



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 4to TRIMESTRE 2025

Opinión Técnica elaborada por Dirección de
Regulación/Departamento de Tarifas
Tegucigalpa, M.D.C., septiembre de 2025

Contenido

1. Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Cuarto Trimestre 2025.....	5
2. Introducción	9
3. Costos de generación y ajustes trimestrales	12
3.1. Costo Base de Generación previsto para el año 2025	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	25
3.3.1. Pago de diferidos 1er y 2do trimestre 2025	25
3.4. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre 2025	26
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	27
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2025.....	29
5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	29
5.2. Estructura tarifaria	30
6. Conclusiones y recomendaciones	33
6.1. Conclusiones	33
6.2. Recomendaciones	33
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 CUARTO TRIMESTRE 2025

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Cuarto Trimestre 2025

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 2024 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-139-2024 el CBG previsto para el año 2025 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 2025-2027. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto el para año el año 2025 es de 133.33 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 octubre 2025. 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 4to trimestre de 2025 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 4to trimestre 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de junio, julio y agosto del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en junio, julio y agosto 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 4to trimestre del 2025.

Para junio de 2025, el precio promedio previsto para el bunker fue de 61.60 USD/bbl y el real de 64.26 USD/bbl; para julio y agosto de 2025 el precio promedio previsto fue de 60.76 USD/bbl y el precio real fue de 68.75 USD/bbl para julio y 70.69 USD/bbl para agosto de 2025.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 6.11 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre el consumo real y el previsto para el período de junio a agosto de 2025 resulta en 194.27 GWh menor a lo proyectado. La Energía No Suministrada

(ENS) real entre los meses de junio a agosto 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 24.64 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 4.55% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 26.13 % menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para junio de 2025 fue de 122.60 USD/MWh y de 110.63 USD/MWh para julio y agosto de 2025, los costos previstos para junio y julio resultaron mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 113.20 USD/MWh para junio y 110.01 USD/MWh para julio. Por otro lado, el costo marginal promedio previsto de agosto resultó menor al costo marginal promedio real que fue de 118.46 USD/MWh.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para los meses de junio, julio y agosto de 2025. El costo medio de generación real fue de 133.73 USD/MWh en junio, 134.86 USD/MWh en julio y 139.26 USD/MWh en agosto 2025.

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

- 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. La DAJ mediante dictamen DAJ-DL-045-2025 y acuerdo CREE-78-2025, recomendó trasladar los costos indicados por el CND de forma condicionada, permitiendo ajustes futuros. Por tanto, los costos derivados de estas modificaciones se trasladarán de manera condicionada en este ajuste tarifario.
- En el proceso de revisión de las liquidaciones mensuales del pasado trimestre se identificó la participación de 4 nuevas centrales bajo la modalidad de arrendamiento en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Se incluyeron las centrales “Arrendamiento El Níspero” y “Arrendamiento El Progreso”, “Arrendamiento Santa Marta” y “Arrendamiento Villanueva”. En el Acuerdo CREE 78-2025 la DAJ recomendó que se incluya de manera condicionada los costos asociados a dichas centrales en el MEO en la tarifa del usuario final, hasta que se culmine el proceso de revisión.
- En aplicación del Acuerdo CREE-36-2025, el Departamento de Planificación y Mercados verificó que el cálculo del precio máximo en el MEO para abril, mayo y junio de 2025 fue realizado conforme a la normativa, por tanto, recomendó trasladar los valores reportados por el CND.
- En seguimiento a la Resolución CREE-28-2024, el Departamento de Tarifas solicitó al Departamento de Planificación y Mercados verificar si la ENEE ha dado cumplimiento a lo establecido en los Resúmenes Primero y Segundo de dicha resolución para el año 2025. En este sentido, el Departamento de Planificación y Mercados, mediante el Memorandum DR-29-2025 recomendó tomar los valores de transacciones informados por el CND para los meses de mayo, junio y julio de 2025, sin perjuicio que producto de la revisión que realice la Dirección de Asesoría Jurídica se identifique la necesidad de realizar un ajuste.
- En virtud del Acuerdo CREE-134-2025, emitido el 30 de septiembre de 2025, se procedió a la revocación de los Acuerdos 47-2021, 47-2022 y 62-2022 correspondientes a las fechas del 30 de

septiembre de 2021, 30 de septiembre de 2022 y 30 de diciembre de 2022, respectivamente. Como resultado, a partir del 6 de junio de 2025, se integrarán en la tarifa los costos renegotiados asociados a los Contratos No. 011-2018, 012-2018 y 013-2018.

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 7,975,509.89 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2025.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, para este cuarto trimestre se debe incluir dentro de los costos de generación, bajo el concepto de "otros ajustes" a favor de la demanda, la suma de USD 69,144,549.56. Este monto comprende el pago diferido de las solicitudes correspondientes al primer y segundo trimestre, así como los intereses asociados. Cabe destacar que, al incorporar esta cantidad en los costos de generación, la ENEE estaría saldando por completo el total de los montos diferidos.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 111.83 USD/MWh para el cuarto trimestre del 2025. Este valor es menor al aplicado en el tercer trimestre de 2025 el cual fue 119.24 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de octubre de 2025 es de 26.30 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.2%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, que inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de octubre de 2025. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa una rebaja de 4.55% a la tarifa promedio de 4.84 HNL/kWh a 4.62 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 octubre de 2025:

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	58.84		3.8209
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.84		
Primeros 50 kWh/mes			3.8209
Siguientes kWh/mes			4.9719
Servicio General en Baja Tensión	58.84		4.9978
Servicio en Media Tensión	2,629.66	331.1720	3.0563
Servicio en Alta Tensión	6,574.15	285.8951	2.8644

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	67.68	3.8760



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:
 - Las características de la demanda (energía y potencia);
 - La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - 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 por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023 y CREE-123-2024 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 octubre de 2025, 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 cuarto trimestre 2025, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de junio, julio y agosto 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 octubre de 2025. 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 detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del cuarto trimestre de 2025. 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:

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

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 2025

En fecha 30 de diciembre de 2024 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-139-2024¹ el Costo Base de Generación previsto para el año 2025 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el año 2025 es de 133.33 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: 12,092.189 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 5,505.80 GWh (45.953%), hidroeléctrica con 3,760.16 GWh (31.10%), solar fotovoltaica 1,196.12 GWh (9.89%), eólica 804.60 GWh (6.65%), geotérmica 321.46 GWh (2.66%) y biomasa 283.32 GWh (2.34%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 220.73 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 1.83% del total de generación prevista en el cuarto trimestre del 2025.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 60.52 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 203.58 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 109.35 USD/MWh.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el año 2025 (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	2,455.88	46,204,451.77	249,466,739.20	295,671,190.96	120.39
	Hidro	1,129.55	16,612,201.26	140,165,608.69	156,777,809.95	138.80
	Biomasa	232.63	1,034,096.35	30,113,817.92	31,147,914.27	133.90
	Eólica	804.60	10,592,144.85	113,094,942.45	123,687,087.30	153.73
	Solar FV	1,079.77	8,779,712.63	144,746,126.95	153,525,839.58	142.18
	Geotérmica	310.97	3,751,278.78	35,568,439.46	39,319,718.24	126.44
	MER (Hidro)	118.52	1,449,652.05	13,299,163.08	14,748,815.13	124.45
	Total	6,131.91	88,423,537.68	726,454,837.74	814,878,375.42	132.89
Oportunidad	Térmica	3,049.93	78,832,248.48	353,785,105.91	432,617,354.39	141.85
	Hidro	2,630.61	41,718,345.60	293,271,946.26	334,990,291.86	127.34

¹ [Acuerdo-CREE-139-2024-Aprobación-Costo-Base-de-Generación-para-año-2025.pdf](#)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Biomasa	50.69	0.00	5,923,617.60	5,923,617.60	116.85
	Solar FV	116.35	0.00	11,688,583.88	11,688,583.88	100.46
	Geotérmica	10.49	0.00	1,105,573.12	1,105,573.12	105.43
	MER	102.21	0.00	10,990,825.59	10,990,825.59	107.53
	Total	5,960.28	120,550,594.08	676,765,652.36	797,316,246.44	133.77
Total anual		12,092,189.00	208,974,131.76	1,403,220,490.10	1,612,194,621.86	133.33

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 junio a agosto de 2025 y su diferencia con respecto a los precios proyectados. Los precios promedio reales resultaron mayores a los precios previstos, para junio de 2025 el precio promedio previsto para el bunker fue de **61.60 USD/bbl** y el real de **64.26 USD/bbl**, para julio y agosto de 2025 el precio promedio previsto fue de **60.76 USD/bbl** y el precio real fue de **68.75 USD/bbl** para julio y **70.69 USD/bbl** para agosto 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 julio a agosto de 2025 aproximadamente un 36.51 % 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.

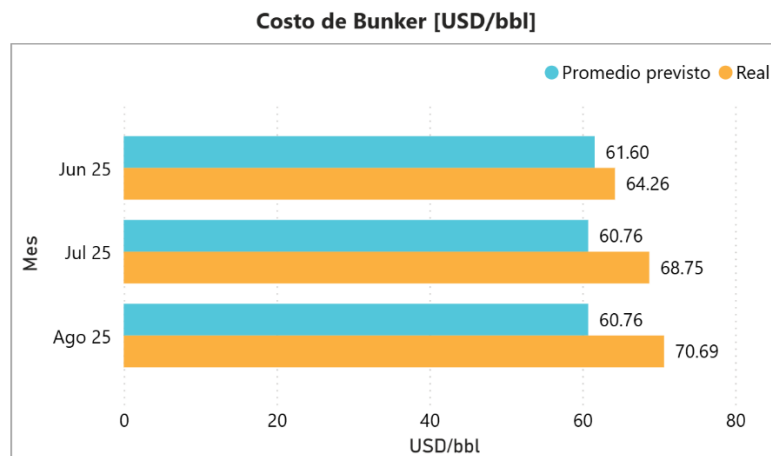


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

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 junio, julio y agosto 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 junio a agosto de 2025 resulte en -194.27 GWh, es decir, la demanda real resultó un 6.11 % menor con respecto a la demanda prevista.

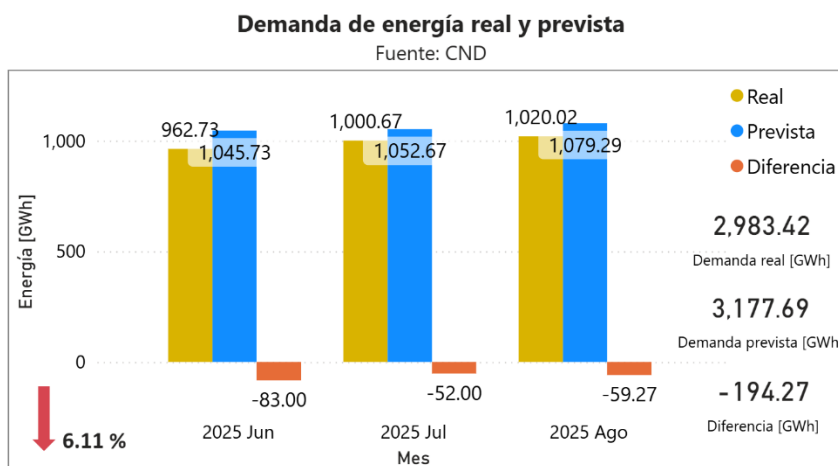


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de junio, julio y agosto de 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 24.64 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

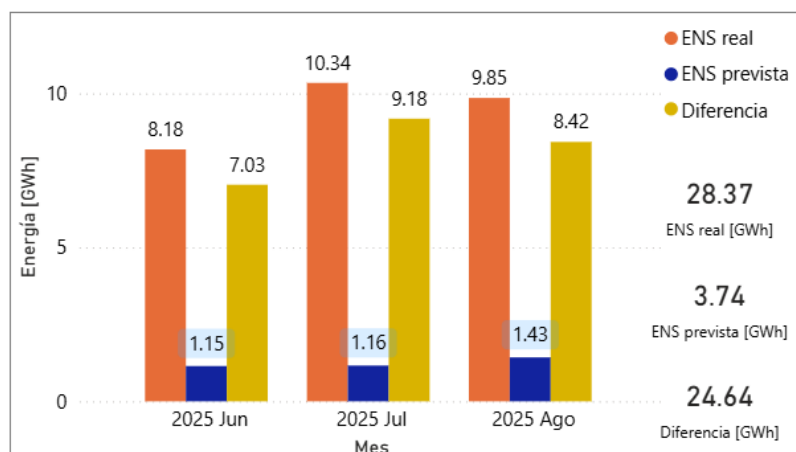


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

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 junio y agosto de 2025, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 35.30 %, mientras que la participación prevista era de 31.70 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 36.51 %, inferior a la participación prevista del 46.41 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

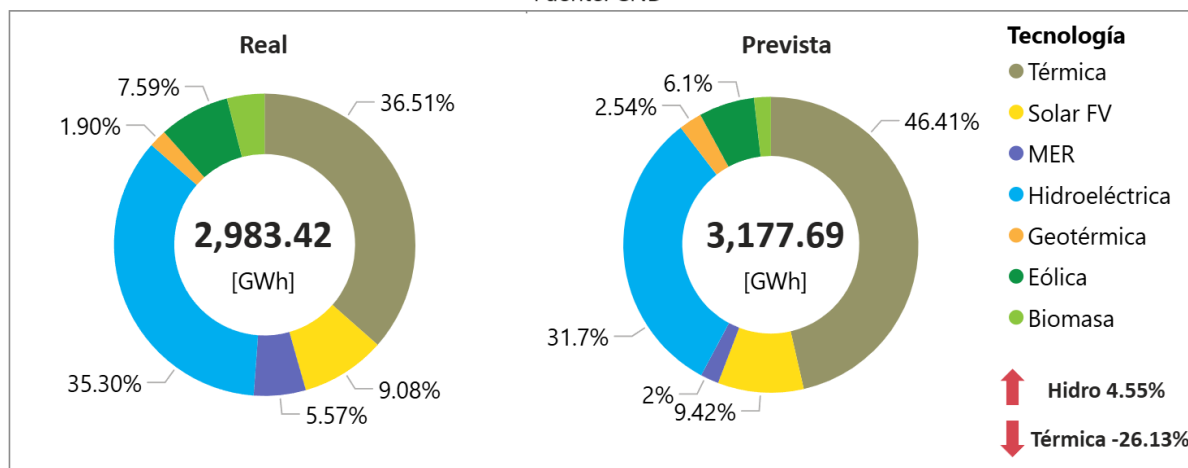


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en Jun 2025 - Ago 2025

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 Jun 2025 - Ago 2025
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	1089.31	1,474.63	-385.32	-26.13%
Hidroeléctrica	1053.26	1007.34	45.92	4.56%
Solar Fotovoltaica	270.97	299.31	-28.34	-9.47%
Eólica	226.49	193.75	32.74	16.90%
MER	166.25	63.56	102.69	161.56%
Biomasa	120.34	58.34	62	106.27%
Geotérmica	56.8	80.76	-23.96	-29.66%
Total	2,983.42	3,177.69	-194.27	-6.11%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio proyectado para junio de 2025 fue estimado en 122.60 USD/MWh, mientras que para los meses de julio y agosto de ese mismo año se calcularon en 110.63 USD/MWh. Comparando estas cifras con los costos marginales promedios reales, se observa que el costo previsto para junio de 2025 superó el valor real registrado, que fue de 113.20 USD/MWh. De manera similar, en julio de 2025, el costo pronosticado también resultó superior al real, el cual alcanzó los 110.01 USD/MWh. Sin embargo, en agosto de 2025, la tendencia se invierte, ya que el costo estimado fue inferior al costo marginal promedio real, que llegó a 118.46 USD/MWh. Cabe destacar que, en el caso de junio de 2025, los costos marginales se vieron influenciados por la implementación del precio máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad, establecido bajo el Acuerdo CREE-36-2025.

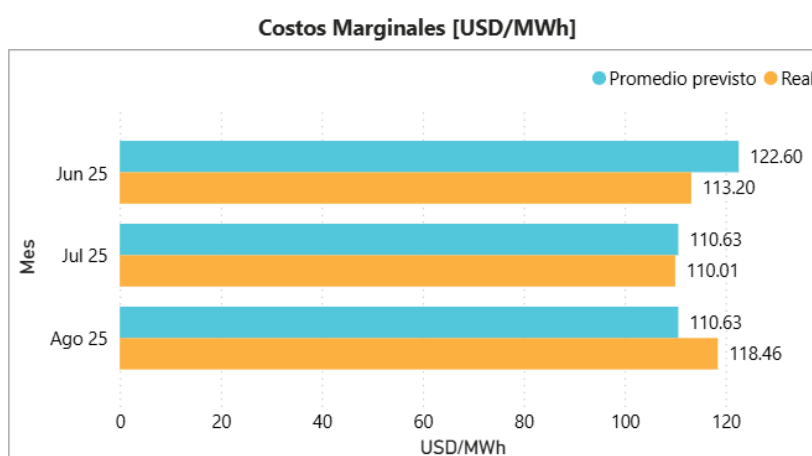


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

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 octubre de 2025, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de junio a agosto de 2025.

Para el ajuste correspondiente al cuarto trimestre de 2025, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de junio a agosto de 2025². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 133.73 USD/MWh en junio 2025, 134.86 USD/MWh en julio y 139.26 USD/MWh en agosto de 2025.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para los meses de junio, julio y agosto 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 junio, julio y agosto de 2025 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación junio 2025 – agosto 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	324.93	7,070,633.85	35,033,998.12	42,104,631.97	129.58
	Hidroeléctrica	87.22	1,474,507.36	10,623,623.59	12,098,130.95	138.71
	Biomasa	27.51	97,769.99	3,343,604.87	3,441,374.86	125.11
	Eólica	61.14	417,457.48	8,413,215.15	8,830,672.63	144.43
	Solar Fotovoltaica	73.88	537,334.85	9,511,864.38	10,049,199.23	136.02
	Geotérmica	18.96	240,671.90	2,176,616.43	2,417,288.33	127.48
	MER	44.48	541,180.01	4,556,466.44	5,097,646.45	114.61
	Total transacciones de contratos	638.12	10,379,555.44	73,659,388.99	84,038,944.43	131.70
Oportunidad	Térmica	50.21	4,948,262.69	7,583,356.49	12,531,619.19	249.57
	Hidroeléctrica	236.22	3,212,057.20	26,676,019.52	29,888,076.72	126.53
	Solar Fotovoltaica	7.57	0.00	839,475.79	839,475.79	0.00
	Biomasa	5.26	0.00	606,471.04	606,471.04	115.21
	MER	9.99	0.00	843,649.13	843,649.13	84.43
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	309.25	8,160,319.89	36,548,971.98	44,709,291.87	144.57
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	5.07	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	10.14	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	15.36	0.00	0.00	0.00	0.00
Total junio		962.73	18,539,875.33	110,208,360.96	128,748,236.30	133.73
Contratos	Térmica	291.37	7,162,898.42	33,677,481.47	40,840,379.89	140.17
	Hidroeléctrica	89.31	1,480,116.42	10,975,060.91	12,455,177.33	139.46
	Biomasa	38.13	87,773.40	4,630,955.99	4,718,729.39	123.76
	Eólica	102.45	586,547.53	14,011,717.31	14,598,264.84	142.50
	Solar Fotovoltaica	83.76	336,195.96	10,517,408.61	10,853,604.57	129.58
	Geotérmica	18.89	224,144.67	2,171,059.36	2,395,204.03	126.82

² Expedientes LT-07-2025, LT-08-2025 y LT-09-2025

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	MER	59.21	608,519.56	5,886,190.26	6,494,709.82	0.00
	Total transacciones de contratos	683.12	10,486,195.96	81,869,873.91	92,356,069.87	135.20
Oportunidad	Térmica	26.90	499,387.86	394,676.24	894,063.10	332.39
	Hidroeléctrica	264.66	3,222,131.72	28,815,230.53	32,037,362.25	121.05
	Solar Fotovoltaica	9.58	0.00	1,051,572.76	1,051,572.76	109.74
	Biomasa	0.19	0.00	21,361.04	21,361.04	113.41
	MER	6.82	0.00	542,623.08	542,623.08	79.60
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	308.14	8,216,008.58	34,377,548.65	42,593,557.24	138.23
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	8.37	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	9.41	0.00	0.00	0.00	0.00
Total julio		1,000.67	18,702,204.54	116,247,422.57	134,949,627.11	134.86
Contratos	Térmica	344.16	7,110,348.83	41,152,395.54	48,262,744.37	140.23
	Hidroeléctrica	96.38	1,519,707.99	11,944,222.67	13,463,930.66	139.69
	Biomasa	29.96	89,015.96	3,681,516.88	3,770,532.84	125.84
	Eólica	62.90	372,888.37	8,617,699.48	8,990,587.85	142.93
	Solar Fotovoltaica	85.53	183,601.95	10,566,431.64	10,750,033.59	125.68
	Geotérmica	18.95	226,838.03	2,180,182.82	2,407,020.85	126.99
	MER	37.80	612,252.97	4,057,475.31	4,669,728.28	0.00
	Total transacciones de contratos	675.70	10,114,654.10	82,199,924.34	92,314,578.44	136.62
Oportunidad	Térmica	51.47	511,391.91	769,076.90	1,280,467.81	248.79
	Hidroeléctrica	271.97	3,160,447.57	31,871,642.53	35,032,090.10	128.81
	Solar Fotovoltaica	10.64	0.00	1,173,947.15	1,173,947.15	110.31
	Biomasa	0.11	0.00	13,936.04	13,936.04	122.21
	MER	7.95	0.00	704,032.16	704,032.16	88.59
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Otros ajustes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	342.14	8,274,359.48	41,454,320.79	49,728,680.26	145.35
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.47	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	2.18	0.00	0.00	0.00	0.00
Total agosto		1,020.02	18,389,013.58	123,654,245.13	142,043,258.71	139.26
Total junio- agosto		2,983.42	55,631,093.45	350,110,028.66	405,741,122.11	135.99

* 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.

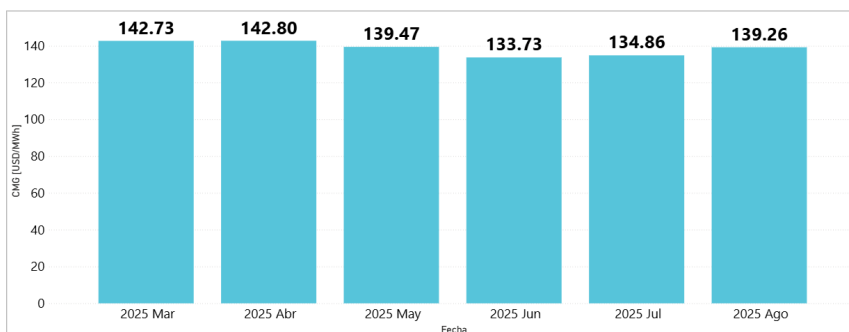


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

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 1,996.93 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 134.56 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 959.54 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 142.81 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 135.99 USD/MWh.

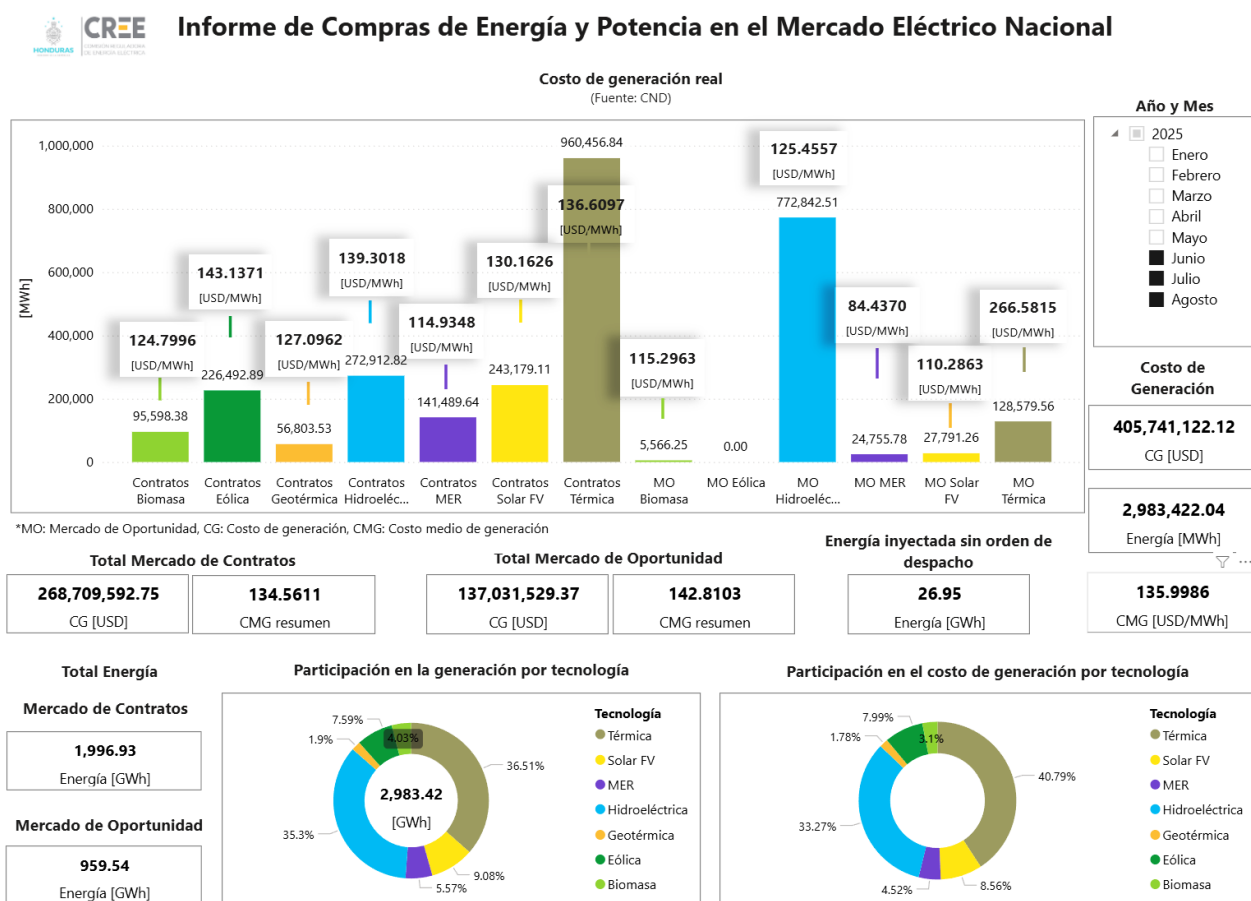


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a junio, julio y agosto de 2025 (Datos: CND)

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 junio a agosto de 2025. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 89,371,058.97 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 junio 2025 – agosto 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 Níspero	19.74	0.00	2,176,459.88	2,176,459.88	110.25
Santa María del Real	0.21	0.00	21,780.94	21,780.94	104.32
Cañaveral	30.66	406,476.33	3,565,696.68	3,972,173.01	129.56
El Cajón	453.23	6,466,206.60	51,893,278.99	58,359,485.59	128.76
Patuca	89.91	557,432.54	8,987,032.23	9,544,464.77	106.15
Río Lindo	115.29	1,516,594.60	13,349,570.77	14,866,165.37	128.95
Ceiba Térmica	0.97	107,451.92	145,568.24	253,020.16	259.68
Santa Fe	0.01	19,460.69	1,850.77	21,311.46	2,290.21
La Puerta	0.00	156,197.78	0.00	156,197.78	0.00
Total	710.02	9,229,820.47	80,141,238.50	89,371,058.97	125.87

** 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 indica que, mediante dictamen legal emitido por DAJ, se recomienda trasladar los precios de los contratos de suministro de potencia y energía renegociados y aprobados por el Congreso Nacional que se reflejan en las liquidaciones remitidas por el CND de forma condicionada hasta que se culmine el proceso de revisión legal. La DAJ mediante pronunciamiento legal denominado opinión legal DAJ-OL-020-2025 sostuvo la recomendación de trasladar para efectos tarifarios los costos de los contratos renegociados mediante las adendas aprobadas por el decreto legislativo número 03-2025, los cuales corresponden a los costos que se informan en los documentos remitidos por parte del CND. Lo anterior hasta que se culmine el proceso de revisión de DAJ, previo al siguiente ajuste tarifario, de la documentación faltante por acreditar por parte de la ENEE, bajo requerimiento de información en relación con dichos contratos renegociados. Con lo anterior, DAJ podría dar respuesta en estricto cumplimiento de la solicitud realizada por parte de la Departamento de Tarifas.

- **Modificaciones a los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018**

En virtud del Acuerdo CREE-134-2025, emitido el 30 de septiembre de 2025, se procedió a la revocación de los Acuerdos 47-2021, 47-2022 y 62-2022 correspondientes a las fechas del 30 de septiembre de 2021, 30 de septiembre de 2022 y 30 de diciembre de 2022, respectivamente. Como resultado, a partir del 6 de junio de 2025, se integrarán en la tarifa los costos renegociados asociados a los Contratos No. 011-2018, 012-2018 y 013-2018.

Con base a lo anterior, se realizó un análisis de la modificación en los costos de generación, desglosados por cada contrato correspondiente, la cual se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 5: Costos de generación para los contratos Nos. 011-2018, 012-2018 y 013-2018 (junio–agosto 2025).

No. Contrato	Mes	Energía [kWh]	Costo Base Generación [USD]	Costo Medio de Generación [USD/MWh]
011-2018	Junio	6,964,288.00	1,162,294.23	166.89
012-2018	Junio	10,622,629.63	1,672,176.72	157.42
013-2018	Junio	16,985,056.00	2,708,945.13	159.49
Total junio		34,571,973.63	5,543,416.08	160.34
011-2018	Julio	4,403,856.00	923,699.13	209.75
012-2018	Julio	8,747,294.25	1,588,141.27	181.56
013-2018	Julio	19,316,831.00	3,447,544.32	178.47
Total julio		32,467,981.25	5,959,384.72	183.55
011-2018	Agosto	7,339,384.00	1,469,931.96	200.28
012-2018	Agosto	10,496,229.00	1,977,843.68	188.43
013-2018	Agosto	19,990,685.00	3,765,053.36	188.34
Total agosto		37,826,298.00	7,212,828.99	190.68
Total general		104,866,252.88	18,715,629.79	178.47

- **Contratos en el Mercado Eléctrico Regional**

En el marco del seguimiento a la Resolución CREE-28-2024, el Departamento de Tarifas solicitó al Departamento de Planificación y Mercados verificar si la ENEE ha dado cumplimiento a lo establecido en los Resúmenes Primero y Segundo de dicha resolución para el año 2025.

En este sentido, en fecha 29 de septiembre de 2025 el Departamento de Planificación y Mercados, mediante el Memorándum DR-29-2025 informó lo siguiente “...producto de la revisión realizada en atención del memorándum DT-No. 008-2025, se recomienda tomar los valores de transacciones informados por el CND para los meses de mayo, junio y julio de 2025, sin perjuicio que producto de la revisión que se realice en seguimiento de lo indicado en el memorándum de la Dirección de Asesoría Jurídica CREE DAJ-AI-06-2025 se identifique la necesidad de realizar un ajuste.”

- **Precio máximo en el MEO**

Mediante el Acuerdo CREE-36-2025, la CREE estableció el procedimiento para la aplicación de un precio máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). En el marco de esta disposición, el Departamento de Tarifas solicitó al Departamento de Planificación y Mercados la verificación del cálculo del precio máximo realizado por el CND y la revisión de la trazabilidad de las liquidaciones para todos los meses en los que se aplique el Precio Máximo en el MEO.

El Departamento de Planificación y Mercados, mediante Memorándum DR-30-2025, indicó que los valores reportados por el CND fueron calculados conforme a lo establecido en el artículo 2 del Acuerdo CREE-36-2025 y que las liquidaciones por energía de abril, mayo y junio de 2025 fueron trazables con el Informe de Transacciones Comerciales. En función de lo anterior, se recomendó tomar los valores informados por el CND.

Asimismo, el Departamento de Planificación y Mercados informó lo siguiente: “El cálculo interno realizado para estimar los sobrecostos tanto para centrales privadas como estatales participantes del MEO por efecto de la aplicación del precio máximo según lo establecido en el Artículo 3 de las Disposiciones Transitorias para las centrales privadas y estatales participantes del MEO, resultó en un monto total de 5,870.88 USD para el mes de junio de 2025. No obstante para este mes de junio al igual que con los meses de abril y mayo 2025, no se recomienda tomar en consideración para el ajuste tarifario los montos resultantes de sobrecostos informados por el CND hasta que estos puedan ser revisados y contrastados luego que se defina técnica y regulatoriamente lo aplicable.”.

- **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" Jun 2025 - Ago 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	3.75	487,729.88	657,362.56	1,145,092.44	305.65
Arrendamiento Brassavola	-0.03	3,068,644.86	13,663.07	3,082,307.93	-117,687.10
Arrendamiento Danlí	4.36	261,765.16	815,083.66	1,076,848.82	247.05
Arrendamiento Santa Rosa	22.17	502,830.60	4,093,589.95	4,596,420.55	207.34
Arrendamiento El Progreso	0.71	748,056.00	139,081.08	887,137.08	1,252.59
Arrendamiento El Nispero	3.33	251,382.28	613,187.67	864,569.95	260.00
Arrendamiento Santa Marta	0.70	494,453.34	131,740.55	626,193.89	897.83
Arrendamiento Villanueva	2.30	2,236,002.60	431,294.21	2,667,296.81	1,158.25
Total	37.28	8,050,864.71	6,895,002.75	14,945,867.46	400.90

**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 (junio, julio y agosto de 2025) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 7: 6Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total junio 2025 – agosto 2025 [MWh]
TRES VALLES	0.00
CELSUR	19,175.41
AZUNOSA	0.00
CAHSA	0.00
ECOPALSA	0.00
NACAOME	7,505.88
PEÑA BLANCA	0.00
FRAY LAZARO	0.00
PECSA 69 kV- U4 (Energía a costo cero)	0.00
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	265.16
PARK ENERGY	DAJO.00
CEIBA TÉRMICA **	3.36
PECSA 69kV U1	0.35
LAEISZ JUTICALPA	0.00
TÉRMICA VILLA NUEVA	3.29
ARRENDAMIENTO SAN ISIDRO	0.00
ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLANUEVA	0.00
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	0.00
Total	26,953.45

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 junio a agosto 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 7,975,509.89 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2025.

Tabla 8: 7Costos de energía y potencia previstos y reales junio 2025- agosto 2025 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Junio_2025	110,208,360.96	18,539,875.33	111,719,009.55	16,637,715.30	-1,510,648.59	1,902,160.03	391,511.44
Julio_2025	116,247,422.57	18,702,204.54	116,121,561.13	17,293,363.79	125,861.44	1,408,840.75	1,534,702.19
Agosto_2025	123,654,245.13	18,389,013.58	118,366,301.46	17,627,660.98	5,287,943.66	761,352.60	6,049,296.26
Total	350,110,028.66	55,631,093.45	51,558,740.07	346,206,872.14	3,903,156.51	4,072,353.38	7,975,509.89042

3.3.1. Pago de diferidos 1er y 2do trimestre 2025

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento y tal como lo indicado en el ajuste anterior, la ENEE envió una solicitud para diferir en los próximos trimestres el monto que ocasionaría una variación mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para el primero y segundo trimestre. En esta solicitud se detalló que:

Para el primer trimestre, se contemplaría lo siguiente:

1. El monto por deferir es de USD 110,000,000.
2. El monto se deferirá en los siguientes tres periodos trimestrales del 2025.
3. El tipo de cambio es de 25.50 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar es de 2.6325%.
5. El monto total acumulado a la fecha de dicha solicitud fue de USD 110,000,000.00.

Por otro lado, para el segundo trimestre se consideraría lo siguiente:

1. El monto por deferir será de USD 61,386,731.00
2. El monto se deferirá en los siguientes dos periodos trimestrales del 2025.
3. El tipo de cambio es de 25.7476 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.6692%.
5. El monto total acumulado es de USD 134,720,064.00 para aplicar en los siguientes dos periodos trimestrales.

Con base en lo expuesto anteriormente, para este cuarto trimestre se debe incluir dentro de los costos de generación, bajo el concepto de "otros ajustes" a favor de la demanda, la suma de USD 69,144,549.56. Este monto comprende el pago diferido de las solicitudes correspondientes al

primer y segundo trimestre, así como los intereses asociados. Cabe destacar que, al incorporar esta cantidad en los costos de generación, la ENEE estaría saldando por completo el total de los montos diferidos.

3.4. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre 2025

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2025 se compone: i) del costo base de generación previsto para el año 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de junio, julio y agosto de 2025 y iii) de otros ajustes, el cual incorpora el pago de diferidos. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 4to trimestre de 2025, el cual es de 111.8256 USD/MWh.

Tabla 9: 8Costo medio total de generación 4to trimestre 2025 (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	2,845,117.71			379,326,147.99	133.33
Diferencial junio 2025- agosto 2025		-290,575,778.69	298,551,288.58	7,975,509.89	
Otros ajustes				-69,144,549.56	
Ajuste octubre 2025-diciembre 2025	2,845,117.71			318,157,108.32	111.8256

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 26.30 lempiras por dólar, vigente el día 26 de septiembre de 2025. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.2 %. La Fig. 8 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

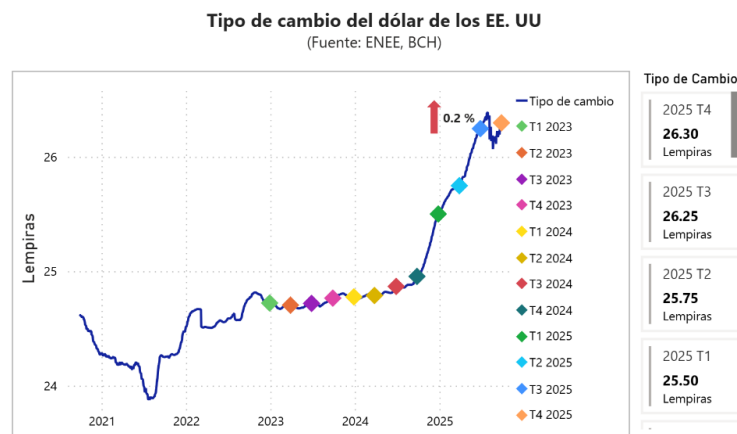


Fig. 8: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2025 (Datos: BCH)



05

**TARIFA APLICAR
A LOS USUARIOS
FINALES EN EL
4TO TRIMESTRE
DE 2025**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2025

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 una disminución en la tarifa promedio de 4.55 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2025, la cual pasa de 4.84 HNL/kWh a 4.62 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 una disminución de 0.2290 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0087 HNL/kWh.

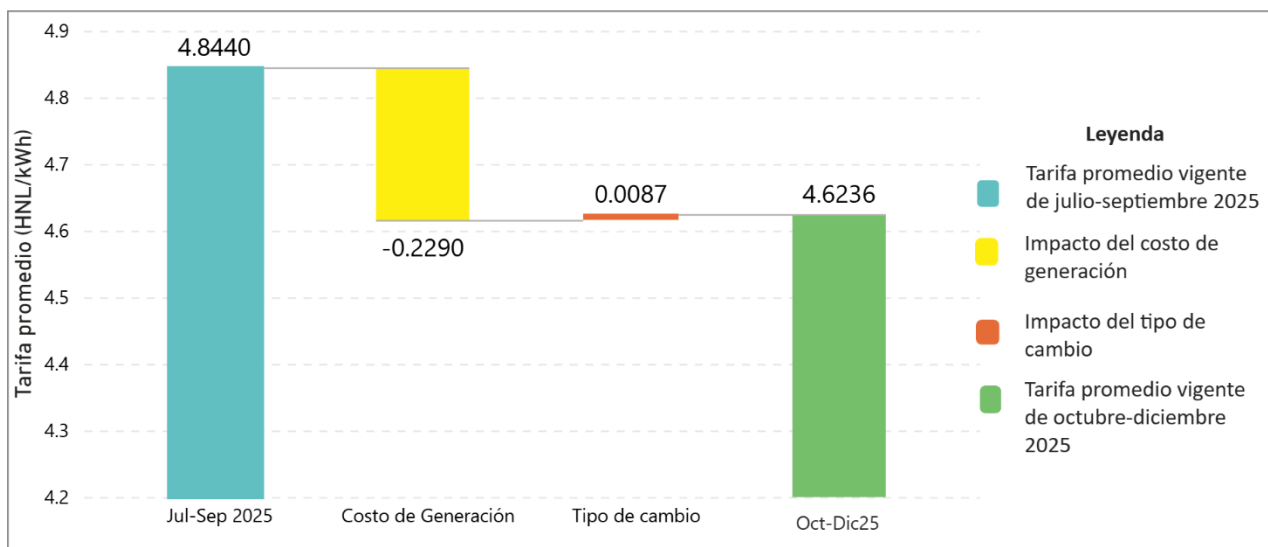


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.1. 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 el costo por generación forzada suma un 0.27 % y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 1.31 % de la tarifa promedio.

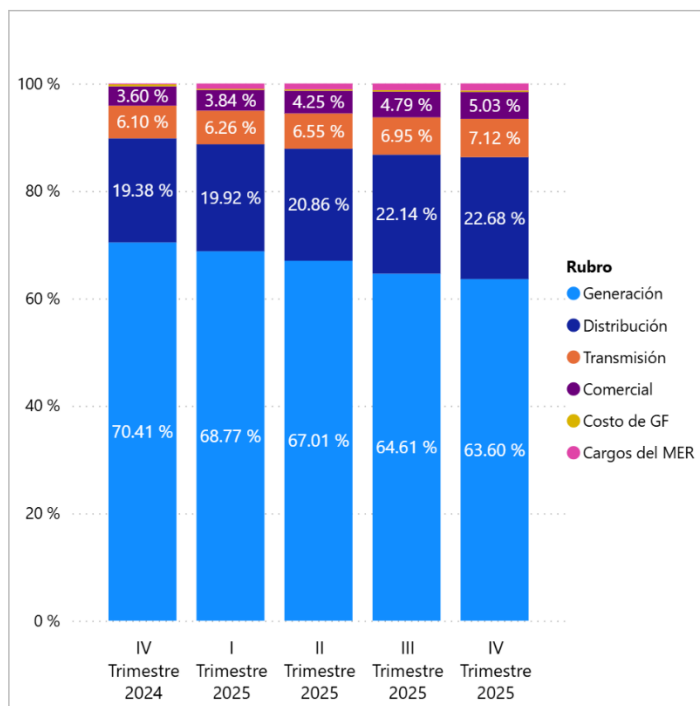


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.2. 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 octubre de 2025. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 10:9 Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de octubre 2025

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.78	58.84	4.0074	3.8209		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	58.78	58.84	4.0074	3.8209		
Siguientes kWh/mes			5.2146	4.9719		
Baja Tensión	58.78	58.84	5.2358	4.9978		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025	Jul-Sep 2025	Oct-Dic 2025
Alumbrado Público	67.55	67.68	4.0767	3.8760		
Media Tensión	2,624.61	2,629.66	3.2648	3.0563	330.5360	331.1720
Alta Tensión	6,561.53	6,574.15	3.0659	2.8644	285.3460	285.8951

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 beneficiado con este nuevo ajuste con una disminución de 5.44%.

Tabla 11: 10 Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(julio-septiembre 2025 – octubre-diciembre 2025)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Disminución	
	jul-sep 2025	oct-dic 2025	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.27	5.04	0.22	4.26%
Baja Tensión	5.29	5.05	0.24	4.50%
Media Tensión	4.12	3.92	0.21	5.02%
Alta Tensión	3.68	3.48	0.20	5.44%

*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, incluyendo el pago del monto diferido, así como lo indicado en el Acuerdo CREE78-2025 y en los memorándums DR-29-2025 y DR-30-2025, resulta en un costo base de generación ajustado de 111.83 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2025, menor al valor de 119.24 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una rebaja de 6.22 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.30 lempiras por dólar, el cual es 0.2 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.25 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, se observa una disminución global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 4.84 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 4.62 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 4.55 %**.

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 octubre de 2025:

Tabla 12:11 Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre de 2025

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	58.84		3.8209
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.84		
Primeros 50 kWh/mes			3.8209
Siguientes kWh/mes			4.9719
Servicio General en Baja Tensión	58.84		4.9978
Servicio en Media Tensión	2,629.66	331.1720	3.0563

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio en Alta Tensión	6,574.15	285.8951	2.8644

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	67.68	3.8760



ANEXOS

- Tipo de cambio

- Costos de generación

36

7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo

Fecha de Ajuste:

29/9/2025

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	58.8405	216.2812	4.1068	3.2666	2.2458	4.6035	6.9504	58.8405	179.5134	3.4086	2.7113	1.8640	3.8209
> 50 kWh/mes	58.8405	216.2812	4.1068	3.2666	2.2458	4.6035	4.9341	58.8405	233.5915	4.4355	3.5281	2.4255	4.9719
Servicio General en BT	58.8405	263.7419	4.2105	3.3491	2.3025	4.9978	5.0483	58.8405	263.7419	4.2105	3.3491	2.3025	4.9978
Alumbrado Público	67.6787	350.5145	3.9618	3.1513	2.1665	3.8760	5.1133	67.6787	350.5145	3.9618	3.1513	2.1665	3.8760
Servicio Industrial en MT	2,629.6600	331.1720	3.7398	3.0008	2.0820	3.0563	3.9165	2,629.6600	331.1720	3.7398	3.0008	2.0820	3.0563
Servicio Industrial en AT	6,574.1500	285.8951	3.5226	2.8082	2.0029	2.8644	3.4845	6,574.1500	285.8951	3.5226	2.8082	2.0029	2.8644
Promedio Global							4.623644635						
							4.016984140						

*Precio Monómico de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.

PUEGO TARIFARIO								
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria				
	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía		
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh	s	L/kW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh
Servicio Residencial								
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.84		3.8209					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.84							
Primeros 50 kWh/mes			3.8209					
Siguientes kWh/mes			4.9719	58.8405	233.5915	4.4355	3.5281	2.4255
Servicio General en Baja Tensión	58.84		4.9978	58.8405	263.7419	4.2105	3.3491	2.3025
Alumbrado Público*	67.68		3.8760					
Servicio en Media Tensión	2,629.66	331.1720	3.0563	2,629.6600	331.1720	3.7398	3.0008	2.0820
Servicio en Alta Tensión	6,574.15	285.8951	2.8644	6,574.1500	285.8951	3.5226	2.8082	2.0029

*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.

Tarifa Nueva	4.6236
Tarifa Actual	4.8440
Diferencia	-4.548%

Tarifa Nueva	4.6236
Tarifa Actual	4.8440
Diferencia	-4.548%

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 12. 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	CHOLUTECAL I	24.51	CECECAPA	85.74
AZUNOSA	8.36	CHOLUTECAL 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		