

4 de agosto de 2026

Licenciada

Zelmar Rodríguez Crespo

Administradora General

Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP)

E. S. D.

Asunto: Consulta Pública 008-026-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 METRO-OESTE, S.A. (EDEMET) Y EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) para el período del 2026 al 2030”.

Estimada Lic. Rodríguez:

Respecto a la consulta en asunto, de manera oportuna y formal queremos remitir nuestros comentarios al respecto.

Comentario general:

No ha habido una divulgación en los medios tal y como amerita esta Consulta Pública tan trascendental en el mercado especialmente para los consumidores y clientes finales en vista de que dicha propuesta, una vez aprobada, implica aumentos considerables en los costos para los grandes clientes y clientes regulados.

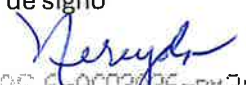
Comentarios específicos:

J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES:

iii. El valor del CPG se ha establecido por parte de la ASEP en un monto de 16.00 B/.kW/mes para el periodo tarifario 2026-2030 aplicable a todos los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista actuales, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario. En cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP establecerá el valor del CPG.

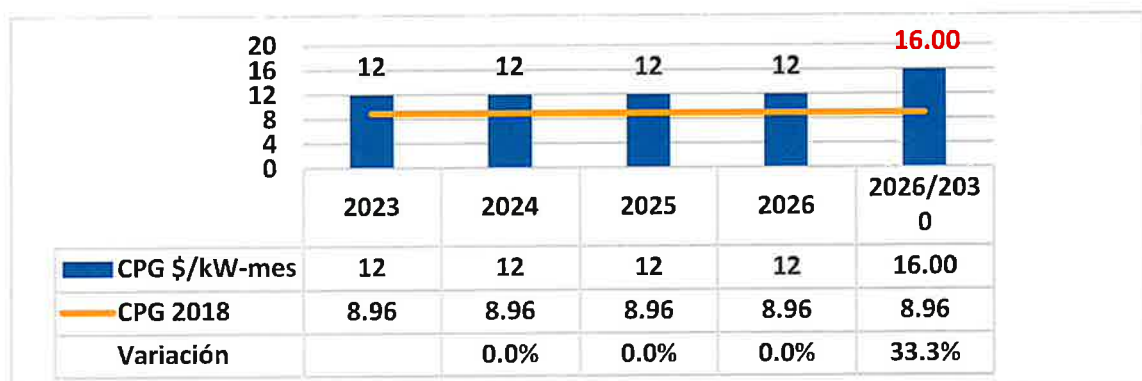
Solicitud de aclaración a la ASEP

- Publicar una memoria separada para cada distribuidora: abrir costo contractual, costo permitido, costo real o proyectado, recuperación por demanda, recuperación por energía, recaudo regulado, recaudo de Grandes Clientes y ajustes.
- Explicar las diferencias entre pliego y portafolio: en EDEMET, justificar la divergencia creciente de los últimos años; en EDECHI, explicar por qué la relación cambia de signo durante el período.


DNEPAG 6 AGO2026-PH2:46

- Publicar la demanda de Grandes Clientes y su trazabilidad: identificar energía, factor de carga, demanda máxima, demanda coincidente y cantidad facturable, incluyendo sensibilidad específica para EDECHI.
- Aplicar una metodología diferenciada: evitar un mismo tratamiento para EDEMET y EDECHI, considerando la mayor escala de EDEMET y la sensibilidad de EDECHI a bloques contractuales pequeños.
- Definir correctamente la cantidad facturable: evaluar la demanda coincidente con la máxima del sistema para el CPG, separándola de la demanda máxima individual usada para cargos de red y evitando duplicar reserva o pérdidas.
- Determinar un CPG cuatrienal robusto y estable: incorporar desde el inicio las trayectorias de costos, portafolios, demanda y recuperación de cada empresa, sin revisiones semestrales o anuales durante su vigencia.

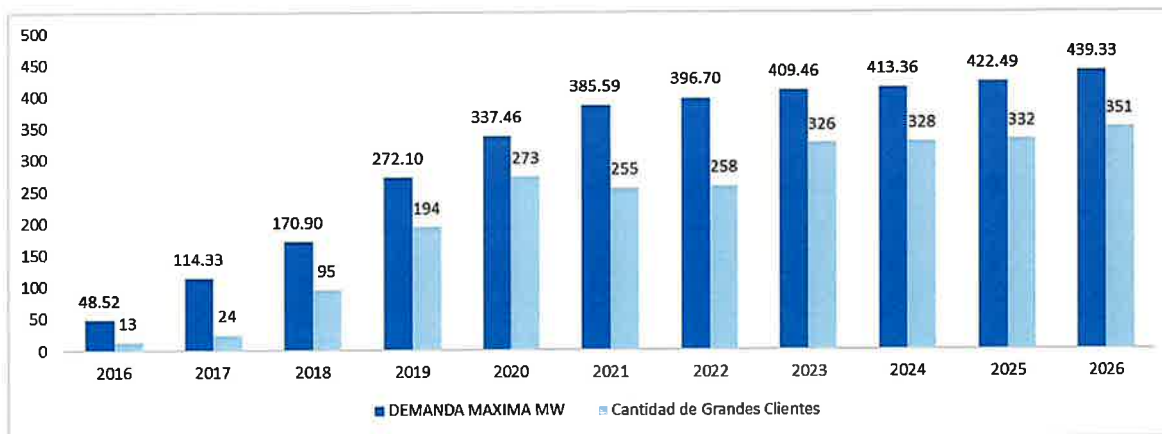
Consecuencias de elevar el costo del CPG para los Grandes Clientes



Gráfica: EVOLUCION DEL COSTO DE CPG.

El CPG propuesto por la ASEP representa un incremento al costo actual de uso de red el cual se paga a tarifa regulada a la distribuidora, **afectando negativamente la oportunidad de ahorro de los Grandes Clientes obtenida a través de la firma de contratos con las empresas generadoras.**

Consecuentemente, se pierde el equilibrio contractual pudiendo dar por terminado anticipadamente relaciones comerciales donde ambas partes, Gran Cliente y Generador, han apostado a este mercado. A su vez, genera un ambiente de incertidumbre sobre renegociaciones o renovaciones de contratos en curso, ya que la proyección de costos en el rubro electricidad para los próximos 4 años de vigencia de este pliego puede incrementarse.



Gráfica 2: Cantidad y Demanda Máxima de Grandes Clientes.

La cantidad de Grandes Clientes como la Demanda máxima consumida por éstos, ha demostrado un crecimiento sostenido desde el 2022, lo cual indica que los Grandes clientes han aportado positivamente, a través de los años, a la economía del país. Elevar el costo de la electricidad en estos momentos en donde el sector productivo busca aumentar su competitividad y propiciar en el país un ambiente atrayente de inversión, puede causar efectos adversos como desistimiento de ejecutar proyectos de expansión, cierres de localidades en operación comercial, reducción de planilla, aumentando la percepción en el país de recesión económica y elevando las cifras de desempleo.

Como parte de las oportunidades disponibles para que este mercado de grandes clientes consumidores de energía siga contribuyendo al desarrollo económico del país, solicitamos a la ASEP lo siguiente:

1. Solicitud de evaluación a propuesta de retorno gradual a la posibilidad de compra directa de potencia por parte de los Grandes Clientes a los generadores.
2. Dar acceso a los grandes clientes al costo de la oferta de potencia disponible según las últimas licitaciones. Generalmente estos precios de potencia son ofertados por plantas que ya han superado los costos de inversión y financiamiento.

Para el Renglón No.2-Solo Potencia:

No. Oferta	Empresa	Contrato	Precio Potencia (USD/MW-Mes)	Potencia Media Adjudicada (MW)	Periodos de Potencia Adjudicada
2	GENERADORA DEL ISTMO, S.A.	SP	6.499	11.30	19
6	CALDERA ENERGY CORP. - 2	SP	5.748	0.90	20
14	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	SP	3.266	45.90	60
16	HIDROECOLOGICA DEL TERIBE, S.A. - 2	SP	4.940	11.30	23
20	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	SP	5.530	4.40	19
22	FOUNTAIN HYDRO POWER, CORP.	SP	4.478	15.70	22
29	GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.- 1	SP	3.780	20	24
30	GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.- 2	SP	3.016	104.40	50
38	HIDRO PANAMA, S.A. - 1	SP	5.935	0.70	19

Resolución de adjudicación de la LPI ETESA 02-24

Para el Renglón No.1 – Potencia Firme con Energía Asociada:

No. Oferta	Empresa	Contrato	Precio Potencia (USD/kW-Mes)	Precio de Energía (USD/MWh)	Potencia Media Adjudicada (MW)	Períodos de Potencia Adjudicada	Períodos de Energía Adjudicada
2	PANAM GENERATING	OC	7.50	58.06	139	144	144
3	PEDREGAL POWER	OC	7.50	42.77	46	144	144

Para el Renglón No.2 – Potencia Firme:

No. Oferta	Empresa	Contrato	Precio Potencia (USD/kW-Mes)	Potencia Media Adjudicada (MW)	Períodos de Potencia Adjudicada
2	CALDERA ENERGY CORP.	SP	5.30	2.7	30
5	HYDRO CAISAN	SP	3.24	4.4	82
6	SALTOS DE FRANCOLI	SP	4.42	4.1	54
9	DESARROLLO HIDROELECTRICO	SP	4.21	1.6	54
14	HIDROELECTRICA BAJOS DEL TOTUMA	SP	2.82	1.9	96
15	HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE, S.A	SP	3.04	20.0	96
18	LAS PERLAS NORTE	SP	3.39	2.5	78
21	LAS PERLAS SUR	SP	3.39	2.5	78
24	ISTMUS HIDRO POWER	SP	3.39	2.5	78
30	HIDRO PIEDRA	SP	3.48	2.5	96
31	AES PANAMA	SP	3.35	239.3	66
	HIDRO BOQUERON	SP	3.74	0.9	96
38	ELECTRON INVESTMENT	SP	3.55	15.9	96
41	FOUNTAIN HYDRO POWER	SP	3.83	16.1	96
43	ENERGIA Y SERVICIOS DE PANAMA	SP	3.33	6.3	96
45	ENEL FORTUNA	SP	2.85	54.4	96
53	HIDRO PANAMA	SP	4.01	0.7	96
54	GENERADORA DEL ISTMO	SP	5.03	11.6	12

Resolución de adjudicación de la LPI ETESA 01-26

- Actualmente, este costo de potencia CPG propuesto por la ASEP de 16.00 B/./kW-mes no refleja la evolución de precios de las tecnologías optimizadas de generación con tendencia a la baja, la inserción de renovables a la matriz energética, y sobre todo en momentos en donde la capacidad instalada del país unos 5120 MW supera la demanda máxima la cual ronda los 2000 MW por lo que no hay riesgo de desabastecimiento de potencia para todos los usuarios.



Gráfica 3: Medidores Gran Cliente habilitados por actividad económica a junio 2026.

Revisión futura de la contratación de potencia por Grandes Clientes:

La prohibición de negociar directamente la potencia limita la competencia y reduce la posibilidad de estructurar ofertas integrales de energía y capacidad. A futuro, ASEP debería evaluar en un proceso separado un esquema que permita a los Grandes Clientes contratar potencia firme, siempre que acrediten cobertura suficiente, reserva, pérdidas, medición y responsabilidad por desvíos.

La distribuidora debería cobrar el CPG únicamente por la porción de potencia que permanezca bajo su responsabilidad. La potencia contratada competitivamente y debidamente acreditada no debería cobrarse nuevamente mediante el cargo regulado.

La apertura debe preservar la confiabilidad, evitar el traslado de costos a clientes regulados y establecer garantías, mecanismos de sustitución y reglas de transición.

Solicitud final: Que no se incremente y que permanezca en **12.00 B/.kW/mes** para preservar el mercado y que el pueblo panameño no sufra los incrementos que necesariamente tendríamos que trasladar a los bienes y servicios que producimos.

Adjuntamos Informe técnico que sustenta nuestra posición.

Sin otro particular,


Carlos Coloma

Gerente de Operaciones y Logística

COMENTARIOS TÉCNICOS INTEGRALES A LA CONSULTA PÚBLICA No. 008-26

EDEMET y EDECHI

Periodo tarifario julio de 2026 a junio de 2030

Integración completa de análisis históricos, contractuales, tarifarios, de 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 EDEMET y EDECHI 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 EDEMET y EDECHI, 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, diferenciado y prospectivo para EDEMET y EDECHI, sustentado en las condiciones esperadas de los cuatro años del periodo tarifario y acompañado de una transición ordenada para los contratos existentes. El seguimiento posterior deberá orientarse a la rendición de cuentas y a la siguiente determinación cuatrienal, sin modificar el cargo durante su vigencia.
- Establecer planificación vinculante, licitaciones anticipadas, productos adaptados a la escala de cada empresa, seguimiento de proyectos y rendición de cuentas.

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	¿Cuánto cuesta eficientemente la potencia?	¿Cuántos kW deben cobrarse?	Ambas respuestas deben ser consistentes
Fuente principal	Portafolio, contratos, licitaciones y modelos	Medición, SMEC, CND y Reglas Comerciales	Memoria única y reproducible

Riesgo	Trasladar costos no eficientes, duplicados o no causales	Cobrar una cantidad superior a la contribución sistémica	Precio correcto sobre cantidad incorrecta, o viceversa
Solicitud	Derivación del costo eficiente y canales de recuperación	Conciliación de máxima individual, coincidencia, reserva y pérdidas	Validación simultánea antes de aprobar el cargo

2. Fuentes, 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 EDEMET y EDECHI	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. 008-26 de ASEP.
- Pliegos tarifarios de EDEMET y EDECHI.
- Informes generales del pliego 2026.
- Modelos tarifarios base IMP de EDEMET y EDECHI.
- Inputs base IMP.
- Modelos y datos de actualización semestral julio-diciembre de 2026.
- Consulta Pública No. 001-26 sobre el IMP 2026-2030.
- Informe Indicativo de Demandas 2026-2046 del CND y Adendas 1, 2 y 3.
- Expedientes, informes de evaluación, resultados y adjudicaciones de las LPI ETESA 02-24, 01-25 y 01-26.
- Informe de Contratación de ETESA, en la versión utilizada.

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:

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

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 especialmente importante en EDEMET y EDECHI porque las decisiones de planificación, definición de productos, anticipación de los procesos, cobertura y asignación de riesgos condicionan el precio de los contratos y, por tanto, el costo que finalmente se traslada a las tarifas. Cuando la contratación se realiza con poca anticipación, baja competencia o productos que no se ajustan a la escala de cada distribuidora, las ofertas pueden incorporar primas por urgencia e incertidumbre.

Para dimensionar esta relación, se presenta una composición anual equivalente de los principales componentes de costo considerados en el diseño tarifario de EDEMET y EDECHI para el periodo 2026-2030. La comparación permite identificar la proporción del costo directamente asociada a generación y la proporción indirectamente vinculada mediante la valorización de las pérdidas de distribución.

4.1 Composición por distribuidora

El costo anual equivalente de referencia asciende aproximadamente a B/.1.070,04 millones para EDEMET y a B/.232,57 millones para EDECHI. La composición comparativa es la siguiente:

Componente	EDEMET Monto	EDEMET Participación	EDECHI Monto	EDECHI Participación
Generación	B/.652,31 MM	61,0%	B/.134,74 MM	57,9%
Pérdidas de distribución	B/.65,48 MM	6,1%	B/.11,08 MM	4,8%
Generación + pérdidas de distribución	B/.717,79 MM	67,1%	B/.145,82 MM	62,7%
Transmisión	B/.71,52 MM	6,7%	B/.8,14 MM	3,5%
Distribución y comercialización	B/.280,73 MM	26,2%	B/.78,61 MM	33,8%
Total anual equivalente de referencia	B/.1.070,04 MM	100,0%	B/.232,57 MM	100,0%

En EDEMET, aproximadamente 67,1% del costo anual equivalente de referencia está directa o indirectamente vinculado al abastecimiento. La magnitud confirma que una diferencia en los precios adjudicados puede producir un efecto material sobre la tarifa, tanto por el costo directo de generación como por la valorización de las pérdidas.

En EDECHI, la generación y las pérdidas de distribución representan conjuntamente 62,7% del costo anual equivalente de referencia. Aunque la proporción es menor que en EDEMET, la menor escala de la empresa hace que diferencias de pocos MW o variaciones en los precios adjudicados puedan tener una incidencia porcentual significativa.

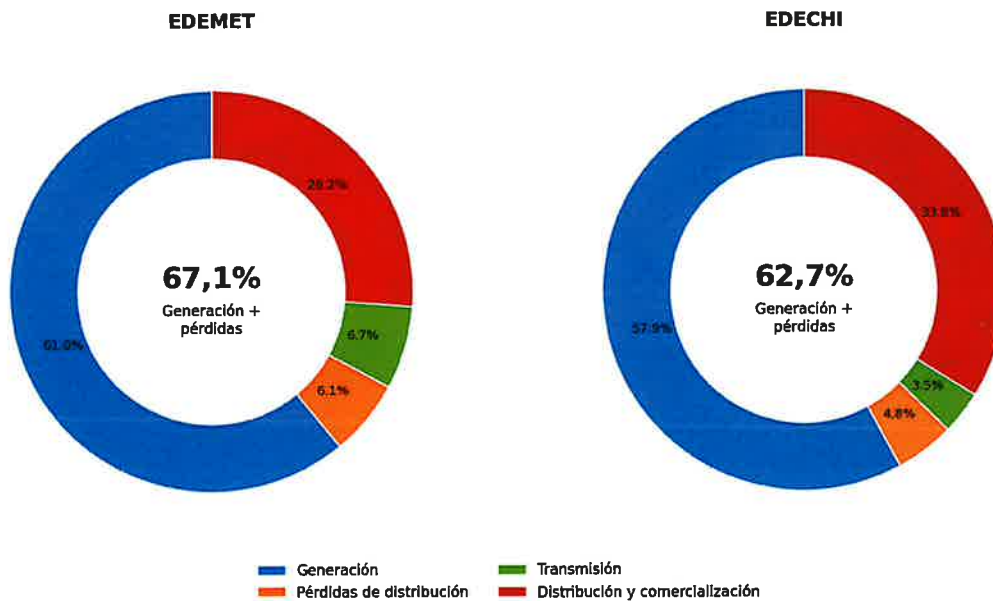


Figura 1. EDEMET y EDECHI: composición anual equivalente de los principales costos considerados en el diseño tarifario, 2026-2030.

Fuente: Elaboración propia con base en el Informe General del Pliego Tarifario de EDEMET y EDECHI 2026-2030, los modelos tarifarios base del IMP y los costos de abastecimiento utilizados en el diseño de los pliegos.

La comparación muestra que el abastecimiento constituye el principal determinante del costo en ambas empresas, aunque con diferencias de escala y composición. En EDEMET, generación y pérdidas representan 67,1% del total anual equivalente; en EDECHI, 62,7%. Por ello, una contratación eficiente tiene capacidad de incidir sobre la mayor parte del costo reconocido en los dos casos.

El impacto de una contratación costosa no se limita al precio de los contratos. También incrementa el valor monetario de las pérdidas eficientes, porque cada unidad de energía perdida debe adquirirse al costo medio del abastecimiento. De manera

inversa, una reducción del precio de compra disminuye directamente el costo de generación y reduce indirectamente el valor económico de las pérdidas.

Esta relación no significa que la licitación determine la cantidad física de pérdidas. Las pérdidas físicas dependen de la topología, las inversiones, la operación y el mantenimiento de la red. No obstante, su costo monetario sí está condicionado por el precio de la energía necesaria para compensarlas.

4.2 Implicación para el Cargo por Potencia de Generación

La contratación eficiente también debe reflejarse en el Cargo por Potencia de Generación. Si las licitaciones se realizan con anticipación, competencia efectiva, productos divisibles, cantidades ajustadas a las necesidades de cada distribuidora y una asignación equilibrada de riesgos, los precios de potencia adjudicados deberían disminuir respecto de procesos tardíos, sobredimensionados o poco competitivos.

Cuando esa reducción se traduzca en un menor 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. No sería consistente que las nuevas contrataciones reduzcan de forma material el costo eficiente de potencia mientras el cargo permanezca elevado sin una conciliación que explique la demanda asignable, el SRLP, los demás canales de recuperación y las diferencias de perímetro.

La señal no debe aplicarse automáticamente ni de manera idéntica a ambas distribuidoras. EDEMET requiere una evaluación acorde con la escala y la evolución de su cobertura contractual; EDECHI necesita productos adaptados a su menor tamaño para evitar sobrecontratación y volatilidad unitaria. En ambos casos, una disminución material y verificable del costo eficiente de capacidad debe trasladarse al CPG, 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 comparar cómo ha evolucionado el costo de generación de ambas distribuidoras entre los distintos periodos tarifarios. Para hacer esta comparación se utiliza una serie homologada, es decir, ajustada a un mismo perímetro conceptual.

En este contexto, “homologado” significa que los valores de todos los periodos se expresan bajo una definición común del costo de generación, excluyendo o separando componentes que no fueron presentados de la misma manera en todos los IMP. Esto es necesario porque, con el paso del tiempo, los documentos tarifarios incorporaron cambios en la forma de mostrar transmisión, pérdidas y otros conceptos. Sin esta homologación, una comparación directa podría mezclar componentes distintos y producir una lectura equivocada de la tendencia.

Por tanto, los valores siguientes no representan necesariamente el total integral publicado en cada IMP, sino una referencia comparable del costo medio anual de generación para cada periodo tarifario.

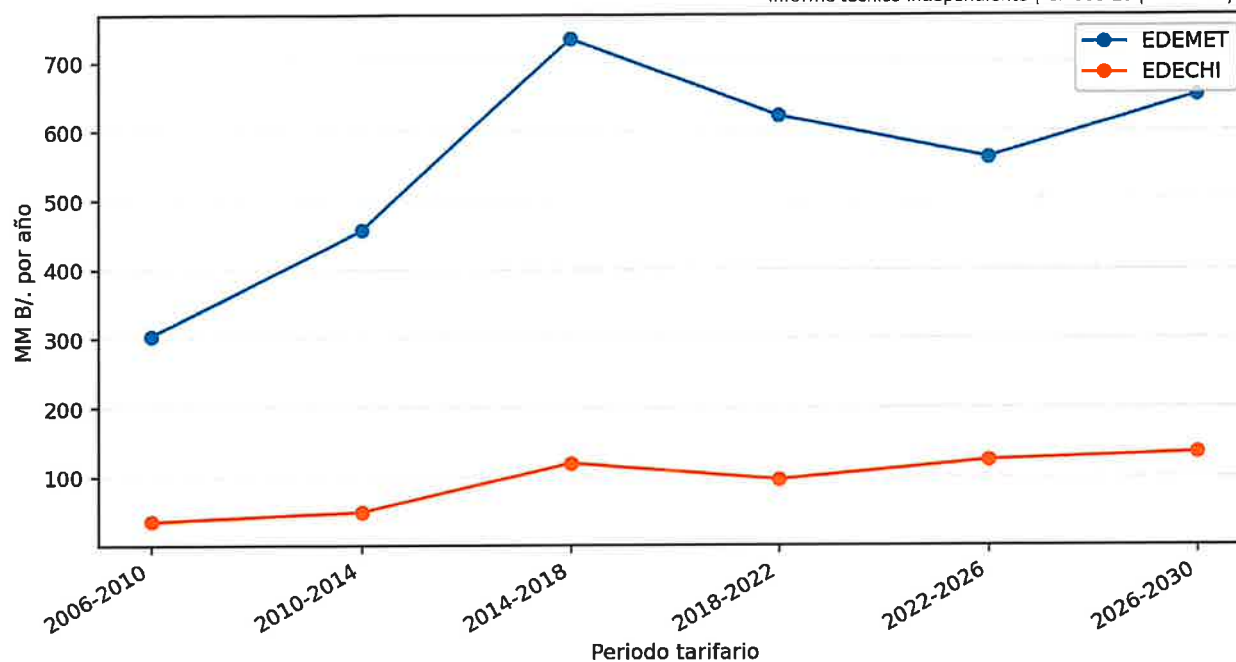


Figura 2. Costo medio anual homologado de generación por periodo tarifario.

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

Periodo	EDEMET (MM B/./año)	EDECHI (MM B/./año)
2006-2010	303,97	35,25
2010-2014	456,62	48,95
2014-2018	733,89	119,31
2018-2022	622,15	95,83
2022-2026	562,30	123,72
2026-2030	652,31	134,74

5.1 Lectura de EDEMET

EDEMET aumenta de B/.303,97 millones por año en 2006-2010 a B/.733,89 millones en 2014-2018, se reduce a B/.622,15 millones en 2018-2022 y a B/.562,30 millones en 2022-2026, y alcanza una referencia equivalente de B/.652,31 millones para 2026-2030. La reducción reciente debe descomponerse entre potencia, energía contratada, mercado ocasional y variación de volumen. Los saldos negativos del mercado ocasional pueden reflejar compensaciones o ventas asociadas a sobrecontratación y no constituyen automáticamente eficiencia.

5.2 Lectura de EDECHI

EDECHI aumenta de B/.35,25 millones por año en 2006-2010 a B/.119,31 millones en 2014-2018, baja a B/.95,83 millones en 2018-2022, sube a B/.123,72 millones en 2022-2026 y alcanza B/.134,74 millones en la referencia 2026-2030, mostrando una trayectoria más variable que en EDEMET. Dada la menor escala de la distribuidora, cambios de pocos MW o diferencias en el precio adjudicado pueden generar efectos porcentualmente significativos, por lo que la evaluación debe considerar productos contractuales adecuados a su tamaño y sensibilidad.

5.3 Comentario

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

6. Composición del costo reconocido y exposición al abastecimiento

Para el periodo tarifario julio de 2026 a junio de 2030, la estructura del costo muestra que el abastecimiento de generación constituye el componente principal en ambas distribuidoras, aunque con diferencias importantes de escala y composición.

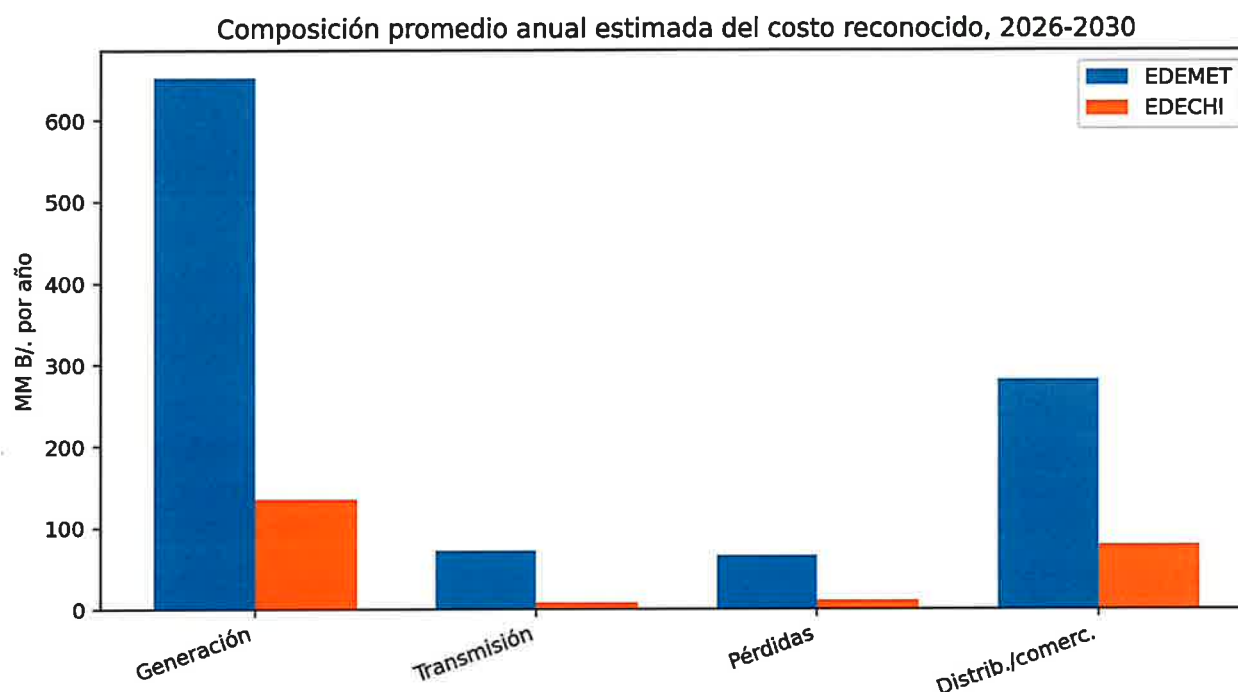


Figura 3. Composición promedio anual estimada del costo reconocido, 2026-2030.

Fuente: Elaboración propia con base en el Informe General del Pliego Tarifario de EDEMET y EDECHI 2026-2030, los modelos tarifarios base del IMP y los costos de abastecimiento utilizados en el diseño de los pliegos.

Empresa	Generación	Transmisión	Pérdidas	Distrib./comerc.	Total	Generación+pérdidas
EDEMET	652,31	71,52	65,48	280,73	1.070,04	67,1%
EDECHI	134,74	8,14	11,08	78,61	232,57	62,7%

6.1 EDEMET

En EDEMET, el costo integral asciende a B/.1.070,04 millones anuales equivalentes. La generación representa B/.652,31 millones, equivalentes a aproximadamente 61,0% del total, y constituye el componente de mayor peso. Mientras que las pérdidas de distribución agregan B/.65,48 millones, equivalentes a 6,1%.

La distribución y comercialización representa B/.280,73 millones, aproximadamente 26,2% del total. Este componente constituye la segunda fuente principal de costo y debe analizarse desde la eficiencia operativa, la productividad, la ejecución de inversiones, la calidad del servicio y el control de costos.

La transmisión asciende a B/.71,52 millones, equivalente a 6,7%. Aunque forma parte del costo total pagado por los usuarios, corresponde a una actividad regulada separada.

En consecuencia, las oportunidades de mejora en EDEMET se concentran principalmente en:

1. Eficiencia del portafolio de energía y potencia;
2. Reducción de pérdidas de distribución;
3. Eficiencia de distribución y comercialización.

Cada componente requiere instrumentos distintos. Las licitaciones y la gestión contractual actúan sobre generación; las inversiones y la gestión técnica actúan sobre pérdidas; y la regulación de ingresos y productividad actúa sobre distribución y comercialización.

6.2 EDECHI

En EDECHI, el costo integral asciende a B/.232,57 millones anuales equivalentes. La generación representa B/.134,74 millones, aproximadamente 57,9% del total. Las pérdidas de distribución alcanzan B/.11,08 millones, equivalentes a 4,8% del costo integral.

La distribución y comercialización representa B/.78,61 millones, equivalente a 33,8% del total. Su peso relativo es significativamente mayor que en EDEMET, lo que refleja la importancia que tienen en EDECHI los costos asociados a operación, mantenimiento, administración, atención comercial y remuneración de la red.

La transmisión asciende a B/.8,14 millones, aproximadamente 3,5% del total.

La menor escala de EDECHI implica que variaciones relativamente pequeñas en potencia contratada, precio o pérdidas pueden tener un efecto porcentual importante. Por ello, las oportunidades de mejora deben enfocarse en:

1. Eficiencia del portafolio de energía y potencia;
2. Reducción de pérdidas de distribución;
3. Control de costos de distribución y comercialización.

6.3 Comparación entre ambas distribuidoras

La estructura global presenta diferencias relevantes:

- EDEMET tiene una mayor participación de generación y pérdidas, con 67,1%.
- EDECHI presenta una participación menor de generación y pérdidas, 62,7%, pero un mayor peso relativo de distribución y comercialización.
- En EDEMET, la principal oportunidad está en la eficiencia del portafolio de abastecimiento y en la gestión de pérdidas.
- En EDECHI, además del abastecimiento, adquiere mayor relevancia la eficiencia de la red y de la actividad comercial.

La comparación confirma que una misma recomendación no debe aplicarse de forma idéntica a ambas empresas. Aunque las licitaciones son relevantes en los dos casos, la estructura de costos exige prioridades diferenciadas.

7. Portafolios actualizados de potencia de EDEMET y EDECHI

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.

7.1 EDEMET

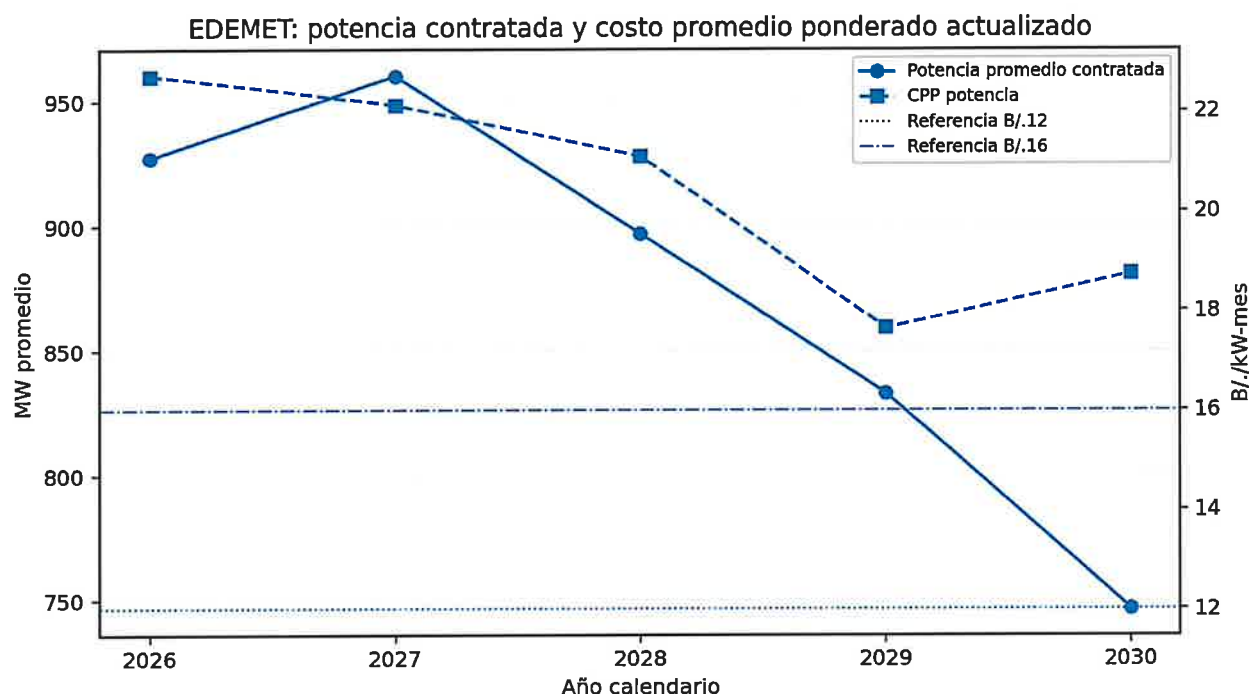


Figura 4. EDEMET: potencia promedio contratada y costo promedio ponderado del portafolio (CPP).

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 EDEMET (MW)	CPP anual B./kW-mes
2026	927,16	22,70
2027	960,01	22,12
2028	896,78	21,09
2029	832,98	17,65
2030	746,48	18,74

La trayectoria muestra una reducción del CPP hasta 2029 y un aumento moderado en 2030. Esta variación no debe atribuirse a un único vencimiento: resulta de la combinación de contratos que continúan, contratos que terminan y adjudicaciones recientes que entran en vigencia. La potencia promedio también disminuye después de 2027, lo que exige conciliar cobertura contractual con la DMG y con cualquier necesidad de SRLP.

7.2 EDECHI

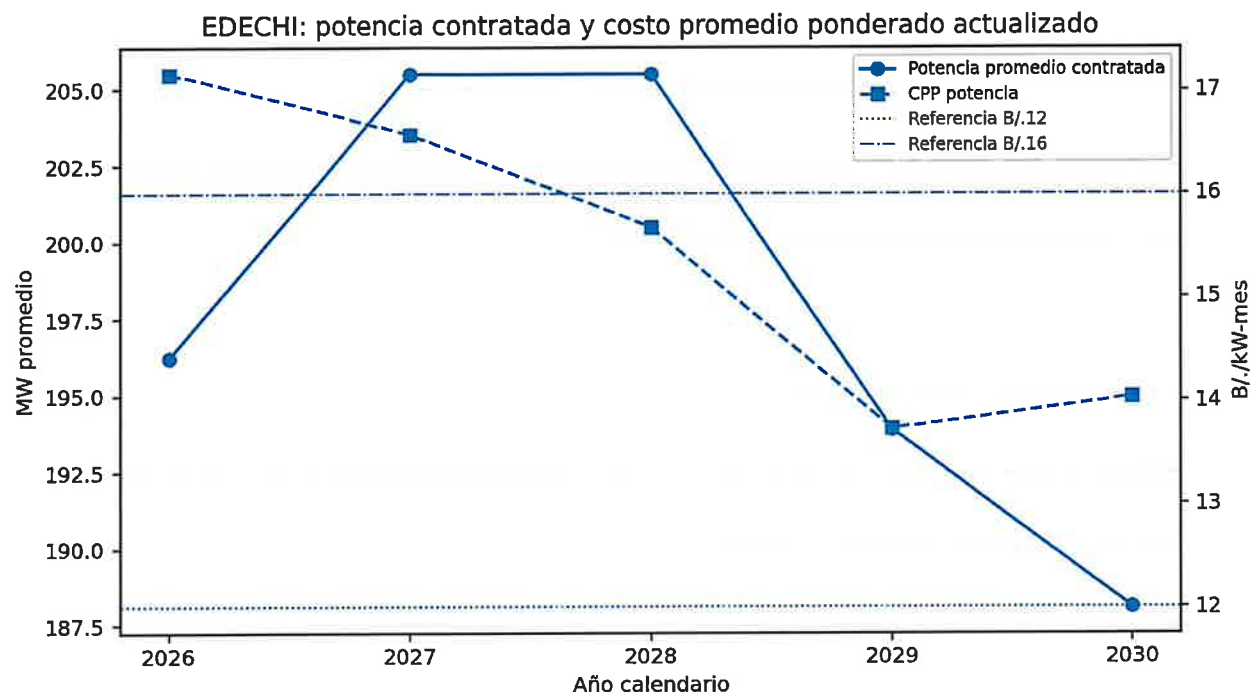


Figura 5. EDECHI: potencia promedio contratada y costo promedio ponderado del portafolio (CPP).

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 EDECHI (MW)	CPP anual B./kW-mes
2026	196,24	17,16
2027	205,50	16,57
2028	205,49	15,67
2029	193,90	13,73
2030	188,11	14,04

EDECHI presenta una reducción gradual del CPP hasta 2029 y un aumento moderado en 2030. Por su menor escala, cambios contractuales relativamente pequeños pueden modificar de manera material el indicador anual y la cobertura. La evaluación debe considerar bloques adjudicados, perfiles, vigencias y potencia con precio disponible, evitando trasladar a EDECHI productos sobredimensionados para EDEMET.

7.3 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, base contractual actualizada y canales de recuperación

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 EDEMET y EDECHI, el costo de abastecimiento asociado a potencia se obtuvo directamente de los archivos publicados en la consulta pública, utilizando tanto los modelos de ajuste semestral como los modelos tarifarios base del periodo 2026–2030.

Para julio–diciembre de 2026 se utilizaron los costos mensuales de potencia contenidos en los modelos semestrales de cada distribuidora. Estos valores constituyen datos publicados para cada uno de los seis meses iniciales.

Para los años tarifarios 2026/27, 2027/28, 2028/29 y 2029/30 se utilizaron los costos anuales de potencia contenidos en la hoja correspondiente de los modelos tarifarios base de EDEMET y EDECHI. Cuando fue necesario construir una trayectoria mensual, los valores anuales se distribuyeron en proporción a la Demanda Máxima de Generación de cada empresa, manteniendo sin modificación el total publicado para cada año tarifario.

Por tanto, para ambas distribuidoras la columna “Ajuste/pliego” se construyó a partir de:

- costos mensuales publicados en los ajustes semestrales;
- costos anuales publicados en los modelos base; y
- una mensualización proporcional a la DMG cuando fue necesaria para realizar comparaciones homogéneas.

La base contractual actualizada se obtuvo mediante un procedimiento independiente: se reconstruyó el portafolio de cada distribuidora contrato por contrato, incorporando vigencias, cantidades, precios identificables, vencimientos y nuevas adjudicaciones publicadas por ETESA.

La comparación entre ambas trayectorias permite identificar diferencias de perímetro, contratos sin precio visible, indexaciones, otros costos de potencia, SRLP o premisas adicionales incluidas en el modelo tarifario.

En EDEMET, la divergencia aumenta de manera material en los dos últimos años tarifarios, por lo que resulta necesario explicar qué elementos mantienen el costo del ajuste/pliego por encima de la trayectoria contractual reconstruida.

En EDECHI, la relación cambia de signo durante el periodo: la base contractual es inicialmente superior al ajuste/pliego y posteriormente queda por debajo. Debido a su menor escala, diferencias absolutas relativamente pequeñas pueden producir efectos unitarios relevantes, por lo que la conciliación debe realizarse también en B/./kW-mes y no únicamente en millones de balboas.

La solicitud regulatoria para la Consulta Pública No. 008-26 debe ser que ASEP publique, separadamente para EDEMET y EDECHI, una conciliación completa entre el costo de potencia del modelo tarifario y el portafolio contractual considerado durante los 48 meses.

8.2 EDEMET: ajuste/pliego frente a base contractual

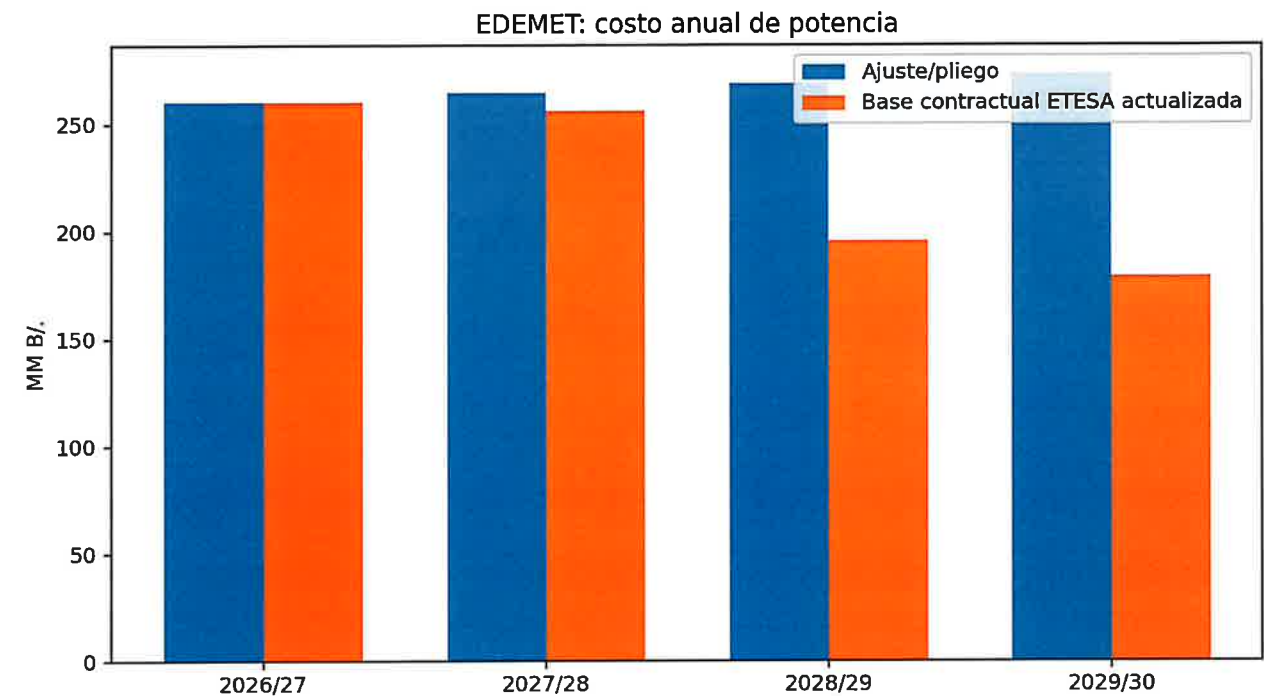


Figura 6. EDEMET: ajuste/pliego frente a reconstrucción contractual.

Fuente: Informe explicativo, ajuste semestral, pliego EDEMET y reconstrucción contractual actualizada de elaboración propia, construida a partir de información oficial publicada por ETESA.

Año tarifario	Ajuste/pliego MM B/.	Base contractual MM B/.	Diferencia MM B/.
2026/27	260,24	260,01	0,23
2027/28	264,34	255,84	8,50
2028/29	268,66	195,21	73,45
2029/30	272,91	178,97	93,94
Total 48 meses	1.066,15	890,03	176,12

La divergencia aumenta desde 2027/28 y se vuelve material en los dos últimos años tarifarios. La comparación muestra que la trayectoria contractual reconstruida coincide prácticamente con el ajuste/pliego en 2026/27, pero comienza a separarse a partir de 2027/28. La diferencia aumenta a B/.73,45 millones en 2028/29 y B/.93,94 millones en 2029/30, alcanzando B/.176,12 millones durante los 48 meses. Debido a que la base actualizada ya incorpora los contratos vigentes, los vencimientos y las nuevas adjudicaciones publicadas, resulta necesario que se identifique los contratos, indexaciones, otros costos, SRLP o premisas que explican que el ajuste/pliego mantenga una trayectoria superior.

8.3 EDECHI: ajuste/pliego frente a base contractual

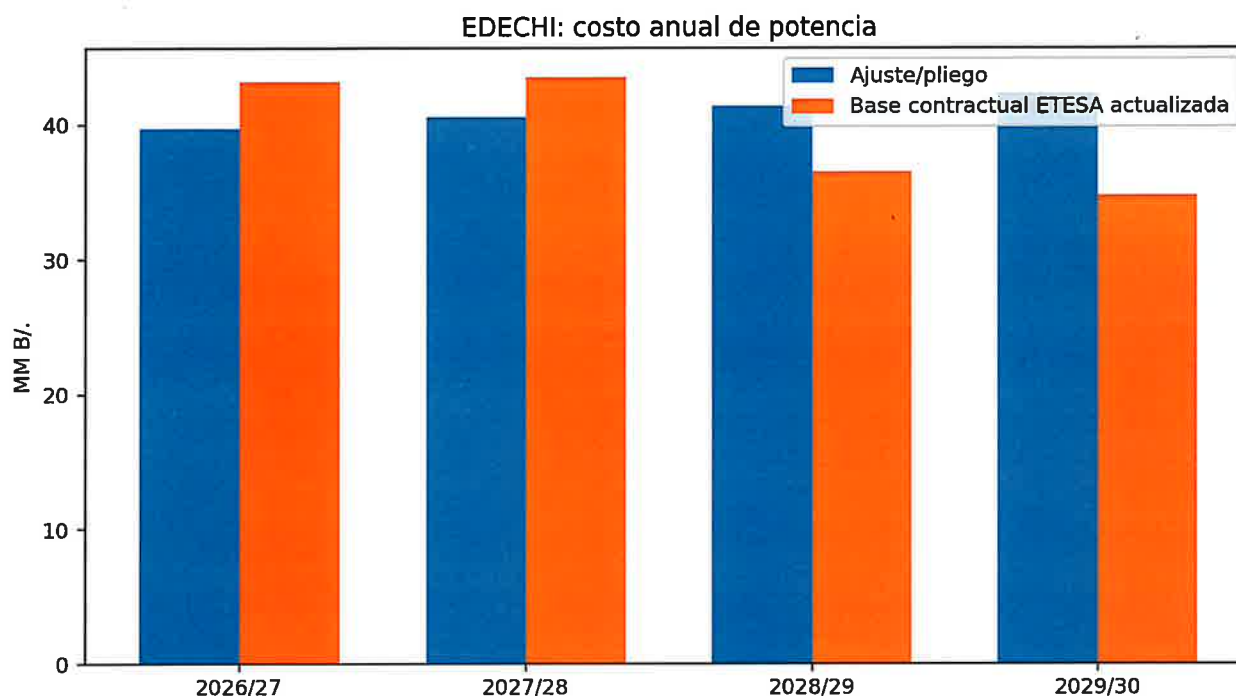


Figura 7. EDECHI: ajuste/pliego frente a reconstrucción contractual.

Fuente: Elaboración propia con base en el Informe general del pliego 2026, el Modelo tarifario base IMP EDECHI, el Modelo Tarifas EDECHI Semestral Jul-Dic 26 y 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	39,71	43,17	-3,45
2027/28	40,52	43,50	-2,99
2028/29	41,37	36,46	4,91
2029/30	42,27	34,75	7,52
Total 48 meses	163,87	157,88	5,99

En EDECHI, la reconstrucción contractual supera el ajuste/pliego durante 2026/27 y 2027/28, pero la relación se invierte en los dos años siguientes. En el acumulado de los 48 meses, el ajuste/pliego alcanza B/.163,87 millones y la base contractual B/.157,88 millones, con una diferencia neta de B/.5,99 millones. Aunque el valor absoluto es moderado, la menor escala de EDECHI hace que estas diferencias tengan una incidencia unitaria relevante. Por ello, se debe conciliar contratos, precios, indexaciones, otros costos y fechas de vigencia antes de utilizar esta trayectoria como sustento del CPG.

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

En EDEMET y EDECHI, los modelos tarifarios presentan por año tarifario el costo permitido de potencia, calculado a partir de la demanda del balance y del CPG, y el costo real o proyectado de potencia. Esta apertura permite cuantificar directamente la diferencia anual entre ambos valores.

La tabla permite identificar para cada año tarifario la diferencia entre el costo permitido mediante el CPG y el costo real o proyectado de potencia. Sin embargo, los modelos no presentan con igual apertura la distribución de esa diferencia entre cargos por demanda, cargos incorporados en energía, pagos de Grandes Clientes y ajustes de cierre. Por ello, la limitación no reside en la ausencia del valor anual, sino en la falta de una conciliación completa de los canales de recuperación para los 48 meses.

Empresa	Año	Costo permitido (MM B/.)	Costo real/proyectado (MM B/.)	Diferencia (MM B/.)
EDEMET	2026/27	185,95	260,24	74,28
EDEMET	2027/28	188,88	264,34	75,45
EDEMET	2028/29	191,98	268,66	76,69
EDEMET	2029/30	195,01	272,91	77,90
EDECHI	2026/27	39,78	39,71	-0,07
EDECHI	2027/28	40,58	40,52	-0,07
EDECHI	2028/29	41,44	41,37	-0,07
EDECHI	2029/30	42,34	42,27	-0,07

En EDEMET, el costo real o proyectado supera de manera sostenida el costo permitido calculado mediante el CPG. La diferencia anual se ubica entre B/.74,28 millones y B/.77,90 millones y se incorpora en el componente generación-energía. Por ello, el recaudo directo por demanda representa solo una parte de la recuperación del costo de potencia.

En EDECHI, ambos valores se mantienen prácticamente alineados durante los cuatro años tarifarios. Las diferencias cercanas a B/.0,07 millones no modifican la conclusión principal, aunque deben conciliarse por la menor escala de la empresa.

Identidad de conciliación requerida: costo total de potencia = recaudo regulado por demanda + recaudo regulado por energía + recaudo de Grandes Clientes por CPG + ajustes de cierre.

Aunque los modelos permiten identificar por año tarifario el costo permitido y el costo real o proyectado de potencia, no presentan con igual apertura la distribución de la diferencia entre cargos por demanda, cargos incorporados en energía, pagos de Grandes Clientes y ajustes de cierre. Por ello, la propuesta de pliego debe concentrarse en publicar, para los 48 meses, una conciliación completa de cada canal de recuperación. Esta apertura permitiría verificar cómo cambia durante el periodo la proporción recuperada mediante demanda, energía y pagos de Grandes Clientes, y si se generan diferencias acumuladas que requieran ajustes de cierre.

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: EDEMET y EDECHI

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 cada distribuidora 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.

9.1 EDEMET

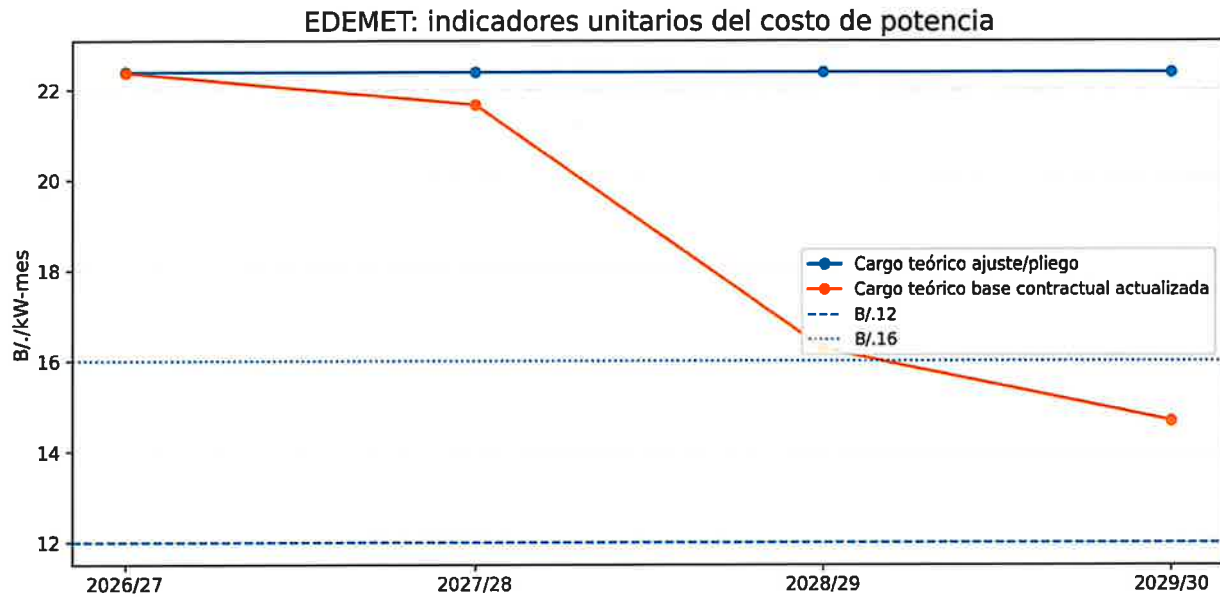


Figura 8. EDEMET: indicadores unitarios del costo de potencia derivados del ajuste/pliego y de la reconstrucción contractual actualizada.

Fuente: elaboración propia con base en el modelo tarifario de EDEMET, la base contractual actualizada y la DMG del balance tarifario de EDEMET.

Año tarifario	Cargo ajuste/pliego (B./kW-mes)	Cargo contractual actualizado (B./kW-mes)
2026/27	22,39	22,37
2027/28	22,39	21,67
2028/29	22,39	16,27
2029/30	22,39	14,68
Promedio ponderado 48 meses	22,39	18,69

El cargo teórico del ajuste/pliego se mantiene prácticamente constante en B./22,39/kW-mes. La base contractual actualizada sigue una trayectoria similar durante los dos primeros años, pero disminuye a B./16,27/kW-mes en 2028/29 y a B./14,68/kW-mes en 2029/30. En el promedio ponderado de los 48 meses, el indicador contractual alcanza B./18,69/kW-mes, frente a B./22,39/kW-mes del ajuste/pliego.

La divergencia se concentra en los dos últimos años tarifarios y debe conciliarse con contratos sin precio visible, indexaciones, otros costos de potencia, SRLP y diferencias de perímetro entre el modelo tarifario y la reconstrucción contractual.

9.2 EDECHI

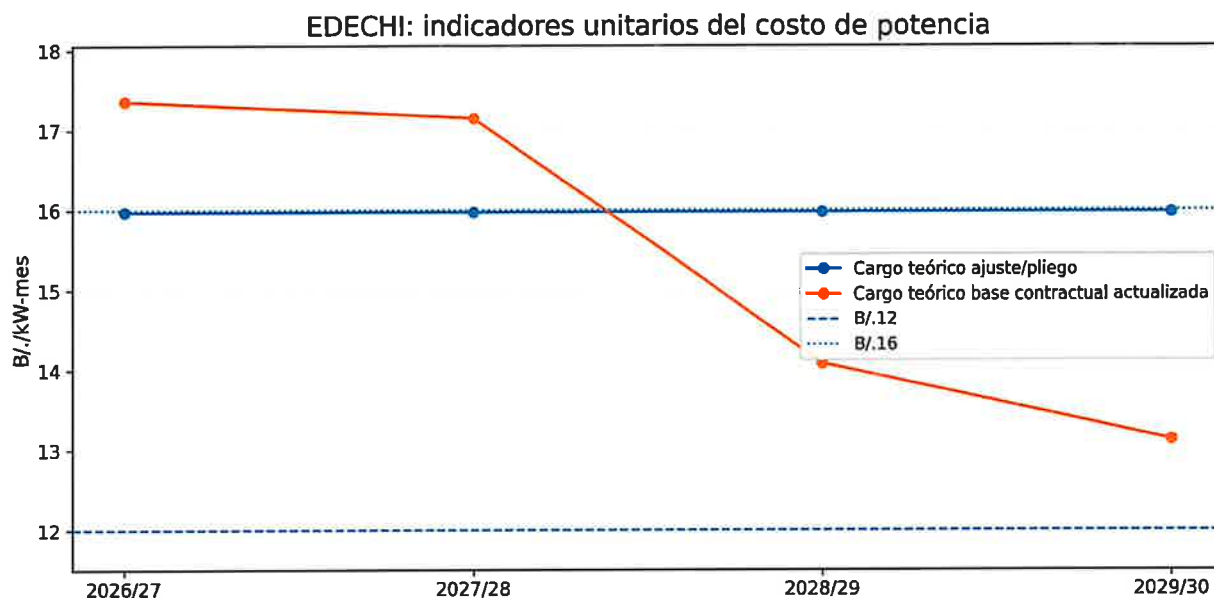


Figura 9. EDECHI: indicadores unitarios del costo de potencia derivados del ajuste/pliego y de la reconstrucción contractual actualizada.

Fuente: elaboración propia con base en el modelo tarifario de EDECHI, la base contractual actualizada y la DMG del balance tarifario de EDECHI.

Año tarifario	Cargo ajuste/pliego (B./kW-mes)	Cargo contractual actualizado (B./kW-mes)
2026/27	15,97	17,36
2027/28	15,97	17,15
2028/29	15,97	14,08
2029/30	15,97	13,13
Promedio ponderado 48 meses	15,97	15,39

En EDECHI, el cargo teórico del ajuste/pliego permanece próximo a B/.16,00/kW-mes. La base contractual actualizada supera B/.17,00/kW-mes durante los dos primeros años y disminuye posteriormente a B/.14,08/kW-mes en 2028/29 y B/.13,13/kW-mes en 2029/30.

El promedio ponderado de los 48 meses es B/.15,97/kW-mes para el ajuste/pliego y B/.15,39/kW-mes para la base contractual. Aunque los promedios son cercanos, la relación cambia durante el periodo: el costo contractual unitario es inicialmente superior y queda por debajo en los dos últimos años tarifarios. Por la menor escala de EDECHI, esta trayectoria anual resulta más informativa que la diferencia promedio.

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

10.1 Recuperación regulada

Para julio–diciembre de 2026, la recuperación regulada se estimó utilizando los costos mensuales, cargos tarifarios, ventas de energía y demandas facturables identificables en los modelos del ajuste semestral.

Para enero de 2027–junio de 2030, el costo de potencia se reconstruyó a partir del portafolio contractual actualizado. La recaudación de los clientes regulados se proyectó aplicando a la base observable de 2026 un índice combinado de evolución tarifaria, compuesto en 85% por el crecimiento de la energía y en 15% por el crecimiento de la demanda.

Esta proyección busca mantener la estructura de recuperación de los clientes regulados observada en el ajuste semestral, pero no sustituye la información comercial oficial de facturación. Por ello, sus resultados deben considerarse estimaciones sujetas a validación con los datos de ventas, demandas e ingresos efectivamente utilizados por cada distribuidora.

En la tabla siguiente se agrega la “brecha antes de GC”, y su función es mostrar cuánto del costo contractual reconstruido no aparece cubierto por la recuperación estimada de los clientes regulados, antes de incorporar el recaudo potencial de los Grandes Clientes y los ajustes de cierre.

En EDEMET, la cobertura regulada aumenta de 59,7% en 2026/27 a 94,0% en 2029/30. Este comportamiento responde a la combinación de un aumento gradual del recaudo regulado estimado y una reducción del costo contractual en los dos últimos años.

En EDECHI, el recaudo regulado estimado supera el costo contractual reconstruido a partir de 2028/29. Los valores negativos no deben interpretarse automáticamente como una recuperación económica superior al costo, debido a que todavía deben conciliarse el recaudo de Grandes Clientes, la energización de los cargos de potencia, las diferencias de perímetro y los ajustes tarifarios.

El costo base utilizado en esta sección corresponde a la reconstrucción contractual actualizada presentada en las secciones 8.2 y 8.3 para EDEMET y EDECHI, respectivamente. Sobre esta misma trayectoria se compara la recuperación estimada de clientes regulados y el recaudo potencial de Grandes Clientes.

Empresa	Año	Costo base (MM B/.)	Recaudo regulado (MM B/.)	Brecha antes de GC	Cobertura regulada
EDEMET	2026/27	260,01	155,35	104,66	59,7%
EDEMET	2027/28	255,84	159,50	96,34	62,3%
EDEMET	2028/29	195,21	163,75	31,47	83,9%
EDEMET	2029/30	178,97	168,19	10,78	94,0%
EDECHI	2026/27	43,17	36,40	6,77	84,3%
EDECHI	2027/28	43,50	37,40	6,10	86,0%
EDECHI	2028/29	36,46	38,40	-1,94	105,3%
EDECHI	2029/30	34,75	39,39	-4,64	113,4%

10.2 Estimación del recaudo potencial de Grandes Clientes

La demanda de Grandes Clientes se construyó por distribuidora y por mes combinando dos fuentes. Para julio–diciembre de 2026 se utilizaron las demandas incluidas en los ajustes semestrales. Para enero de 2027–junio de 2030 se utilizaron las proyecciones de energía del Informe Indicativo de Demandas y sus adendas, convertidas a demanda mediante factores de carga calibrados.

Empresa	Período	Fuente de demanda GC	Criterio
EDEMET	Jul-dic 2026	Ajuste semestral	Demanda objetivo publicada para el semestre.
EDEMET	Ene 2027-jun 2030	Indicativo / (horas × 0,73298)	Factor calibrado reproducible.
EDECHI	Jul-dic 2026	Ajuste semestral	Demanda objetivo publicada para el semestre.
EDECHI	Ene 2027-jun 2030	Indicativo / (horas × 0,33781)	Factor calibrado con mayor incertidumbre.

En EDEMET, la demanda media estimada de Grandes Clientes permanece relativamente estable, alrededor de 154–157 MW. En consecuencia, el recaudo potencial también se mantiene próximo a B/.22,2–22,5 millones anuales con un CPG de B/.12/kW-mes y a B/.29,7–30,1 millones con un CPG de B/.16/kW-mes.

En EDECHI, la demanda estimada aumenta gradualmente de 38,14 MW a 42,39 MW. El recaudo potencial aumenta, por tanto, de B/.5,49 millones a B/.6,10 millones con un CPG de B/.12/kW-mes y de B/.7,32 millones a B/.8,14 millones con un CPG de B/.16/kW-mes.

Estos montos se denominan recaudo potencial estimado. No representan demanda oficialmente facturada, liquidaciones comerciales ni ingresos efectivamente percibidos por las distribuidoras. Su propósito es incorporar una estimación reproducible del aporte de los Grandes Clientes a la recuperación del costo de potencia.

El recaudo potencial se calculó aplicando los escenarios de CPG de B/.12/kW-mes y B/.16/kW-mes a la demanda media anual estimada:

Año	DISTRIBUIDORA	Demanda media MW	Recaudo CPG 12 MM B/.	Recaudo CPG 16 MM B/.	Naturaleza
2026/27	EDEMET	156,58	22,55	30,06	Estimado
2027/28	EDEMET	154,46	22,24	29,66	Estimado
2028/29	EDEMET	154,98	22,32	29,76	Estimado
2029/30	EDEMET	155,49	22,39	29,85	Estimado
2026/27	EDECHI	38,14	5,49	7,32	Estimado
2027/28	EDECHI	39,23	5,65	7,53	Estimado
2028/29	EDECHI	40,85	5,88	7,84	Estimado
2029/30	EDECHI	42,39	6,10	8,14	Estimado

10.3 Recuperación conjunta bajo escenarios CPG 12 y CPG 16 - EDEMET

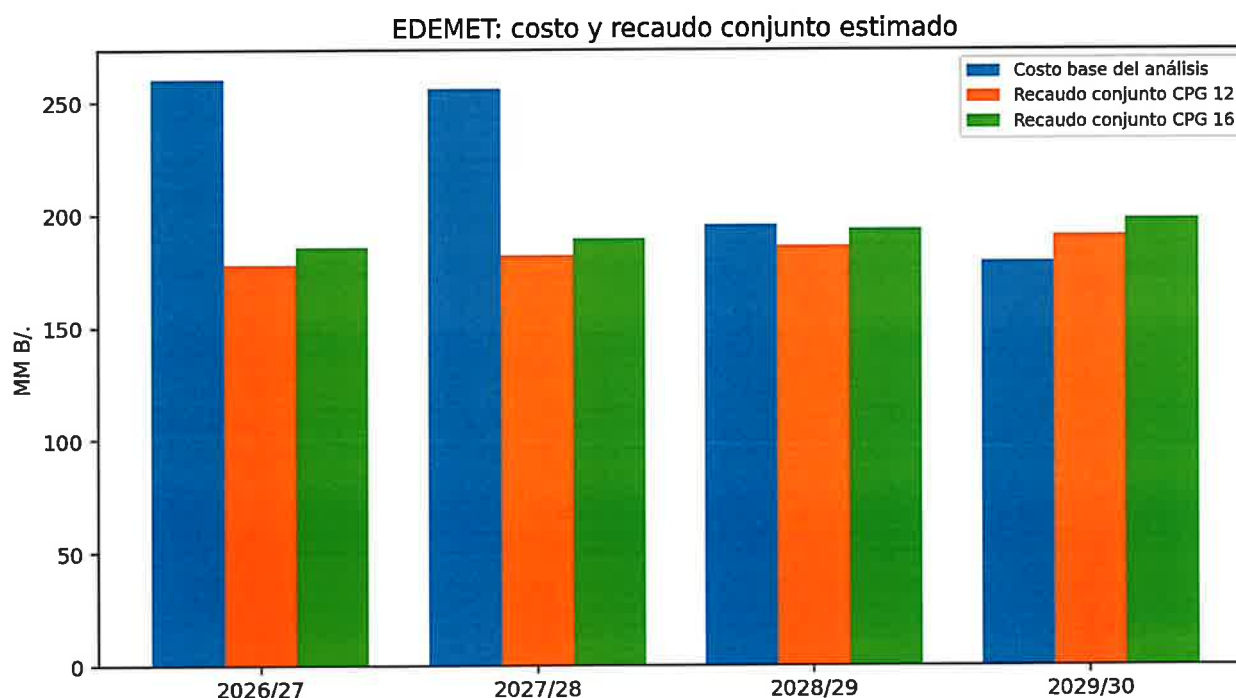


Figura 10. EDEMET: costo base y recaudo conjunto estimado.

Fuente: Elaboración propia con base en los modelos de ajuste semestral julio-diciembre de 2026 y los modelos tarifarios base de EDEMET publicados por ASEP; el 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. Los recaudos de Grandes Clientes corresponden a estimaciones y no a liquidaciones oficiales.

Año	Costo	Regulados	GC 12	Total 12	Cob. 12	GC 16	Total 16	Cob. 16
2026/27	260,01	155,35	22,55	177,90	68,4%	30,06	185,41	71,3%
2027/28	255,84	159,50	22,24	181,74	71,0%	29,66	189,16	73,9%
2028/29	195,21	163,75	22,32	186,06	95,3%	29,76	193,50	99,1%
2029/30	178,97	168,19	22,39	190,58	106,5%	29,85	198,04	110,7%

La cobertura superior a 100% en 2029/30 es un indicio bajo la reconstrucción contractual actualizada y con recaudo GC estimado. No prueba por sí sola sobre-recuperación económica definitiva, porque debe conciliarse el traslado a generación-energía, los contratos sin precio, las indexaciones y los demás canales de recuperación.

10.4 Recuperación conjunta bajo escenarios CPG 12 y CPG 16 - EDECHI

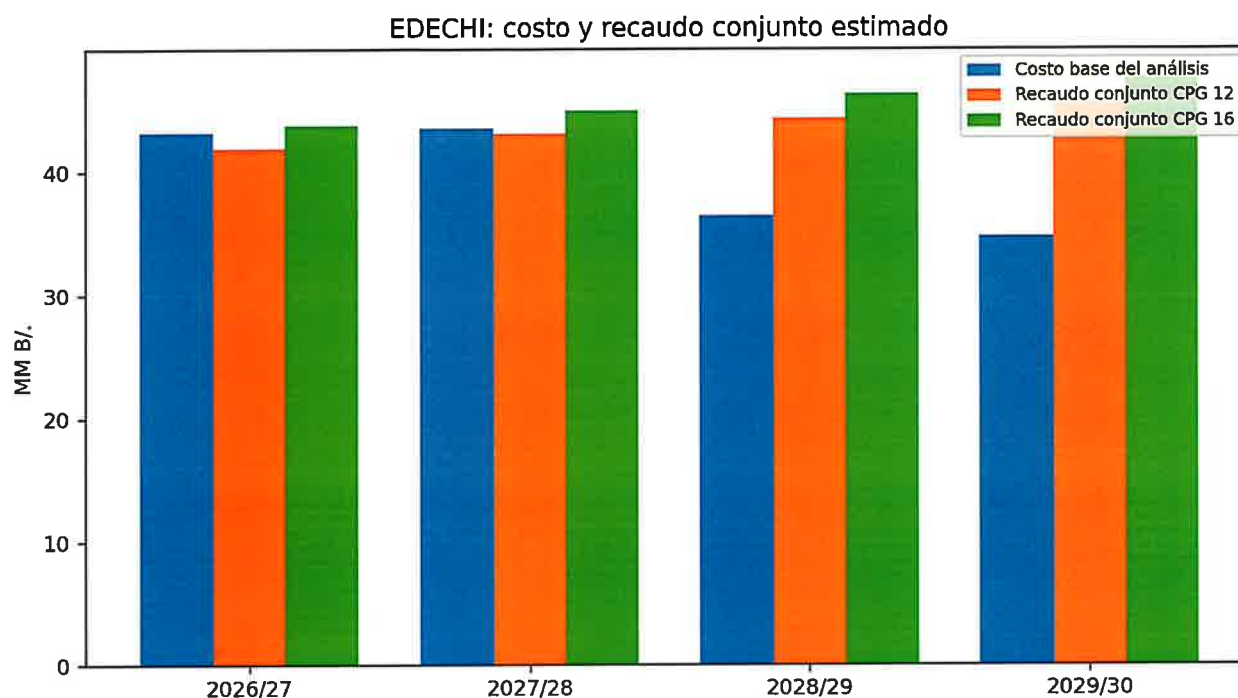


Figura 11. EDECHI: costo base y recaudo conjunto estimado.

Fuente: Elaboración propia con base en los modelos de ajuste semestral julio-diciembre de 2026 y los modelos tarifarios base de EDECHI publicados por ASEP; el 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. Los recaudos de Grandes Clientes corresponden a estimaciones y no a liquidaciones oficiales.

Año	Costo	Regulados	GC 12	Total 12	Cob. 12	GC 16	Total 16	Cob. 16
2026/27	43,17	36,40	5,49	41,89	97,0%	7,32	43,73	101,3%
2027/28	43,50	37,40	5,65	43,05	99,0%	7,53	44,93	103,3%
2028/29	36,46	38,40	5,88	44,28	121,5%	7,84	46,24	126,8%
2029/30	34,75	39,39	6,10	45,49	130,9%	8,14	47,53	136,8%

La magnitud de las coberturas de EDECHI es especialmente sensible a la estimación de demanda GC, a la evolución del portafolio contractual actualizado y a la proyección de recaudación regulada. El informe final de la ASEP debería incluir bandas de sensibilidad y cantidades facturables oficiales.

10.5 Interpretación regulatoria

Los resultados muestran que la determinación de un CPG uniforme para EDEMET y EDECHI requiere una evaluación diferenciada y prospectiva para los cuatro años del periodo tarifario. Las variaciones anuales de costos, demanda, portafolios y canales de recuperación no justifican revisiones del cargo dentro del periodo, sino que refuerzan la necesidad de que su cálculo inicial incorpore adecuadamente la trayectoria esperada de cada distribuidora. La decisión no debe consistir en

seleccionar automáticamente B/.12 o B/.16, sino en determinar desde el inicio un cargo eficiente, representativo y reproducible para todo el horizonte desde julio de 2026 a junio de 2030.

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

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

$$\text{SRLP} = \text{máximo (demanda requerida - potencia contratada, 0)}$$

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 aplicables → 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 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 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 de los modelos tarifarios, los pliegos, la base contractual actualizada y las proyecciones de demanda muestra que la determinación del CPG no debe evaluarse de forma aislada. Para cada distribuidora es necesario conciliar el costo contractual, el costo utilizado en el ajuste o pliego, la recuperación mediante clientes regulados, los pagos de Grandes

Clientes y los demás ajustes del modelo. La información publicada permite verificar algunos resultados agregados, pero no reproducir de manera completa la cadena costo–demanda–recaudo por segmento.

16.1 EDEMET

En EDEMET, la principal observación es la diferencia creciente entre la trayectoria del portafolio contractual actualizado y el costo utilizado en el ajuste o pliego. El costo promedio ponderado de potencia disminuye desde aproximadamente B/.22,70/kW-mes en 2026 hasta B/.17,65/kW-mes en 2029, como resultado conjunto de las entradas, salidas y vencimientos contractuales. Por ello, la evolución futura no debe atribuirse a un solo contrato, sino al portafolio completo, incluyendo las licitaciones LPI 02-24, LPI 01-25 y LPI 01-26.

Al mismo tiempo, el modelo muestra que el costo real o proyectado de potencia supera el costo permitido mediante el componente CPG en aproximadamente B/.74 millones a B/.78 millones por año. De acuerdo con la estructura del modelo, la diferencia entre el costo real o proyectado y el monto permitido mediante el CPG se recupera, total o parcialmente, a través del componente generación-energía. La apertura publicada no permite identificar con precisión esa distribución para cada año tarifario.

La situación de EDEMET exige una conciliación única que muestre, por mes y año tarifario, el costo contractual con precio identificable, los contratos sin precio visible, las indexaciones, el SRLP, los demás costos de potencia y el costo finalmente reconocido en el modelo. Esa conciliación debe incorporar también la recuperación mediante cargos de demanda, cargos de energía, pagos de Grandes Clientes y ajustes de cierre.

Debido a la escala de EDEMET, los errores de planificación o de cobertura pueden tener efectos económicos significativos. La generación y las pérdidas representan alrededor del 67,1% de su costo integral, por lo que la sobrecontratación, los vencimientos concentrados o la necesidad de sustitución pueden afectar de manera material la tarifa. La planificación contractual debe incluir vencimientos escalonados, bandas de flexibilidad y escenarios explícitos de demanda.

Para EDEMET, se recomienda que ASEP publique una memoria reproducible del CPG y del costo de potencia, con archivo, versión, hoja, celda, fórmula, unidad y fuente; una matriz mensual de contratos con MW, precio, producto y vigencia; y una conciliación integral entre costo contractual, costo del ajuste o pliego y recuperación total. También debe explicarse la distribución entre categorías tarifarias de la diferencia trasladada al componente generación-energía.

16.2 EDECHI

En EDECHI, la evaluación debe considerar su menor escala y la mayor sensibilidad de los resultados a cambios relativamente pequeños en contratos, demanda o precios. El costo promedio ponderado de potencia disminuye desde aproximadamente B/.17,16/kW-mes en 2026 hasta B/.13,73/kW-mes en 2029, antes de aumentar ligeramente en 2030. Esta trayectoria también responde al conjunto del portafolio y no a un contrato individual.

La comparación entre el ajuste o pliego y la base contractual muestra diferencias absolutas menores que en EDEMET, pero la relación cambia a lo largo del periodo. Durante los primeros años, el costo contractual unitario resulta superior al ajuste o pliego; en los últimos años ocurre lo contrario. Por la menor dimensión de EDECHI, este cambio temporal es más relevante que la diferencia promedio de los cuatro años.

La estimación de la demanda de Grandes Clientes presenta una incertidumbre adicional. El factor de carga calibrado de 0,33781 registra un RMSE de 4,576 MW y un error máximo absoluto de 8,947 MW. Por ello, el recaudo potencial de Grandes Clientes no debe presentarse como una cifra exacta, sino como una estimación sujeta a sensibilidad. La validación final requiere la demanda máxima mensual facturada, la demanda coincidente y la información oficial de los sistemas de medición.

La menor escala también aconseja evitar productos contractuales diseñados automáticamente con los mismos tamaños y condiciones de EDEMET. Bloques sobredimensionados pueden provocar sobrecontratación persistente y variaciones

importantes en el costo unitario. La contratación debe utilizar productos divisibles, opciones de ajuste y mecanismos de corrección temprana.

Para EDECHI, se recomienda que ASEP publique la demanda máxima mensual de Grandes Clientes, la demanda coincidente, los factores de carga utilizados y escenarios bajo, central y alto. También debe publicar por mes el portafolio contractual completo, los MW con y sin precio visible, el costo promedio ponderado y los indicadores de desviación en MW y porcentaje.

16.3 Aspectos comunes a ambas distribuidoras

En ambas empresas, el valor del CPG debe acompañarse de una memoria autosuficiente que permita reproducir su derivación y verificar su relación con el costo eficiente de potencia. La neutralidad agregada del modelo no demuestra por sí sola que la asignación entre clientes regulados, Grandes Clientes y cargos de energía sea correcta.

La cantidad facturable también requiere revisión. La demanda máxima individual de un Gran Cliente no necesariamente coincide con su demanda durante la hora máxima del sistema que origina la necesidad de potencia. ASEP debe evaluar si la demanda coincidente constituye una base más causal y proporcional para la aplicación del CPG.

El CPG se determina para el periodo tarifario de cuatro años y debe mantener estabilidad durante ese horizonte. La variación de los costos, la demanda y los portafolios entre EDEMET y EDECHI exige que la determinación inicial sea prospectiva, diferenciada y suficientemente robusta para representar las condiciones esperadas de cada empresa durante los 48 meses. El seguimiento posterior debe utilizarse para verificar el comportamiento de los supuestos, explicar las desviaciones y fortalecer la siguiente revisión tarifaria, sin modificar semestral o anualmente el cargo vigente.

Finalmente, la rendición de cuentas de las licitaciones debe incluir el número de oferentes, el grado de concentración, los precios de referencia, la cobertura prevista, la cobertura adjudicada, los atrasos, las sustituciones y el costo final para los usuarios.

17. Conclusiones

La generación constituye el principal componente del costo reconocido en EDEMET y EDECHI. Al incorporar las pérdidas, ambos conceptos representan aproximadamente el 67,1% del costo integral de EDEMET y el 62,7% del costo integral de EDECHI. Por ello, cualquier análisis tarifario debe prestar especial atención a la contratación de generación, a la cobertura de la demanda y a la evolución del costo asociado a las pérdidas.

La comparación histórica solo resulta válida cuando los costos se analizan bajo un perímetro homologado. Los valores absolutos no deben evaluarse de manera aislada, sino junto con la energía atendida, el costo monómico, el nivel de cobertura contractual y la exposición al mercado ocasional.

Los portafolios actualizados incorporan simultáneamente terminaciones contractuales y nuevas adjudicaciones. En consecuencia, la evolución del costo promedio ponderado de potencia no debe atribuirse a un único contrato, sino al efecto conjunto de las entradas, salidas, precios y vigencias del portafolio completo.

Los modelos publicados permiten validar determinados resultados agregados del ingreso de potencia, pero no reproducir de forma completa la asignación entre clientes regulados y Grandes Clientes. Esta limitación impide comprobar plenamente cómo se distribuye la recuperación del costo entre segmentos y componentes tarifarios.

En EDEMET, una parte del costo de potencia se recupera mediante el componente generación-energía. Por tanto, el análisis aislado del CPG no permite concluir si existe suficiencia o insuficiencia total, porque la recuperación debe evaluarse considerando todos los canales tarifarios.

El recaudo asociado a los Grandes Clientes corresponde a una estimación potencial y no a una liquidación oficial. En el caso de EDECHI, la mayor incertidumbre de la demanda estimada hace necesario presentar análisis de sensibilidad y evitar conclusiones basadas en un único valor puntual.

La demanda máxima individual no representa necesariamente la contribución causal de cada cliente a la máxima del sistema. Por esta razón, la demanda coincidente debe ser evaluada como una posible base regulatoria para el CPG, especialmente cuando se busca mejorar la proporcionalidad entre el costo causado y el cargo aplicado.

Un CPG uniforme y fijo durante cuatro años puede quedar desalineado respecto de portafolios, costos y niveles de demanda que evolucionan de forma distinta entre EDEMET y EDECHI. Un CPG uniforme para EDEMET y EDECHI solo resulta consistente si su determinación incorpora prospectivamente las diferencias de escala, portafolio, demanda y recuperación durante los cuatro años del periodo tarifario. La estabilidad del cargo exige una metodología inicial robusta y diferenciada por empresa. El seguimiento de los resultados debe servir para rendición de cuentas y para mejorar la siguiente determinación cuatrienal, sin modificar el cargo aprobado durante su vigencia.

La política de contratación debe ser anticipada, competitiva, flexible y proporcional a la escala de cada distribuidora. También debe acompañarse de seguimiento a la ejecución de los proyectos, evaluación de desviaciones y mecanismos de corrección cuando cambien las condiciones de demanda o de cobertura.

Finalmente, la transparencia exige archivos autosuficientes, trazabilidad estructural y conciliaciones mensuales, semestrales y anuales. La información publicada debe permitir relacionar contratos, costos, demanda, recuperación e ingresos reconocidos de manera completa y reproducible.

18. Solicitudes para consideración de la ASEP en Consulta Pública 008-26 — EDEMET y EDECHI

1. Publicar una memoria reproducible del CPG para cada distribuidora, con apertura por año tarifario del costo contractual o proyectado, la demanda utilizada, los ingresos esperados y los ajustes aplicados.
2. Presentar separadamente todos los componentes de costo y recuperación, incluyendo costo contractual, costo reconocido, costo permitido mediante el CPG, ingresos por demanda, ingresos mediante energía, recaudo regulado, recaudo de Grandes Clientes y ajustes de cierre.
3. Explicar el tratamiento de las categorías GRANDES CLIENTES, MTD_GC y BTD_GC cuando aparezcan con cantidades o cargos finales iguales a cero, indicando si corresponden a ausencia de datos, recuperación por otra vía o una decisión del diseño tarifario.
4. Publicar la fuente original y la trazabilidad de la demanda de Grandes Clientes, incluyendo energía mensual, demanda máxima, factor de carga, máxima individual, máxima coincidente y cantidad finalmente facturable.
5. Publicar una matriz contractual mensual actualizada para EDEMET y EDECHI, identificando la contribución de las LPI 02-24, LPI 01-25 y LPI 01-26 sobre la potencia contratada, el CPP y el costo anual de cada distribuidora.
6. Aplicar una metodología diferenciada por distribuidora, considerando la escala, la estructura contractual, la demanda y los canales de recuperación propios de EDEMET y EDECHI, evitando trasladar automáticamente un mismo resultado o producto contractual a ambas empresas.
7. Evaluar la demanda coincidente con la máxima del sistema como base causal del CPG, manteniendo separados los cargos de red y evitando aplicar más de una vez la reserva, las pérdidas u otros factores en la cantidad facturable.
8. Conciliar de forma única la demanda coincidente, la reserva, las pérdidas y la cantidad final facturable, identificando el origen y la aplicación de cada componente para evitar duplicidades.
9. Determinar prospectivamente el CPG de EDEMET y EDECHI para los cuatro años del periodo tarifario, utilizando las trayectorias esperadas de costos, demanda, portafolio contractual y canales de recuperación de cada distribuidora. El cargo aprobado deberá mantener estabilidad durante el periodo de julio de 2026 a junio de 2030. Es muy importante dar seguimiento a 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 productos contractuales adaptados a la escala de cada distribuidora, con bloques divisibles, flexibilidad de cantidades y mecanismos de corrección que reduzcan el riesgo de sobrecontratación, especialmente en EDECHI.

- 11.** Exigir planificación vinculante, licitaciones anticipadas y rendición de cuentas, publicando el número de oferentes, el nivel de concentración, la cobertura prevista y adjudicada, la ejecución de los proyectos, las desviaciones y el costo de sustitución.
- 12.** Publicar modelos autosuficientes y una base consolidada después de cada adenda del Informe Indicativo, de modo que las proyecciones de energía, demanda, pérdidas, reserva y DMG puedan reproducirse sin combinar manualmente archivos dispersos.
- 13.** Abrir un proceso separado para evaluar la contratación competitiva de potencia por Grandes Clientes, sin sustituir la necesidad inmediata de definir un CPG transparente, causal y proporcional.