del recaudo potencial de Grandes Clientes

Para ENSA se utilizan directamente los valores anuales de demanda de Grandes Clientes consignados en el pliego: 170,448 MW en 2026/27, 173,283 MW en 2027/28, 175,399 MW en 2028/29 y 177,150 MW en 2029/30. Los valores se identifican en el pliego o modelo tarifario de ENSA publicado en la Consulta Pública No. 009-26. No obstante, los archivos publicados no presentan una referencia consolidada que permita vincular directamente cada valor anual con una celda única, circunstancia que forma parte de la limitación de trazabilidad señalada en este informe.

Los valores representan una demanda media mensual aplicada de manera uniforme dentro de cada año tarifario. No constituyen demanda máxima individual facturada, liquidación oficial ni recaudo comercial observado.

Año tarifario	Demanda GC utilizada (MW)	Recaudo GC CPG 12 (MM B/.)	Recaudo GC CPG 16 (MM B/.)
2026/27	170,448	24,54	32,73
2027/28	173,283	24,95	33,27
2028/29	175,399	25,26	33,68
2029/30	177,150	25,51	34,01

10.3 Recuperación conjunta estimada

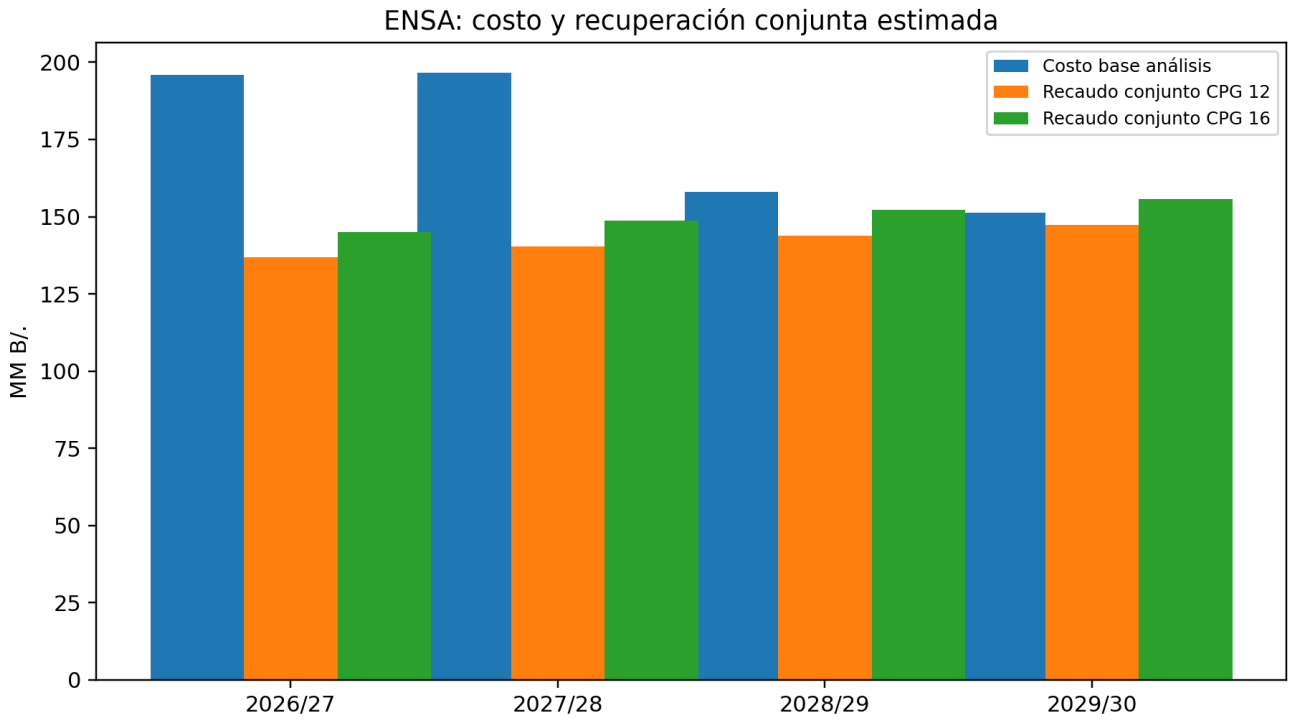

Figura 7. ENSA: costo base y recaudo conjunto estimado bajo CPG 12 y 16.

Fuente: Elaboración propia con base en los formularios de ingresos de potencia, el Modelo tarifario base Pliego ENSA, el ENSA Informe explicativo del pliego propuesto y el ajuste semestral julio-diciembre de 2026 publicados por ASEP; la demanda de Grandes Clientes consignada en el pliego de ENSA; y la reconstrucción contractual elaborada a partir de información oficial publicada por ETESA. Los recaudos presentados son estimaciones y no liquidaciones oficiales.

Año	Costo	Total CPG12	Cobertura12	Total CPG16	Cobertura16
2026/27	195,92	136,85	69,8%	145,03	74,0%
2027/28	196,49	140,33	71,4%	148,64	75,7%
2028/29	158,04	143,84	91,0%	152,26	96,3%
2029/30	151,21	147,31	97,4%	155,81	103,0%

La cobertura superior a 100% en 2029/30 bajo CPG 16 es un indicio del escenario integrado, no una conclusión definitiva de sobre-recuperación. Debe conciliarse con la base contractual actualizada y con cualquier recuperación del costo de potencia incorporada en cargos de energía.

10.4 Interpretación regulatoria

La base contractual actualizada muestra que el CPP disminuye desde B/.19,46/kW-mes en 2026 hasta B/.14,98/kW-mes en 2029 y aumenta moderadamente a B/.15,40/kW-mes en 2030, mientras el indicador del ajuste o pliego permanece cercano a B/.22/kW-mes. Esta divergencia exige conciliar el costo económico del portafolio, la recuperación regulada y la cantidad facturable de Grandes Clientes. Las variaciones anuales no justifican una revisión del CPG durante el periodo, sino que evidencian la necesidad de que su determinación inicial sea prospectiva, robusta y representativa de los cuatro años tarifarios. La decisión no debe limitarse a escoger entre B/.12 y B/.16, sino a demostrar qué valor permite recuperar eficientemente el costo atribuible durante todo el horizonte regulatorio.

11. Demanda Contratada, SRLP y base exclusiva de Grandes Clientes

La variable “Demanda Contratada + SRLP” representa la obligación total de cobertura de ENSA para clientes regulados y Grandes Clientes. No constituye demanda exclusiva de Grandes Clientes y no debe utilizarse directamente para aplicar el CPG.

SRLP = máximo (demanda requerida - potencia contratada, 0)

Cuando la distribuidora se encuentra sobrecontratada, el SRLP debe ser cero. Esta regla evita atribuir a Grandes Clientes la totalidad de la cobertura del distribuidor.

La comparación entre potencia contratada y demanda requerida debe efectuarse mensualmente y por distribuidora. Mientras no se publique esa conciliación, no corresponde atribuir a los Grandes Clientes el faltante total de cobertura ni cuantificar automáticamente un SRLP asociado a dicho segmento. Cuando la potencia contratada sea inferior a la demanda requerida, el faltante deberá conciliarse con las subastas de SRLP, las licitaciones y los demás mecanismos de cobertura. Cuando la distribuidora se encuentre sobrecontratada, el SRLP será igual a cero.

En consecuencia, los resultados presentados constituyen ejercicios analíticos sujetos a la conciliación mensual entre demanda requerida, potencia contratada y SRLP. El resultado de las subastas de SRLP, de las licitaciones y de los demás mecanismos de cobertura podrá modificar los faltantes estimados cuando corresponda.

12. Cantidad facturable: máxima individual y demanda coincidente

12.1 Asignación causal

Una asignación causal relaciona el cargo con la contribución efectiva del Gran Cliente a la máxima demanda del sistema que determina la necesidad de capacidad de generación. La máxima individual puede ocurrir en otra hora y exceder la contribución real del cliente al requerimiento sistémico.

La máxima individual puede ser apropiada para dimensionar la red de distribución, que debe atender al cliente en cualquier momento. Para el CPG se propone evaluar la demanda del Gran Cliente coincidente con la máxima del sistema determinada por el CND. Esta señal también incentiva a desplazar el consumo fuera de la hora crítica.

12.2 Reserva y pérdidas

La memoria debe mostrar una sola cadena: demanda coincidente de base → reserva de confiabilidad → pérdidas de transmisión → cantidad final facturable → CPG → recaudo. La ausencia de esta conciliación impide verificar que cada componente se incorpore una sola vez. No se afirma doble conteo sin evidencia; se solicita la información necesaria para comprobarlo.

12.3 Ejemplo ilustrativo

Si un cliente registra una máxima individual de 5.000 kW, pero aporta 3.500 kW en la hora de máxima del sistema, aplicar B/.16/kW-mes sobre la máxima individual produce B/.24.000 mensuales adicionales respecto de la base coincidente, equivalentes a B/.288.000 anuales. Este ejemplo es ilustrativo; el cálculo real requiere la curva SMEC y la hora máxima oficial del CND.

13. Impacto sobre Grandes Clientes, actividad productiva y contratos

El incremento de B/.4 por kW facturable al mes equivale a un aumento de 33,33% del recaudo del CPG, manteniendo constante la demanda. El impacto real depende de la cantidad finalmente facturada.

Por tratarse de un costo recurrente, puede reducir recursos disponibles para mantenimiento, reposición, eficiencia energética, ampliaciones y capital de trabajo. En actividades intensivas en electricidad puede influir en producción, precios y competitividad. No se afirma que produzca automáticamente una reducción de empleo; se reconoce que una presión sostenida puede limitar nuevas contrataciones, turnos y compras a proveedores.

14. Seguridad jurídica, transición y revisión del mercado de potencia

14.1 Contratos vigentes y transición

Los Grandes Clientes negocian el precio de la energía considerando el costo total esperado de suministro. Un aumento relevante del CPG puede reducir el ahorro utilizado para justificar contratos vigentes. Se recomienda evaluar el mantenimiento temporal del cargo actual, una aplicación gradual, escalonamiento anual o aplicación del nuevo valor a renovaciones, prórrogas y nuevos contratos. La transición no constituye exoneración permanente; preserva previsibilidad mientras se determina el cargo eficiente.

14.2 Apertura futura del mercado de potencia

En un proceso regulatorio separado, la ASEP podría evaluar una apertura gradual de la contratación de potencia para Grandes Clientes, preservando cobertura, reserva, pérdidas, medición, liquidación, firmeza y responsabilidad por desvíos. Esta revisión no sustituye la decisión inmediata sobre el CPG.

15. Transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas

La información utilizada en la determinación tarifaria debe publicarse con un nivel de detalle que permita reproducir los cálculos. Para cada variable agregada debe identificarse el archivo, la versión, la hoja, la celda o rango, la fórmula aplicada, la unidad de medida y la fuente correspondiente.

También debe publicarse una matriz mensual de contratos que permita conciliar el costo contractual reconstruido con el costo utilizado en el ajuste o pliego y con el costo finalmente reconocido. Los contratos sin precio de potencia visible deben identificarse expresamente, indicando su tratamiento dentro del costo promedio ponderado y del modelo tarifario.

La información de demanda debe presentarse de forma desagregada y consistente, diferenciando demanda regulada, demanda de Grandes Clientes, energía, demanda máxima individual, demanda máxima coincidente, reserva, pérdidas, DMG y demanda facturable.

Asimismo, debe mostrarse la evolución entre lo previsto, lo adjudicado y lo efectivamente realizado, incluyendo desviaciones, atrasos, sustituciones y su impacto económico.

Finalmente, la rendición de cuentas de los procesos de contratación debe incluir el número de oferentes, el nivel de concentración, los precios de referencia, la cobertura obtenida y los resultados alcanzados en cada licitación.

16. Comentarios regulatorios

La revisión del ajuste semestral, el pliego tarifario, la base contractual actualizada y los informes de licitación muestran que la propuesta del CPG debe sustentarse en una conciliación completa entre el portafolio contractual, el costo de potencia reconocido, la demanda utilizada como base y los distintos canales de recuperación tarifaria. La información disponible permite identificar diferencias relevantes, pero no reproducir íntegramente la cadena costo–demanda–recaudo.

16.1 Conciliación del portafolio contractual y del costo reconocido

La comparación entre el ajuste o pliego y la reconstrucción contrato por contrato arroja una diferencia acumulada de aproximadamente B/.240,48 millones durante el periodo analizado. Esta diferencia no demuestra por sí sola que exista un

error o sobrecosto, porque pueden intervenir contratos sin precio de potencia visible, indexaciones, SRLP, ajustes y otros componentes no identificables en la información pública.

No obstante, mientras esos conceptos no se abran, no es posible verificar si el costo reconocido corresponde al portafolio vigente ni evaluar plenamente su eficiencia. ASEP debe publicar una tabla puente mensual, semestral y anual que relacione los contratos, MW, precios, vigencias, indexaciones, otros costos y ajustes con el valor finalmente incorporado al pliego.

16.2 Incorporación de las licitaciones recientes

La trayectoria futura del costo de ENSA debe incorporar el efecto conjunto de las entradas, salidas y vencimientos contractuales, incluyendo las adjudicaciones de las LPI 02-24, LPI 01-25 y LPI 01-26. No resulta adecuado proyectar el costo base sin demostrar cómo estas contrataciones modifican la cobertura y el costo promedio del portafolio.

La base contractual actualizada muestra una reducción del costo promedio ponderado de potencia desde B/.19,46/kW-mes en 2026 hasta B/.14,98/kW-mes en 2029, con un ligero aumento a B/.15,40/kW-mes en 2030. Esta evolución evidencia que la determinación cuatrienal del CPG debe incorporar desde el inicio la trayectoria completa del portafolio, incluyendo las entradas, salidas y vencimientos previstos durante los cuatro años. La existencia de variaciones anuales no implica que el cargo deba revisarse dentro del periodo, sino que su cálculo inicial debe representar adecuadamente el costo esperado del horizonte tarifario completo.

ASEP debe mostrar, para cada licitación, el efecto sobre la potencia contratada, el costo promedio ponderado y el costo anual de ENSA, manteniendo identificados los contratos cuyo precio de potencia no sea público.

16.3 Recuperación integral del costo de potencia

El recaudo directo asociado al CPG no representa necesariamente la recuperación total del costo de potencia. La recuperación puede distribuirse entre cargos por demanda, cargos incorporados en energía, pagos de Grandes Clientes y ajustes de cierre.

Bajo el escenario estimado con un CPG de B/.16/kW-mes, la cobertura integrada alcanza aproximadamente 103,0% en 2029/30. Este resultado no debe interpretarse como un excedente definitivo, porque depende de la estimación del recaudo regulado, la demanda facturable de Grandes Clientes y la posible recuperación adicional mediante cargos de energía.

La suficiencia del CPG debe evaluarse sobre una conciliación única de todos los ingresos asociados al costo de potencia. Hasta que esa conciliación sea publicada, los resultados deben presentarse como indicios de cobertura y no como déficit o excedentes concluyentes.

16.4 Base de demanda aplicable al CPG

La demanda máxima individual de un Gran Cliente puede ocurrir fuera de la hora de máxima demanda del sistema y, por tanto, no necesariamente refleja su contribución al requerimiento que origina el costo de potencia.

El aumento de B/.12 a B/.16/kW-mes representa B/.4 adicionales por cada kW facturable al mes. Para 1.000 kW, el impacto asciende a B/.48.000 anuales. La selección de la cantidad facturable resulta, por ello, tan relevante como el valor unitario del cargo.

ASEP debe evaluar técnicamente el uso de la demanda coincidente para el CPG, manteniendo la demanda máxima individual para los cargos de red cuando corresponda. La evaluación debe apoyarse en curvas SMEC, la hora máxima oficial y una metodología pública de coincidencia.

16.5 Transición y estabilidad durante el periodo tarifario

Un aumento inmediato del CPG modifica las condiciones económicas de contratos celebrados bajo una estructura tarifaria distinta. Esto puede reducir los ahorros esperados de los Grandes Clientes, afectar decisiones de inversión y disminuir la previsibilidad contractual.

La determinación del nuevo cargo debe incorporar, desde su aprobación, una regla de transición clara para los contratos existentes. Una vez iniciado el periodo tarifario, el CPG debe mantener estabilidad durante los cuatro años de vigencia. El seguimiento de los costos, la demanda, el portafolio y la recuperación tendrá fines de transparencia, rendición de cuentas y preparación de la siguiente revisión tarifaria, y no deberá interpretarse como una revisión semestral o anual del cargo.

16.6 Contratación eficiente y rendición de cuentas

El costo reconocido en la tarifa depende de la oportunidad, el diseño y la ejecución de las licitaciones. Los contratos recientes presentan precios de potencia inferiores a varios contratos históricos, pero su efecto final depende del producto contratado, la cobertura obtenida, los atrasos y el costo de sustitución.

La política de contratación debe incorporar planificación vinculante, procesos anticipados, productos que faciliten competencia y una evaluación posterior de resultados. ASEP debe publicar el número de oferentes, el grado de concentración, los precios de referencia, la cobertura prevista y adjudicada, las desviaciones de ejecución y el impacto final sobre el costo de ENSA.

17. Conclusiones

La contratación influye directa e indirectamente sobre aproximadamente el 72,0% del costo integral de ENSA, al considerar conjuntamente los costos de generación y las pérdidas. Por ello, la oportunidad, el diseño y el resultado de las licitaciones tienen un efecto determinante sobre la tarifa final.

La referencia histórica del periodo 2026-2030 debe conciliarse con la trayectoria contractual proyectada. Aunque permite observar la evolución general del costo reconocido, no constituye por sí sola una apertura suficiente del portafolio ni permite identificar el efecto de cada contrato sobre el costo total.

La base contractual actualizada incorpora los contratos publicados por ETESA y las adjudicaciones de las LPI 02-24, LPI 01-25 y LPI 01-26. En consecuencia, la evolución del costo promedio ponderado de potencia refleja de manera conjunta las entradas, salidas, vencimientos y precios de los distintos contratos.

El CPP anual de ENSA disminuye hasta 2029 y presenta un aumento moderado en 2030. Esta variación no debe atribuirse a un solo contrato, sino al efecto combinado del portafolio vigente en cada periodo.

La diferencia acumulada de B/.240,48 millones entre el ajuste o pliego y la base contractual actualizada requiere una explicación expresa. Para ello, debe publicarse una conciliación que identifique contratos sin precio visible, indexaciones, SRLP, otros costos de potencia, ajustes y diferencias de perímetro.

Los escenarios de recuperación disponibles no permiten concluir, por sí solos, que exista sobre-recuperación o sub-recuperación total. La evaluación debe incorporar los cargos por demanda, los cargos de potencia recuperados mediante energía, los pagos de Grandes Clientes y los demás mecanismos de cierre del modelo tarifario.

La variable “Demanda Contratada + SRLP” representa la obligación total de cobertura de la distribuidora y no una demanda exclusiva de los Grandes Clientes. Su utilización debe mantenerse diferenciada de la demanda facturable de ese segmento.

La demanda máxima individual y la demanda coincidente también deben distinguirse de acuerdo con la causalidad del cargo. La primera puede ser relevante para determinados cargos de red, mientras que la segunda merece evaluación cuando el costo se origina en la contribución del cliente a la máxima del sistema.

Finalmente, la determinación del CPG requiere un análisis prospectivo que considere la evolución del portafolio, la demanda, los canales de recuperación y los riesgos previsibles durante los cuatro años del periodo tarifario. La metodología debe ser suficientemente robusta para sustentar un cargo estable durante su vigencia, acompañada de una transición ordenada para los contratos existentes y de mecanismos claros de seguimiento y rendición de cuentas orientados a la siguiente revisión cuatrienal.

18. Solicitudes para consideración de la ASEP en Consulta Pública 009-26 — ENSA

1. Publicar una memoria contractual y tarifaria reproducible del CPG, con identificación del archivo, versión, hoja, celda o rango, fórmula, unidad y fuente de cada variable utilizada en la determinación del costo, la demanda y la recuperación.
2. Publicar la matriz contractual mensual completa de ENSA y conciliarla con el costo utilizado en el ajuste o pliego, identificando por contrato la potencia, el precio, el producto, la vigencia, la indexación y el costo mensual reconocido.
3. Identificar expresamente los contratos incorporados mediante los informes de contratación de ETESA y las LPI 02-24, LPI 01-25 y LPI 01-26, mostrando su efecto individual y agregado sobre los MW contratados, el costo promedio ponderado y el costo anual de potencia.
4. Explicar la diferencia acumulada entre la trayectoria del ajuste o pliego y la base contractual actualizada, mediante una tabla puente que incluya contratos sin precio visible, indexaciones, SRLP, otros costos de potencia, ajustes y diferencias de perímetro.
5. Publicar el porcentaje de potencia contratada con precio identificable y explicar el tratamiento aplicado a los contratos cuyo precio de potencia no se encuentre disponible, tanto en el cálculo del CPP como en el costo reconocido.
6. Presentar una conciliación integral de la recuperación del costo de potencia, diferenciando costo contractual, costo reconocido, recaudo de clientes regulados, recaudo de Grandes Clientes, recuperación mediante cargos de energía y ajustes de cierre.
7. Aclarar que “Demanda Contratada + SRLP” representa la obligación total de cobertura de la distribuidora y no puede utilizarse como base exclusiva para estimar la demanda facturable de los Grandes Clientes.
8. Evaluar la demanda coincidente con la máxima del sistema como posible base causal del CPG, manteniendo separados los criterios aplicables a los cargos de red y evitando duplicar reserva, pérdidas u otros ajustes en la cantidad final facturable.
9. Determinar prospectivamente el CPG de ENSA para los cuatro años del periodo tarifario, incorporando la trayectoria esperada del portafolio contractual, la demanda, los costos de potencia y todos los canales de recuperación. El cargo aprobado deberá mantener estabilidad durante el periodo julio de 2026 a junio de 2030. ASEP deberá publicar el seguimiento de los supuestos y resultados con fines de transparencia, rendición de cuentas y preparación de la siguiente revisión tarifaria, sin efectuar modificaciones semestrales o anuales del cargo vigente.
10. Exigir planificación vinculante y rendición de cuentas en la contratación, incluyendo licitaciones anticipadas, cronograma de ejecución, seguimiento de proyectos y comparación entre lo previsto, adjudicado y realizado, con explicación de desviaciones, atrasos y costos de sustitución.
11. Analizar en un proceso regulatorio separado la apertura competitiva del mercado de potencia para Grandes Clientes, preservando las obligaciones de cobertura, confiabilidad, reserva, pérdidas, medición y liquidación.