



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 1er TRIMESTRE 2026

Opinión Técnica elaborada por Dirección de
Regulación/Departamento de Tarifas
Tegucigalpa, M.D.C., diciembre de 2026

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Primer Trimestre 2026	5
2.	Introducción	9
3.	Costos de generación y ajustes trimestrales	12
3.1.	Costo Base de Generación previsto para el año 2026	13
3.2.	Costos reales de generación	14
3.2.1.	Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación	14
3.2.2.	Variables que inciden en los costos de generación	14
3.2.3.	Cálculo de los costos reales de generación.....	17
3.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	24
3.3.1.	Pagos diferidos	24
3.4.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre 2026	25
	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	26
4.	Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2026	28
5.	Otros Cargos	28
5.1.1.	Cargos por sobre costo de generación forzada	28
5.1.2.	Cargos del MER	28
5.1.3.	Costos de operación del sistema	28
5.2.	Tarifa 1er trimestre 2026	29
5.3.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	29
5.4.	Estructura tarifaria	30
6.	Conclusiones y recomendaciones	33
6.1.	Conclusiones	33
6.2.	Recomendaciones	34
7.	Anexos	36
7.1.	Datos usados en el modelo CALCUTA	36
7.2.	Datos de salida en el modelo CALCUTA	37
7.3.	Factor de planta	38

Abreviaturas

BCH	Banco Central de Honduras
CSGF	Cargo de Sobrecosto por Generación Forzada
CBG	Costo Base de Generación
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CTA	Contratos Tipo A
CTB	Contratos Tipo B
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENS	Energía No Suministrada
HFO	Heavy Fuel Oil
ITC	Informe de Transacciones Comerciales
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MC	Mercado de Contratos
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SGF	Sobrecosto por Generación Forzada



01

RESUMEN EJECUTIVO DEL INFORME DE AJUSTE TARIFARIO DEL PRIMER TRIMESTRE 2026

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Primer Trimestre 2026

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) estableció a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como el ente regulador del subsector eléctrico. Entre sus funciones se encuentra la definición de la metodología para calcular las tarifas y velar por su aplicación, además de aprobar, ajustar e implementar las tarifas resultantes.

Las tarifas del usuario final se componen de los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos por proveer el servicio eléctrico. De conformidad con lo que establece la LGIE, los costos de generación del año t consideran como punto de partida al Costo Base de Generación (CBG), el cual se determina con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año $t-1$. La POLP considera para su preparación: proyecciones de precios de combustible, proyecciones de demanda de energía eléctrica, energía no suministrada y el costo de esta, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, entre otros.

En fecha 30 de diciembre de 2025 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-168-2025 el CBG previsto para el año 2026 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora, el cual fue elaborado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y determinado con base en el informe de la POLP 2026-2028. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto el para año el año 2026 es de 125.86 USD/MWh.

La LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto, por lo que la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral a la estructura tarifaria que la ENEE aplicará en la facturación a los usuarios finales a partir de enero 2026. Este ajuste se calcula utilizando la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP). En ese sentido, el reglamento establece que el costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2026 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 1er trimestre 2026, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de septiembre, octubre y noviembre del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en septiembre, octubre y noviembre de 2025, la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN); variables que impactan en los costos reales de generación y en la estructura tarifaria del 1er trimestre del 2026.

Para septiembre de 2025, el precio promedio previsto para el bunker fue de 60.76 USD/bbl y el real de 66.16 USD/bbl; para octubre y noviembre de 2025 el precio promedio previsto fue de 56.28 USD/bbl y el precio real fue de 66.54 USD/bbl para octubre y 62.70 USD/bbl para noviembre de 2025.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 6.48 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre el consumo real y el previsto para el período de septiembre a noviembre de 2025 resulta en 195.29 GWh menor a lo proyectado. La Energía No

Suministrada (ENS) real entre los meses de septiembre a noviembre 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 15.67 GWh. Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 2.87% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 5.63 % menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para septiembre de 2025 fue de 110.63 USD/MWh y de 95.80 USD/MWh para octubre y noviembre de 2025, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 124.89 USD/MWh, 112.03 USD/MWh y 98.49 USD/MWh para septiembre, octubre y noviembre de 2025 respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025. El costo medio de generación real fue de 138.37 USD/MWh en septiembre, 131.70 USD/MWh en octubre y 130.99 USD/MWh en noviembre 2025.

En la revisión mensual de los costos de generación reales de la ENEE, se identificó que:

- En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014. La Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) mantiene en análisis los costos asociados a dichos contratos debido a que la ENEE no ha acreditado la documentación correspondiente.
- En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que, por recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para junio, julio y agosto de 2024, se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos del contrato No. 063-2011. Estos costos seguirán reconociéndose condicionalmente dentro del mercado de contratos y se incluirán en los costos de generación trasladables a la tarifa final debido a que continua en revisión de la DAJ y que no se ha acreditado ante la CREE el laudo arbitral que autoriza dicha prórroga.
- El Decreto No. 3-2025 aprobó modificaciones a 18 contratos de energía entre la ENEE y empresas generadoras. El Departamento de Tarifas solicitó a la DAJ un dictamen legal para revisar dichas modificaciones y verificar el cumplimiento de requisitos para su vigencia. En el Acuerdo CREE 78-2025 se recomienda trasladar provisionalmente los precios de estos contratos de suministro de potencia y energía. Este traslado se aplicará de forma condicionada hasta completar el proceso de revisión legal correspondiente.
- En la liquidación correspondiente a noviembre de 2025 (LT-12-2025), se identificó la incorporación de una nueva central denominada ENERESA. El Departamento de Tarifas, mediante el memorándum, solicitó a la DAJ que indicara bajo qué figura debía considerarse dicha central y de qué manera debían incorporarse sus costos en los costos de generación que se trasladan a las tarifas de los usuarios finales. En ese sentido, mediante acuerdo CREE-170-2025, se aprobó el traslado de los costos de la central ENERESA en la tarifa de los usuarios finales de la ENEE, únicamente en lo relativo a los costos derivados de la capacidad de 6.125 MW. En atención a lo anterior, el Departamento de Tarifas incorporará los ajustes a los costos asociados a la central ENERESA dentro del costo de generación como “Otros Ajustes” en el segundo ajuste trimestral de 2026.

En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la ENEE por un monto de USD 1,437,653.84 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2026.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-666-2024 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto ocasionando un aumento del 10.37% con respecto al cuarto trimestre. La ENEE en fecha 30 de diciembre 2025 envió una solicitud para diferir el monto de 25,500,000 USD en los siguientes periodos trimestrales del 2025.

Las variables antes mencionadas determinan el Costo de Generación Ajustado, el cual es de 117.10 USD/MWh para el primer trimestre del 2026. Este valor es mayor al aplicado en el cuarto trimestre de 2025 el cual fue 111.83 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de enero de 2026 es de 26.5109 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.8%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, así como los ajustes relacionados con la operación del sistema nacional, con los cargos regionales y con los sobrecostos por generación forzada, los cuales inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de enero de 2026. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa un aumento de 4.11% a la tarifa promedio de 4.62 a 4.81 HNL/kWh.

Con base en lo anterior, se recomienda al Directorio de Comisionados, sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos que correspondan, aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de enero de 2026:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.10		3.9816
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.10		
Primeros 50 kWh/mes			3.9816
Siguientes kWh/mes			5.1811
Servicio General en Baja Tensión	59.10		5.2044
Servicio en Media Tensión	2,651.09	333.8708	3.2238
Servicio en Alta Tensión	6,627.73	288.2249	3.0252

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	68.23	4.0459



02

INTRODUCCIÓN

Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Asimismo, la LGIE establece que la CREE debe realizar ajustes de forma periódica a los valores de las tarifas de los usuarios finales: I) ajustes trimestrales debido a los cambios en el Costo Base de Generación, II) ajustes anuales debido a los cambios en los costos por la operación y administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), así como por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER), III) ajustes trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y IV) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - o Las características de la demanda (energía y potencia);
 - o La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - o El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - o Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - o El monto de déficit y el costo de la energía no suministrada, si hubiera.
- **Cargos del MEN y de operación y regulación del MER:** los cargos del MEN incluyen los costos en los que incurre el Operador del Sistema por administrar y operar el mercado mayorista de Honduras. Por otro lado, los cargos relacionados con el MER contemplan los costos asociados con la operación y regulación del MER.
- **Costos del sistema de transmisión:** estos comprenden los costos de los activos usados para la actividad de transmisión, los costos de operación y mantenimiento, y los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía en el sistema.
- **Costos del sistema de distribución:** estos constituyen el llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), que comprende los costos de los activos usados para la actividad de distribución, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de energía y potencia, y una componente de costos de comercialización.

En abril de 2016 la CREE aprobó el “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales” (de aquí en adelante el “Reglamento”) por medio de la Resolución CREE-016, el cual establece una metodología provisional para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus usuarios. Dicho reglamento ha sido modificado por medio del Acuerdo CREE-065 el 24 de junio de 2020 con la finalidad de reflejar de manera más precisa los

costos de generación en que incurre la ENEE para suministrar energía eléctrica a sus clientes. Luego, los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento fueron modificados mediante el Acuerdo CREE-083-2024.

Finalmente, fue modificado el Reglamento por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023, CREE-123-2024, CREE-165-2025 con la finalidad de incorporar un mecanismo que permita recuperar en un periodo mayor a tres meses las variaciones significativas que puedan resultar en cada período entre el costo de generación real y el costo base de generación, y así prevenir fluctuaciones significativas en las tarifas al usuario final.

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de enero de 2026, el cual se calcula con la metodología dispuesta en el Reglamento. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que inciden en el costo de generación, así como las otras variables consideradas en el cálculo tarifario y finalmente proponer al Directorio de Comisionados el ajuste a la estructura tarifaria.

El informe está organizado en 7 secciones incluyendo el resumen ejecutivo y esta introducción. En la sección 3 se presentan los costos previstos de generación del año 2026, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de enero de 2026. En la sección 4 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 5 se presentan los costos previstos en los que incurre la ENEE por la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica para el año 2026, incluyendo el cargo por sobre costo de generación forzada, cargos del Mercado Eléctrico Regional (MER) y los costos de operación del sistema, asimismo se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del primer trimestre de 2026. En la sección 6 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe. Finalmente, en la sección 7 se incluyen los anexos.



03

COSTOS DE GENERACIÓN Y AJUSTES TRIMESTRALES

Costos de generación y ajustes trimestrales

Marco Regulatorio

El Reglamento establece la metodología que debe utilizar el Centro Nacional de Despacho como operador del sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para cada trimestre del próximo año (Costo Base de Generación o costo de generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales al Costo Base de Generación.

De acuerdo con el Reglamento el Costo Base de Generación para el año t (CBG previsto) se determina con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año $t-1$. La POLP considera para su preparación: proyecciones de demanda de energía eléctrica, proyecciones de precios de combustible, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, impacto de entradas y salidas de operación de centrales generadoras, entrada en operación de obras de transmisión contempladas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, restricciones en transmisión y generación, entre otros.

Dado que algunas de las consideraciones utilizadas en la POLP pueden variar en el tiempo, la LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto.

En este sentido, el Reglamento establece el procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación, dicho procedimiento dispone que al completar la liquidación mensual el operador del sistema debe enviar a la CREE y a la ENEE en su calidad de empresa distribuidora, un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia (contratos y desvíos). La CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real del mes y su diferencia con el costo base previsto para ese mes, y se obtiene la diferencia acumulada de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Luego, calcula la relación entre la diferencia acumulada y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre, y finalmente realiza la suma algebraica entre esta relación, el precio de generación previsto para el período t y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el operador del sistema (también aplica para lo establecido en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento) y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre.

Con esa información, la CREE realiza el ajuste tarifario aplicando la siguiente ecuación:

$$P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OAp}{EP_p} \quad [1]$$

Donde:

P_p : es el precio de generación para el período de ajuste p , expresado en [USD/MWh]

PP_p : es el precio de generación previsto para el período de ajuste p , expresado en USD/MWh, que se obtiene del informe del CBG que prepara el operador del sistema y que aprueba la CREE.

CGR_{p-1} : es el costo de generación real para el período de ajuste $p-1$, [USD]

CGP_{p-1} : es el costo de generación previsto para el período ajuste $p-1$, [USD]

EP_p : es la energía prevista para el período ajuste p , [MWh]

OA_p : Otros ajustes solicitados por operador del sistema o la empresa distribuidora, ambos aprobados por la CREE para el período de ajuste p , [USD]

En las secciones siguientes se detallan cada uno de los elementos que componen la ecuación anterior.

3.1. Costo Base de Generación previsto para el año 2026

En fecha 30 de diciembre de 2025 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-168-2025 el Costo Base de Generación previsto para el año 2026 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el año 2026 es de **125.86 USD/MWh**. La Tabla 1 muestra de manera detallada los resultados del costo de generación previsto. Para realizar estos cálculos el operador del sistema consideró lo siguiente:

- Generación total y matriz de generación de energía eléctrica: 11,879.76 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica convencional con 5,528.68 GWh (46.54%), hidroeléctrica con 3,515.11 GWh (29.59%), solar fotovoltaica 1,138.82 GWh (9.59%), eólica 704.83 GWh (5.93%), biomasa 355.64 GWh (2.99%), geotérmica 324.50 GWh (2.73%), compras en el MER 238.95 GWh (2.01%) y Almacenamiento 73.22 GWh (0.62%).
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 53.31 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 192.83 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 104.21 USD/MWh.
- El costo medio de generación por bloque horario es de 131.17 USD/MWh en el bloque horario punta, 122.94 USD/MWh en el bloque intermedio y 123.58 USD/MWh en el bloque valle.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el año 2026 (Datos: CND)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	4,308.71	86,854,745.45	401,969,628.82	488,824,374.27	113.4504
	Hidroeléctrica	1,157.82	16,737,722.30	145,167,855.08	161,905,577.38	139.8367
	Biomasa	211.88	605,728.24	26,777,301.05	27,383,029.30	129.2361
	Eólica	704.83	4,193,247.53	97,884,579.04	102,077,826.57	144.8255
	Solar FV	1,000.36	1,985,969.16	123,534,107.48	125,520,076.64	125.4751
	Geotérmica	310.98	3,815,596.35	36,049,404.85	39,865,001.20	128.1916
	MER (Hidro)	118.52	1,471,818.82	13,483,653.30	14,955,472.12	126.1892
	Total	7,813.10	115,664,827.86	844,866,529.62	960,531,357.48	122.9386
Oportunidad	Térmica	1,219.97	63,863,753.28	146,876,967.06	210,740,720.34	172.7424
	Hidroeléctrica	2,357.29	36,805,408.80	241,420,662.95	278,226,071.75	118.0277
	Biomasa	143.76	2,859,031.40	14,869,028.75	17,728,060.15	123.3170

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Solar FV	138.46	501,513.60	14,216,803.11	14,718,316.71	106.2975
	Geotérmica	13.52	0.00	1,357,362.90	1,357,362.90	100.3737
	Almacenamiento	73.22	0.00	0.00	0.00	0.0000
	MER	120.43	0.00	11,943,626.44	11,943,626.44	99.1718
	Total	4,066.66	104,029,707.08	430,684,451.22	534,714,158.30	131.4872
Total anual		11,879,759.19	11,879.76	1,275,550,980.84	1,495,245,515.79	125.8650

3.2. Costos reales de generación

3.2.1. Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación

El CBG previsto para el año 2025 fue determinado con base en el informe de la POLP 2025-2027, el cual fue elaborado por el operador del sistema. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los costos de compra de energía y potencia en los que realmente incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2025.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en el año 2025 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se presenta un análisis comparativo entre el valor real y el promedio de estas variables, y en algunos casos entre el valor real y el promedio previsto, promedio que es calculado en función de lo previsto para cada trimestre.

3.2.2. Variables que inciden en los costos de generación

3.2.2.1. Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestran los precios reales de los combustibles para los meses de septiembre a noviembre de 2025 y su diferencia con respecto a los precios proyectados. Los precios promedio reales resultaron mayores a los precios previstos, para septiembre de 2025 el precio promedio previsto para el bunker fue de **60.76 USD/bbl** y el real de **66.16 USD/bbl**, para octubre y noviembre de 2025 el precio promedio previsto fue de **56.28 USD/bbl** y el precio real fue de **66.54 USD/bbl** para octubre y **62.70 USD/bbl** para noviembre de 2025. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3 meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de septiembre a noviembre de 2025 aproximadamente un 35.51 % del total de generación del MEN.

Es importante indicar que, para propósitos de liquidación de las transacciones de compraventa de energía en el MEN, la energía comprada por medio de un contrato de generación térmica en un

mes determinado se valora utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente en el mes inmediatamente anterior.

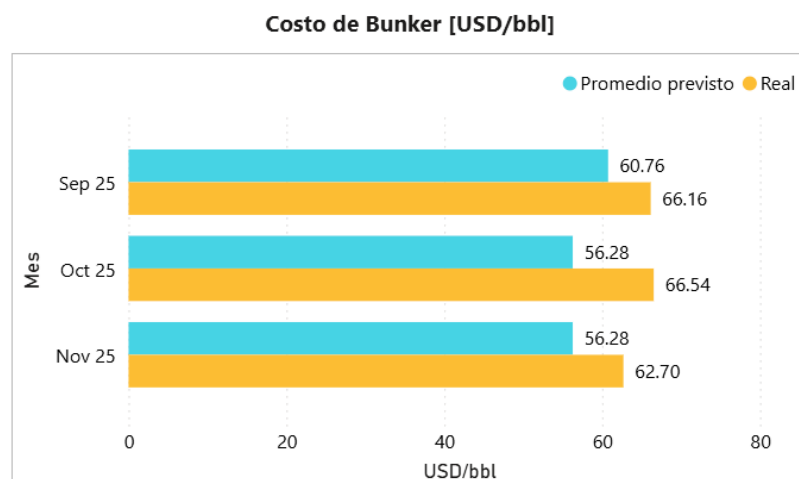


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

3.2.2.2. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica real y prevista para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025, así como la diferencia entre los consumos de estas demandas. Se observa que para estos meses el consumo de energía total real resultó menor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de septiembre a noviembre de 2025 resulte en -195.29 GWh, es decir, la demanda real resultó un 6.48 % menor con respecto a la demanda prevista.

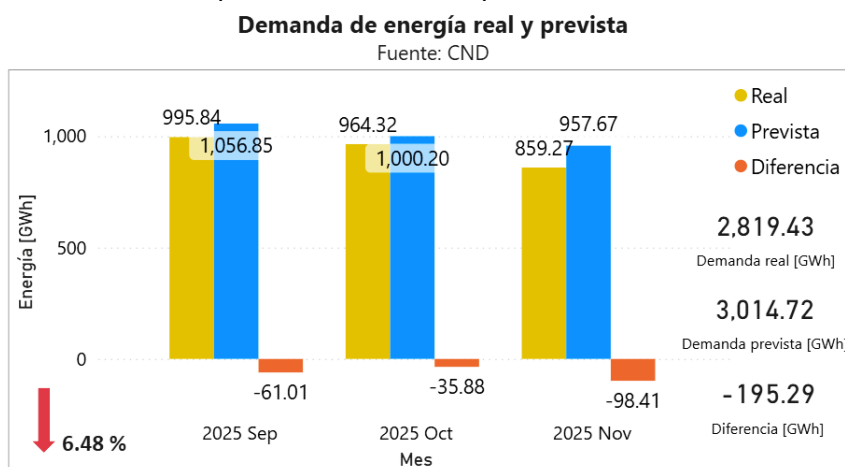


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 15.67 GWh, esta diferencia impactará de manera directa en los costos marginales del sistema de estos meses y por ende en los costos reales de generación.

Energía no suministrada (ENS)

Fuente: CND

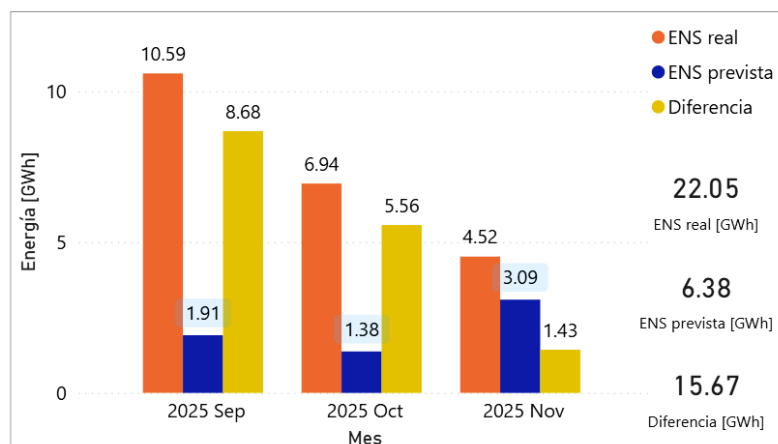


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

3.2.2.4. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses entre septiembre y noviembre de 2025, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 40.14 %, mientras que la participación prevista era de 37.25 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 35.51 %, inferior a la participación prevista del 41.82 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

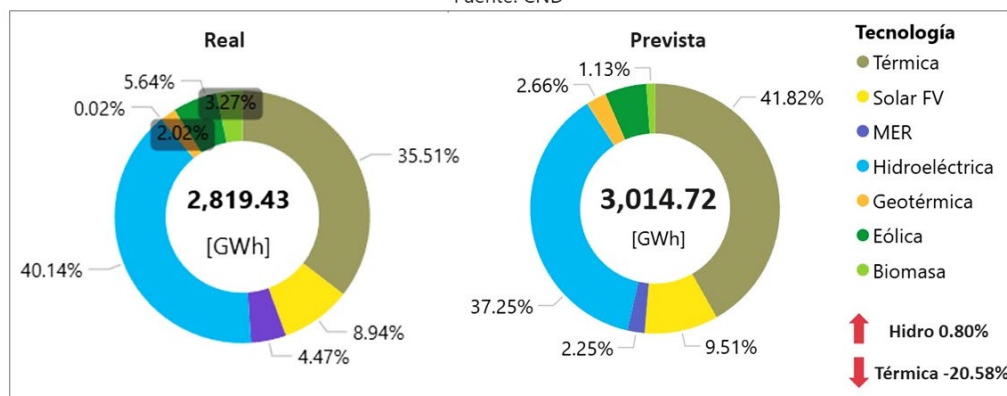


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en Sep 2025 - Nov 2025

Por otro lado, en la Tabla 2 se detalla la generación real y prevista por tipo de tecnología y las diferencias de estas, tanto de manera absoluta como porcentual. En dicha tabla se observa que la generación de energía real en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), presenta variaciones con respecto a la prevista, esta disparidad impactará en las diferencias entre el costo real y previsto para este ajuste, y si continua así, también afectará en los ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica Sep 2025 - Nov 2025
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	1,001.26	1,260.64	-259.38	-20.58%
Hidroeléctrica	1,131.81	1,122.87	8.94	0.80%
Solar Fotovoltaica	251.96	286.79	-34.83	-12.15%
Eólica	158.95	162.29	-3.34	-2.06%
MER	126.00	67.93	58.07	85.49%
Biomasa	92.07	34.06	58.01	170.31%
Geotérmica	56.85	80.13	-23.28	-29.05%
Híbrida	0.53	0.00	-0.53	
Total	2,819.43	3,014.72	-195.29	-6.48%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio proyectado para septiembre de 2025 fue de 110.63 USD/MWh y de 95.80 USD/MWh para octubre y noviembre de 2025, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 124.89 USD/MWh, 112.03 USD/MWh y 98.49 USD/MWh para septiembre, octubre y noviembre de 2025 respectivamente.

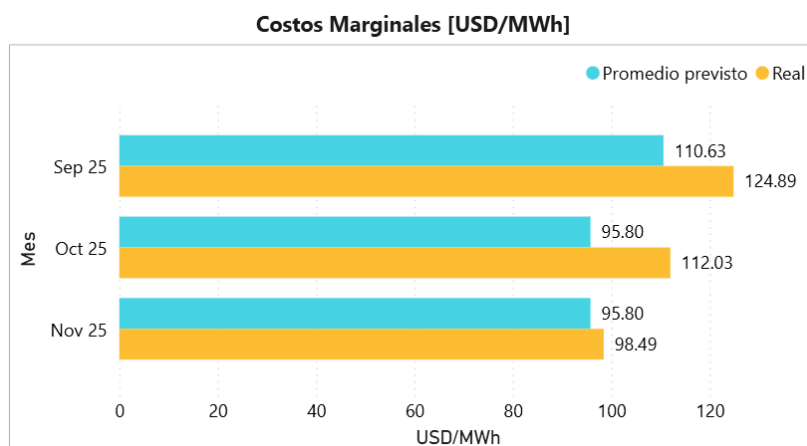


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

3.2.3. Cálculo de los costos reales de generación

Para determinar los costos reales de generación se utilizan las liquidaciones mensuales, estas se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario t se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo $t-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $t-1$). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de enero de 2026, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de septiembre a noviembre de 2025.

Para el ajuste correspondiente al primer trimestre de 2026, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de septiembre a noviembre de 2025¹. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 138.37 USD/MWh en septiembre, 131.70 USD/MWh en octubre y 130.99 USD/MWh en noviembre de 2025.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación 2025 que aprobó la CREE). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales de septiembre, octubre y noviembre de 2025 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación septiembre 2025 – noviembre 2025 (Datos: CND)

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	367.58	7,109,371.41	41,815,374.68	48,924,746.09	133.10
	Hidroeléctrica	95.58	1,519,108.69	11,730,787.20	13,249,895.89	138.62
	Biomasa	10.77	14,963.15	1,313,548.62	1,328,511.77	123.31
	Eólica	30.33	214,173.71	4,190,721.96	4,404,895.67	145.23
	Solar Fotovoltaica	79.16	170,747.45	9,766,267.80	9,937,015.25	125.53
	Geotérmica	18.52	231,903.24	2,132,818.66	2,364,721.90	127.67
	MER	30.48	622,070.31	3,427,803.87	4,049,874.18	132.87
	Total transacciones de contratos	632.42	9,882,337.96	74,377,322.79	84,259,660.75	133.23
Oportunidad	Térmica	72.29	5,132,173.75	11,700,227.83	16,832,401.58	232.85
	Hidroeléctrica	256.58	3,040,933.60	31,949,642.47	34,990,576.07	136.37
	Solar Fotovoltaica	9.22	0.00	1,067,996.20	1,067,996.20	0.00
	Biomasa	0.06	0.00	8,734.28	8,734.28	139.47
	MER	6.42	0.00	630,673.09	630,673.09	98.29
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	344.57	8,173,107.35	45,357,273.87	53,530,381.21	155.35
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	8.73	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	9.92	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	18.85	0.00	0.00	0.00	0.00
Total septiembre		995.84	18,055,445.31	119,734,596.66	137,790,041.96	138.37
Contratos	Térmica	298.35	7,181,111.56	33,530,489.27	40,711,600.83	136.46
	Hidroeléctrica	130.89	1,692,755.40	16,342,514.93	18,035,270.33	137.78
	Biomasa	27.25	32,735.05	3,321,941.16	3,354,676.21	123.13
	Eólica	34.14	143,286.84	4,609,256.56	4,752,543.40	139.22
	Solar Fotovoltaica	75.93	146,804.72	9,328,275.39	9,475,080.11	124.79
	Geotérmica	19.41	234,445.76	2,237,312.89	2,471,758.65	127.35
	MER	38.27	618,778.14	4,017,877.12	4,636,655.26	121.14
	Total transacciones de contratos	624.23	10,049,917.47	73,387,667.32	83,437,584.79	133.66
Oportunidad	Térmica	26.16	512,577.99	405,012.77	917,589.76	350.77
	Hidroeléctrica	277.74	2,651,241.90	30,390,710.20	33,041,952.10	118.97
	Solar Fotovoltaica	7.03	0.00	735,110.89	735,110.89	104.63
	Biomasa	-0.01	0.00	-1,298.03	-1,298.03	110.68
	MER	7.37	0.00	607,970.30	607,970.30	82.44
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

¹ Expedientes LT-10-2025, LT-11-2025 y LT-12-2025

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Total transacciones de oportunidad	318.29	7,777,018.90	35,782,616.13	43,559,635.02	136.85
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	12.69	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	9.03	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	21.79	0.00	0.00	0.00	0.00
Total octubre		964.32	17,826,936.37	109,170,283.44	126,997,219.81	131.70
Contratos	Térmica	225.24	7,038,523.22	23,369,077.81	30,407,601.03	135.00
	Hidroeléctrica	129.88	1,831,540.26	16,121,384.42	17,952,924.68	138.23
	Biomasa	23.31	63,870.44	2,851,042.96	2,914,913.40	125.04
	Eólica	94.48	525,743.43	12,888,341.56	13,414,084.99	141.97
	Solar Fotovoltaica	74.02	154,956.90	9,119,943.13	9,274,900.03	125.30
	Geotérmica	18.92	238,428.68	2,180,941.83	2,419,370.51	127.87
	MER	40.92	624,834.02	4,140,137.33	4,764,971.35	0.00
	Total transacciones de contratos	606.78	10,477,896.95	70,670,869.04	81,148,765.99	133.74
Oportunidad	Térmica	11.19	504,802.58	171,997.61	676,799.19	604.77
	Hidroeléctrica	218.68	2,569,884.31	21,201,315.86	23,771,200.17	108.70
	Solar Fotovoltaica	6.60	0.00	630,583.49	630,583.49	95.48
	Biomasa	-0.02	0.00	-1,923.76	-1,923.76	100.09
	MER	2.53	0.00	181,608.57	181,608.57	71.67
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	0.53	-293.43	53,157.22	52,863.79	98.93
	Total transacciones de oportunidad	239.52	7,617,612.46	23,731,555.77	31,402,325.46	131.10
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	11.75	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	12.96	0.00	0.00	0.00	0.00
Total noviembre		859.27	18,095,509.41	94,402,424.82	112,551,091.45	130.99
Total septiembre- noviembre		2,819.42	53,977,891.09	323,307,304.92	377,338,353.22	133.8352

* ver sección 3.2.3.1

La siguiente figura muestra la evolución del costo medio de generación de energía eléctrica de la ENEE durante los últimos seis meses. Se observa una leve tendencia hacia el alza en los últimos tres meses, lo que indica un aumento gradual en los costos de producción de energía.

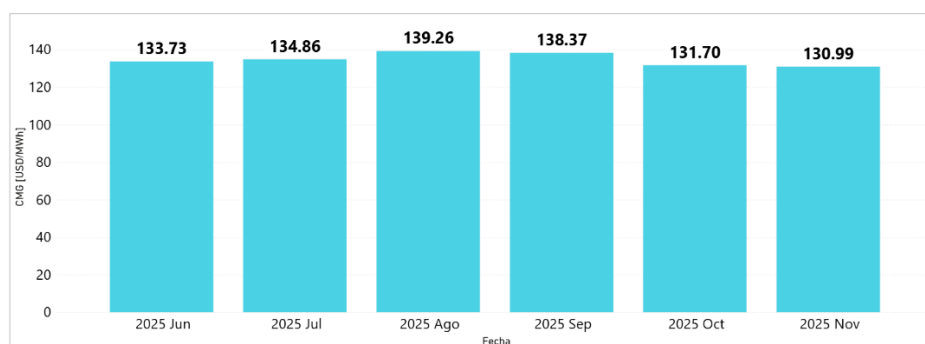


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

En la figura siguiente se muestra de manera gráfica un resumen de los costos reales de generación en los que incurrió la ENEE para los meses bajo análisis. En dicha figura se observa que la energía correspondiente al mercado de contratos para esos meses fue de 1,863.43 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 133.54 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 902.39 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado

fue de 142.39 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 133.84 USD/MWh.

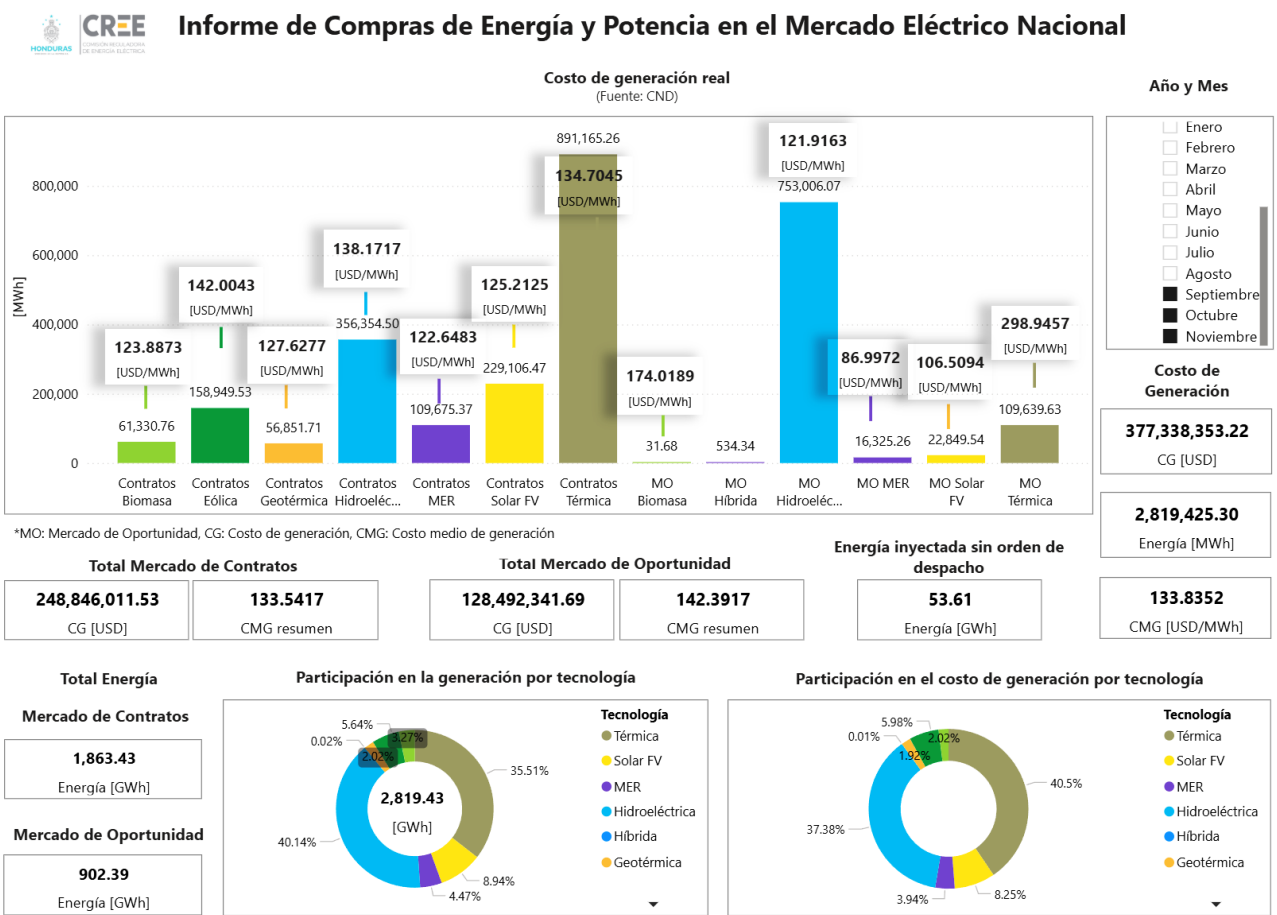


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a septiembre, octubre y noviembre de 2025 (Datos: CND)

Es importante señalar que dentro de los cálculos de las liquidaciones se consideró lo siguiente:

- Pago de centrales de la ENEE**

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de septiembre a noviembre de 2025. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 82,987,772.87 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE septiembre 2025 – noviembre 2025 (Datos: CND)

Central	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
El Nispero	33.57	0.00	3,712,640.43	3,712,640.43	110.61

Central	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Santa María del Real	0.26	0.00	28,516.51	28,516.51	111.05
Cañaveral	17.93	232,060.67	2,163,027.32	2,395,087.99	133.59
El Cajón	507.97	6,466,206.60	56,285,056.16	62,751,262.76	123.53
Patuca	91.46	573,685.20	9,464,110.19	10,037,795.39	109.75
Río Lindo	24.48	343,881.78	3,118,455.35	3,462,337.13	141.45
Ceiba Térmica	1.81	83,070.04	259,343.35	342,413.39	189.18
Santa Fe	0.03	19,827.70	6,609.78	26,437.48	842.98
La Puerta	0.00	141,281.79	0.00	141,281.79	0.00
Total	677.50	7,860,013.78	75,037,759.09	82,897,772.87	122.36

** El costo medio de generación elevado de ciertas centrales es consecuencia de la cantidad de energía que estas centrales aportaron en el periodo bajo análisis (Ver Anexo 7.3).

• Liquidación del costo de energía de los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014

En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014. Se resalta que la situación de los costos asociados a dichos contratos continua en análisis y revisión de la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), en vista de que la ENEE no ha acreditado la documentación correspondiente.

• Prórroga del contrato No. 063-2011

En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que, con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para junio, julio y agosto de 2024, se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos del contrato No. 063-2011. Debido a que la situación de esta prórroga continua en revisión de la DAJ y dado que no se ha acreditado ante la CREE el laudo arbitral mediante el cual se instruye la prórroga del plazo del referido contrato, los costos de dicho contrato se seguirán trasladando de forma condicionada en el mercado de contratos, es decir, se reconocerán los costos de dicho contrato dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final.

• Modificaciones a los contratos de compra de energía y potencia

Mediante el Decreto No. 3-2025 publicado en el Diario Oficial La Gaceta número 36,786 el lunes 10 de marzo del 2025, se aprobaron las modificaciones a 18 contratos de suministro de energía y potencia suscritos entre la ENEE y distintas empresas generadoras. En el marco de estas modificaciones el Departamento de Tarifas solicitó a la DAJ que emitiera un dictamen legal, el cual debía contener, entre otras cosas, la revisión de las modificaciones contractuales aprobadas mediante el referido decreto y la fecha de entrada en vigencia de cada una, y la verificación del cumplimiento de cada condición establecida como requisito para la entrada en vigencia de las modificaciones, particularmente lo relativo al cumplimiento de actas de conciliación y pago de saldos adeudados. Esto con el fin de conocer la fecha exacta en que las modificaciones serán aplicadas.

El Acuerdo CREE 78-2025 establece que, basado en un dictamen legal emitido por la DAJ, se recomienda trasladar provisionalmente los precios de los contratos de suministro de potencia y

energía renegotiados y aprobados por el Congreso Nacional, reflejados en las liquidaciones enviadas por el CND. Este traslado se aplicará de forma condicionada hasta completar el proceso de revisión legal correspondiente.

En este sentido, la DAJ mediante opinión legal identificada como DAJ-OL-020-2025, reafirmó la recomendación de trasladar dichos costos para efectos tarifarios. Estos costos, derivados de los contratos renegotiados aprobados mediante el decreto legislativo número 03-2025, se desprenden de la información proporcionada en los documentos enviados por el CND. Sin embargo, esta medida es temporal mientras continúa la verificación pendiente de documentación adicional que la ENEE debe acreditar según lo requerido por la DAJ en relación con los citados contratos renegotiados.

En función de lo anterior, la DAJ podría dar respuesta conforme a las exigencias hechas por el Departamento de Tarifas, asegurando el estricto cumplimiento de la solicitud presentada.

- **Liquidación de la central híbrida ENERESA**

En la liquidación correspondiente a noviembre de 2025, asociada al expediente LT-12-2025, se identificó la incorporación de una nueva central híbrida denominada Energía Responsable, S.A. de C.V.(ENERESA). En atención a ello, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-064-2025, solicitó a la DAJ que indicara bajo qué figura debía considerarse dicha central y de qué manera debían incorporarse sus costos en los costos de generación que se trasladan a las tarifas de los usuarios finales.

Al respecto, mediante Acuerdo CREE-170-2025, la DAJ identificó que ENERESA se encuentra inscrita en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico de la CREE, exclusivamente para el proyecto denominado ENERESA Fotovoltaico con una capacidad instalada de 6.125 MW. Sin embargo, conforme a la información provista por el CND, ENERESA se encuentra autorizada para realizar transacciones de compra y venta en el MEN, con una capacidad instalada de 12.6 MW y un sistema de almacenamiento de energía de baterías con una capacidad total de 9.6 MW/ 18 MWh, valores que exceden los registrados ante la CREE, y que, de acuerdo con la LGIE, cada vez que se produzcan cambios en las características de las instalaciones o de su operación, deberá ser notificado ante la CREE.

En consecuencia, mediante el acuerdo segundo se indica lo siguiente: “Aprobar el traslado de los costos de la central ENERESA en la tarifa de los usuarios finales de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), únicamente en lo relativo a los costos derivados de la capacidad de seis punto ciento veinticinco megavatios (6.125 MW), en virtud de que conforme a la Resolución CREE-03-2024 de fecha tres (03) de noviembre de dos mil veinte (2020), la referida sociedad mercantil solamente se encuentra habilitada para realizar la actividad de generación por dicha capacidad.

El ajuste correspondiente a los costos asociados a la central ENERESA se realizará en el segundo ajuste del trimestre del año dos mil veintiséis (2026).”

En atención a lo anterior, el Departamento de Tarifas incorporará los ajustes a los costos asociados a la central ENERESA dentro del costo de generación como “Otros Ajustes” en el segundo ajuste trimestral de 2026.

- **Arrendamiento de centrales**

En fecha 30 de junio de 2025 la DAJ mediante dictamen DAJ-DL-045-2025, recomendó que se incluyan de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos de las 8 centrales de arrendamiento, hasta que se culmine el proceso de revisión.

Considerando que la DAJ aún no se ha pronunciado sobre este tema y conforme con el acuerdo CREE-78-2025 correspondiente al ajuste tarifario anterior, se continuaran trasladando de forma condicionada los costos detallados en la tabla siguiente:

Tabla 6: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" Sep 2025 - Nov 2025 (Datos: CND)

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Arrendamiento San Isidro	3.36	505,201.20	618,460.67	1,123,661.87	334.58
Arrendamiento Brassavola	-0.26	3,390,484.80	-8,387.24	3,382,097.56	-13,064.52
Arrendamiento Danlí	7.90	262,214.52	1,583,059.25	1,845,273.77	233.66
Arrendamiento Santa Rosa	10.53	502,830.60	1,996,702.45	2,499,533.05	237.31
Arrendamiento El Progreso	2.52	748,056.00	487,246.16	1,235,302.16	489.78
Arrendamiento El Nispero	0.87	262,208.55	189,345.93	451,554.48	518.83
Arrendamiento Santa Marta	1.73	494,665.20	330,781.02	825,446.22	476.54
Arrendamiento Villanueva	1.88	2,236,002.60	418,918.46	2,654,921.06	1,414.87
Total	28.53	8,401,663.48	5,616,126.70	14,017,790.18	491.32

**El costo medio de generación elevado de estas centrales es consecuencia de la cantidad de energía que estas centrales aportaron en el periodo bajo análisis.

- **Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND**

Con el fin de su traslado a tarifas, el CND en su calidad de operador del sistema informó sobre centrales generadoras que se encontraban inyectando energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte de este, en este sentido dicha energía debe ser reconocida a **precio cero** al aplicar lo establecido en el artículo 7 de la Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad. En la tabla siguiente se muestra de manera detallada para este período de revisión (septiembre, octubre y noviembre de 2025) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 7: 5Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total septiembre 2025 – noviembre 2025 [MWh]
CELSUR	30,705.6287
ECOPALSA	0.0000
NACAOME	22,445.5006
PECSA 69 kV- U4 (Energía a costo cero)	0.0034
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	397.5974

Central	Energía total septiembre 2025 – noviembre 2025 [MWh]
PARK ENERGY	0.0000
CEIBA TÉRMICA **	5.8319
PECSA 69kV U1	37.0289
PECSA 69kV U5	0.0124
TÉRMICA VILLA NUEVA	12.9052
ARRENDAMIENTO SAN ISIDRO	0.0619
ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	0.1138
EMCE CHOLOMA	0.4990
Total	53,605.1832

3.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos

En la Tabla siguiente se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de septiembre a noviembre 2025. En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la ENEE por un monto de USD 1,437,653.84 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2026.

Tabla 8: 6Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre 2025- noviembre 2025 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Sep_2025	119,734,596.66	18,055,445.31	115,560,787.61	17,209,850.79	4,173,809.05	845,594.52	5,019,403.5651
Oct_2025	109,170,283.44	17,826,936.37	111,902,967.70	16,665,111.21	-2,732,684.26	1,161,825.16	-1,570,859.10
Nov_2025	94,455,582.04	18,095,509.41	99,712,353.86	14,849,628.21	-5,256,771.83	3,245,881.20	-2,010,890.62
Total	323,360,462.14	53,977,891.09	327,176,109.17	48,724,590.20	-3,815,647.04	5,253,300.88	1,437,653.84284

3.3.1. Pagos diferidos

El artículo 51 del Reglamento establece que en caso de que la CREE identifique que la variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto provoque fluctuaciones mayores al 5 % en la tarifa promedio al usuario final deberá de comunicar a la ENEE el monto que resulta de la diferencia identificada y solicitar: i) el monto que se propone diferir, ii) el periodo de recuperación de los saldos a diferir, que no será mayor a cuatro trimestres, iii) el tipo de cambio que se utilizó para proponer el monto a diferir, iv) la tasa de interés trimestral a utilizar y v) en caso de aplicar, detallar el monto total acumulado de las cuentas por cobrar que resulten producto de la aplicación del mecanismo establecido en este artículo.

En función de lo anterior, la CREE mediante el oficio CREE-666-2025 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto que ha ocasionado que la tarifa promedio a aplicar al usuario final en el siguiente ajuste tarifario sea del 10.37 % superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del

ajuste hasta por un monto de USD 37,000,000.00 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51. Asimismo, se informó que en caso de querer diferir dicho monto la ENEE deberá enviar a la CREE una solicitud.

La ENEE en fecha 30 de diciembre de 2025 envió una solicitud para diferir en el próximo trimestre el monto que ocasionaría un aumento mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para los meses de enero-marzo 2026. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será de USD 25,500,000.00
2. El monto se deferirá en los siguientes periodos trimestrales del 2026.
3. El tipo de cambio es de 26.5109 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.7358%.
5. El monto total acumulado es de USD 25,500,000.00 para aplicar en los siguientes periodos trimestrales 2026.

En función de lo anterior, para los siguientes periodos trimestrales del año 2026 se debe de adicionar dentro de “Otros Ajustes” el monto de USD 25,500,000.00 como un cargo que debe recuperar la ENEE mediante tarifas.

3.4. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre 2026

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2026 se compone: i) del costo base de generación previsto para el año 2026, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2026 y iii) de otros ajustes, el cual incorpora el impacto de la solicitud de diferir. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 1er trimestre de 2026, el cual es de 117.1034 USD/MWh.

Tabla 9: 7Costo medio total de generación 1er trimestre 2026 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto año 2025	2,746,361.63			345,670,719.65	125.86
Diferencial septiembre 2025- noviembre 2025		-3,815,647.04	5,253,300.88	1,437,653.84	
Diferido				-25,500,000.00	
Ajuste enero 2026-marzo 2026	2,746,361.63			321,608,373.50	117.1034

04

TIPO DE CAMBIO DEL DÓLAR DE LOS EE.UU.

Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en los costos de generación y en los costos de los activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 26.5109 lempiras por dólar, vigente el día 29 de diciembre de 2025. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.8 %. La Fig. 8 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

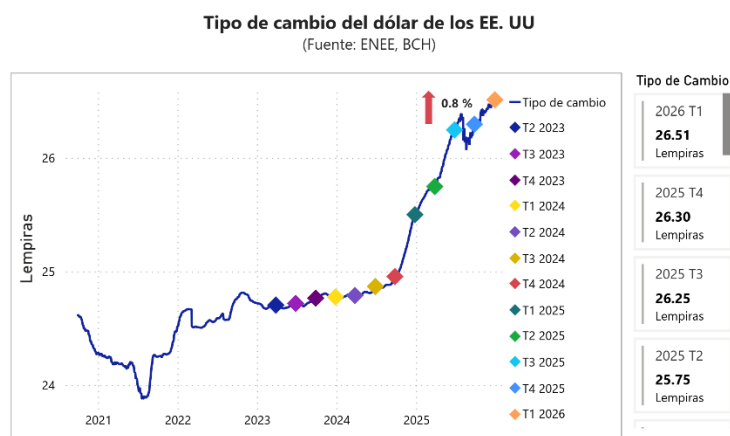


Fig. 8: Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2026 (Datos: BCH)



05

**TARIFA APLICAR
A LOS USUARIOS
FINALES EN EL
1ER TRIMESTRE
DE 2026**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2026

Otros Cargos

Con el objetivo de incorporar todos los costos en los que incurre la ENEE por brindar el servicio de distribución de energía eléctrica, a continuación, se presentan los costos previstos para el año 2026 relacionados con la operación y administración del mercado mayorista nacional, con los costos asociados al MER y con los sobrecostos por generación forzada.

5.1.1. Cargos por sobrecosto de generación forzada

La LGIE establece en su artículo 18 que las tarifas deben reflejar los costos de generación, transmisión y distribución, así como otros costos por proveer el servicio.

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 62 que los sobrecostos originados por el despacho de Generación Forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios Agentes del MEN con sus obligaciones de proveer los Servicios Complementarios serán cargados a estos Agentes del MEN, y que serán liquidados mensualmente según el artículo 103 del mismo reglamento.

En función de lo anterior, la CREE, mediante el Acuerdo CREE-167-2025, aprobó el monto de USD 2,383,782.46 para ser transferido a las tarifas de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, como un cargo asociado al sobrecosto de generación forzada, el cual en esta ocasión resultó es a favor de la demanda.

5.1.2. Cargos del MER

De conformidad con lo indicado en la sección 3.6 acerca de lo que establece la LGIE y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 103 los cargos que son parte de los costos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, dentro de los cuales se detallan los cargos del Mercado Eléctrico Regional.

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-164-2025 aprobó el monto de USD 7,886,868.18 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda los cargos regionales que derivan de la aplicación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

5.1.3. Costos de operación del sistema

Otro costo que debe ser incluido dentro de la tarifa del usuario final son los costos relacionados con la administración y operación del mercado mayorista del SIN previstos para el año 2026. En este sentido, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-166-2025 por un monto de L. 230,699,631.32 los costos de operación del sistema que son cargados a la tarifa según los montos que se proyectan en el presupuesto 2026 de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional.

5.2. Tarifa 1er trimestre 2026

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación, el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria y demás costos, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este cuarto ajuste tarifario. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el CALCUTA (un modelo que aplica la metodología establecida en el Reglamento), en el cual se ingresan como variables de entrada:

- El tipo de cambio, para convertir a lempiras todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de transmisión y distribución);
- Los costos relacionados con la operación y administración con la operación del mercado nacional, así como los relacionados con el MER y con los costos por generación forzada.
- Los costos de energía y potencia que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el Reglamento e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 4.11% con respecto a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2025, la cual pasa de 4.62 HNL/kWh a 4.81 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 9 muestra la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio. Se observa que en este nuevo ajuste el costo de generación resulta en un aumento de 0.1530 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0383 HNL/kWh.

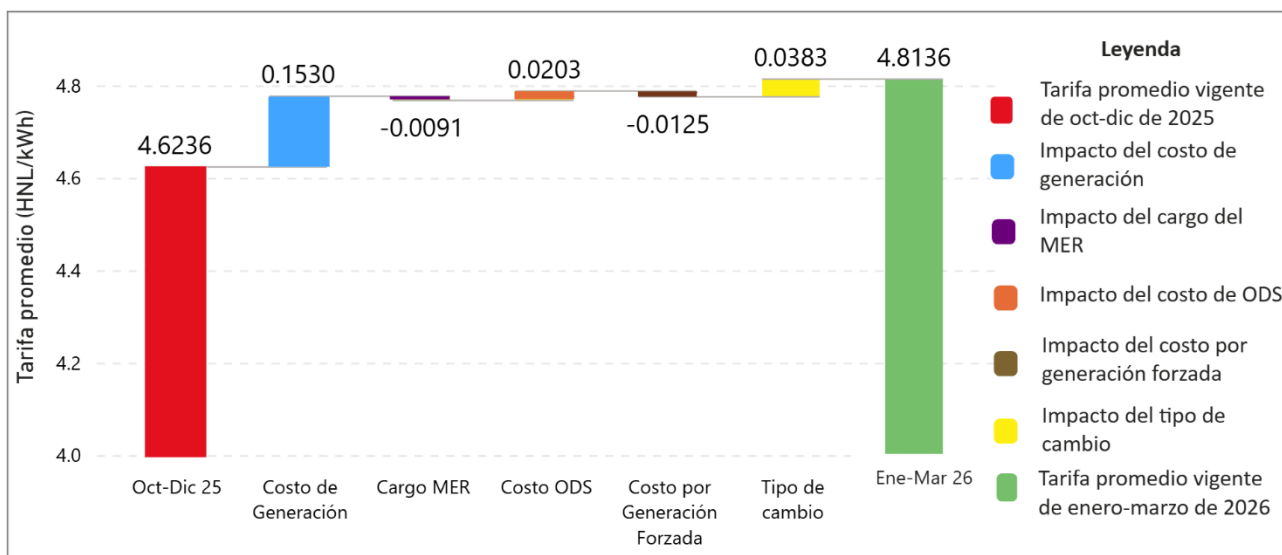


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.3. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide principalmente en cuatro componentes: generación, transmisión, distribución y comercialización; cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor total de la tarifa promedio. La Fig. 10 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio

de los últimos cinco ajustes. Es importante mencionar que los Cargos de Operación es la suma de los cargos por generación forzada, los cargos del Mercado Eléctrico Regional y cargos del Operador del Sistema.

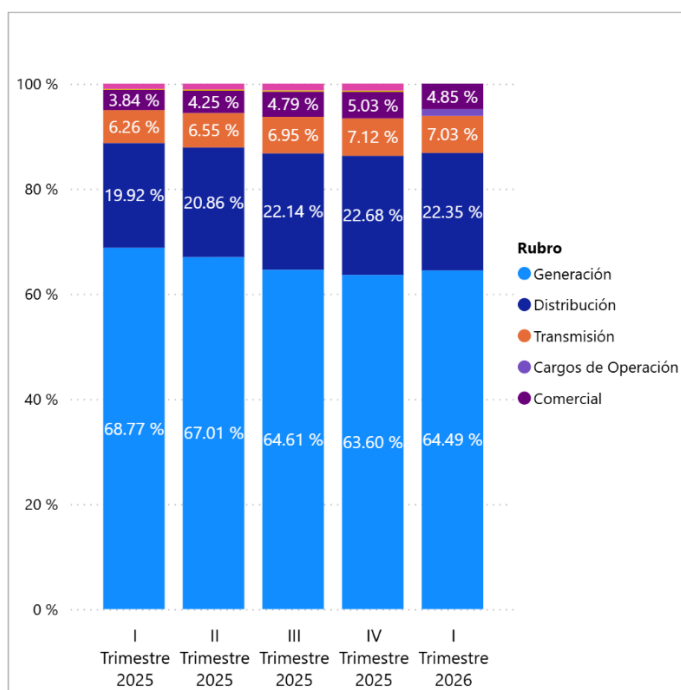


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.4. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 9 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de enero de 2026. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 10:8 Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de enero 2026

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.84	59.10	3.8209	3.9816		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	58.84	59.10	3.8209	3.9816		
Siguientes kWh/mes			4.9719	5.1811		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026	Oct-Dic 2025	Ene-Mar 2026
Baja Tensión	58.84	59.10	4.9978	5.2044		
Alumbrado Público	67.68	68.23	3.8760	4.0459		
Media Tensión	2,629.66	2,651.09	3.0563	3.2238	331.1720	333.8708
Alta Tensión	6,574.15	6,627.73	2.8644	3.0252	285.8951	288.2249

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 10 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 4.76%.

Tabla 11: 9 Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(octubre-diciembre 2025 – enero-marzo 2026)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	oct-dic 2025	ene-mar 2026	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.04	5.24	0.20	3.88%
Baja Tensión	5.05	5.26	0.21	4.10%
Media Tensión	3.92	4.09	0.17	4.46%
Alta Tensión	3.48	3.65	0.17	4.76%

*Costo promedio mensual (se compone del costo de servicio comercial y de los costos de energía y potencia)



06

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizados las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

6.1. Conclusiones

- El impacto de las variables que afectan el costo de compra de energía y potencia por la ENEE para el suministro de sus usuarios, el monto a diferir que solicitó esta empresa resulta en un costo base de generación ajustado de 117.1034 USD/MWh para el trimestre de enero a marzo de 2026, mayor al valor de 111.8256 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 4.72%.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.51 lempiras por dólar, el cual es 0.8 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.30 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio, así como los costos relacionados con la operación del sistema nacional, cargos regionales y sobrecostos por generación forzada; se observa un aumento global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 4.62 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 4.81 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa un aumento del 4.11 %**.

6.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, se recomienda al Directorio de Comisionados, sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos que correspondan, aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de enero de 2026:

Tabla 12:10 Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo de 2026

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.10		3.9816
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.10		
Primeros 50 kWh/mes			3.9816
Siguientes kWh/mes			5.1811
Servicio General en Baja Tensión	59.10		5.2044
Servicio en Media Tensión	2,651.09	333.8708	3.2238
Servicio en Alta Tensión	6,627.73	288.2249	3.0252

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	68.23	4.0459



ANEXOS

Anexos

7.1. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada

Generales

Definición de Bloques Horarios

Dia	Periodo de Punta			Periodo Intermedio			Periodo de Valle					
	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Horario	Fin
Laborable	10	11	19	22	9	6	17	23	18	5	1	5
Sábado	2	13	20	13	16	7	14	21	19	6	1	6
Domingo y Feriado	0					12	13	18	23	16	1	11
											24	17
											24	24

Días y Horas

Número de Horas al año8,760

Total Días Laborables al año251

Total Sábados al año52

Total Domingos y Feriados al año62

Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución2016

Financieras y Cambiarias

Tasa de Descuento10.5%

Tipo de Cambio26.5109

Fecha de Ajuste

Mes / Año:dic-25

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:

Hora 111

Hora 212

Hora 319

Hora 420

- Costos de generación

Costos Marginales y Generación											
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año											
Valores a Modificar por el U											
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:											
Supuestos											
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instale											
Costo O&M \$/kw año											
Años Vida útil de Turbina											
Factor con reducción de capacidad											
Paros Forzados											
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima											
Cálculos:											
FRC Turbina de Gas											
Anualidad											
O&M \$/kw año											
Costo de Operación											
Factor											
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año											
Precio del Búnker y Costos Marginales											
Precio del Búnker \$/Bbl											
Búnker a \$/Bbl											
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh											
Ponderado con Energía											
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV							
Punta	117.46	128.07	113.97	93.49							
Intermedio	96.00	102.02	93.03	85.27							
Valle	72.59	75.80	71.99	69.08							

7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo														
Fecha de Ajuste:		30/12/2025												
Variables de Entrada de Subsidio														
Factor Subsidio Cruzado 1		0.83												
Factor Subsidio Cruzado 2		1.08												
	Tarifas Sin Subsidio							Tarifas Con Subsidio						
	Servicio Comercial L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh	Costo promedio L/kWh	Cargo Fijo L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh	
	Servicio Residencial													
	0 - 50 kWh/mes	59.1024	218.0437	4.3330	3.4449	2.3748	4.7971	7.1545	59.1024	180.9763	3.5964	2.8593	1.9711	3.9816
	> 50 kWh/mes	59.1024	218.0437	4.3330	3.4449	2.3748	4.7971	5.1293	59.1024	235.4951	4.6798	3.7207	2.5649	5.1811
	Servicio General en BT	59.1024	265.8913	4.4424	3.5319	2.4348	5.2044	5.2552	59.1024	265.8913	4.4424	3.5319	2.4348	5.2044
	Alumbrado Público	68.2303	353.3710	4.1801	3.3234	2.2910	4.0459	5.2933	68.2303	353.3710	4.1801	3.3234	2.2910	4.0459
	Servicio Industrial en MT	2,651.0900	333.8708	3.9441	3.1632	2.2007	3.2238	4.0910	2,651.0900	333.8708	3.9441	3.1632	2.2007	3.2238
	Servicio Industrial en AT	6,627.7250	288.2249	3.7212	2.9643	2.1168	3.0252	3.6504	6,627.7250	288.2249	3.7212	2.9643	2.1168	3.0252
	Promedio Global							4.813612608 4.016984140						
*Precio Monómico de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.														
PLIEGO TARIFARIO														
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria										
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Energía L/kW-mes	Precio de la Energía L/kWh	Cargo Fijo s	Precio de la Energía L/kW-mes	Precio de la Energía Punta L/kWh	Precio de la Energía Intermedio L/kWh	Precio de la Energía Valle L/kWh						
Servicio Residencial														
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.10		3.9816											
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.10													
Primeros 50 kWh/mes			3.9816											
Siguientes kWh/mes			5.1811	59.1024	235.4951	4.6798	3.7207	2.5649						
Servicio General en Baja Tensión	59.10		5.2044	59.1024	265.8913	4.4424	3.5319	2.4348						
Alumbrado Público*	68.23		4.0459											
Servicio en Media Tensión	2,651.09	333.8708	3.2238	2,651.0900	333.8708	3.9441	3.1632	2.2007						
Servicio en Alta Tensión	6,627.73	288.2249	3.0252	6,627.7250	288.2249	3.7212	2.9643	2.1168						
*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.														

Tarifa Nueva	4.8136
Tarifa Actual	4.6236
Diferencia	4.1086%

7.3. Factor de planta

En la tabla siguiente se presenta un promedio ponderado de los factores de planta de las centrales que inyectaron energía en el SIN para los meses de junio, julio y agosto de 2025. Es importante considerar este factor al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

Tabla 11. Factor de planta de centrales que forman parte del SIN junio 2025 –agosto 2025 (Datos: CND)

0>=Factor de planta (FP)<20%		20%>=Factor de planta (FP)<50%		50%>=Factor de planta (FP)<100%	
Central	FP [%]	Central	FP [%]	Central	FP [%]
ARRENDAMIENTO EL NISPERO	1.22	ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	45.91	ACEYDESA	63.22
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	17.16	CAHSA	35.86	AGUA VERDE	77.96
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	19.02	CANJEL	40.31	BABILONIA	82.62
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	9.18	CAÑAVERAL	47.93	BECOSA	97.63
ARRENDAMIENTO SANTA MARTA	17.50	CERRO DE HULA	42.87	CARACOL KNITS	95.76
ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	14.99	CHOLUTECA I	24.51	CECECAPA	85.74
AZUNOSA	8.36	CHOLUTECA II	23.46	CELSUR	78.03
CEIBA TÉRMICA	16.81	CHURUNE	32.08	CHAMELECON	66.28
CHACHAGUALA	2.14	CIHESA	26.11	CHINCHAYOTE	57.07
CORRAL DE PIEDRAS	12.30	CINCO ESTRELLAS	24.64	CHUMBAGUA	52.95
ECOPALSA	0.00	COHESA	25.02	CORONADO	75.99
EL COYOLAR	15.68	CORTESITO	24.67	CUYAMAPA	73.69
EL POLLITO	16.62	CUYAGUAL	22.96	EL CAJÓN	68.63
ELCOSA	18.44	CUYAMEL	37.98	ENERSA	82.40
EMCE CHOLOMA	0.00	EL FARO	35.07	ENERSA COGENERACIÓN	51.88
ENERBASA	12.92	FOTERSA	24.17	GENERA LOS LAURELES	63.50
FRAY LAZARO	0.00	HELIOS	27.19	GEOPLATANARES	82.25
LA GRECIA	0.00	HIDROYOJOA	42.30	GREEN POWER PLANT	78.32
LA PUERTA	0.00	LA AURORA	24.95	LA ENSENADA	64.37
LAEISZ JUTICALPA	6.60	LAIESZ LA ESPERANZA	28.59	LA ESPERANZA	52.27
LAS LAJAS	4.16	LAS GLORIAS	22.61	LA VEGONA	73.36
LLANOS DEL SUR	0.00	MARCOVIA	22.42	LUFUSSA III	59.92
LOS LAURELES	3.10	MECER	25.37	MANGUNGO	70.84
LOS PINOS	0.00	MORJA	36.87	MATARRAS	57.73
LUFUSSA VALLE	0.00	NACAOME I	24.20	MEZAPA	54.04
MEREDON POWER PLANT	0.00	NISPERO	42.26	PEÑA BLANCA	75.95
NACAOME	0.00	NISPERO II	21.50	RIO BLANCO	81.19
NACAOME II	0.00	PATUCA III	45.19	RIO LINDO	65.05
PECSA 138	0.00	PECSA 69	35.24	SAN JUAN PUEBLO	58.91
PECSA 69 U4	12.18	PENCALIGUE	32.25	SAN MARTIN	78.51
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	9.05	PLANTA SAN MARCOS	42.62	ZACAPA	64.11
PRADOS SUR	15.90	RIO GUINEO	36.27	ZINGUIZAPA	63.37
RIO BETULIA	13.59	RIO QUILIO	42.60		
SAN ALEJO	15.94	SAN CARLOS	28.68		
SANTA FÉ	7.18	SAZAGUA	46.22		
SANTA MARIA DEL REAL	0.00	SHOL	32.15		
TÉRMICA VILLANUEVA	0.78	SOPOSA	26.46		
YODECO	15.63	TRES VALLES	39.27		
		YAGUALA	36.65		