



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 3er TRIMESTRE 2025

Preparado por: Departamento de Tarifas
Tegucigalpa, M.D.C., junio de 2025

Contenido

1. Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Tercer 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	24
3.4. Otros ajustes	25
3.4.1. Ajustes en los costos de febrero 2025	25
3.4.2. Diferidos	25
3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre 2025	26
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	28
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2025.....	30
5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	30
5.2. Estructura tarifaria	31
6. Conclusiones y recomendaciones	34
6.1. Conclusiones	34
6.2. Recomendaciones.....	34
7. Anexos	36
7.1. Datos usados en el modelo CALCUTA.....	37
7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA	38
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 TERCER
TRIMESTRE 2025**

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Tercer 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 julio 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 3er trimestre de 2025 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 3er trimestre 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de marzo, abril y mayo del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en marzo, abril y mayo 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 3er trimestre del 2025.

Para marzo de 2025, el precio promedio previsto para el bunker fue de 63.42 USD/bbl y el real de 72.02 USD/bbl; para abril y mayo de 2025 el precio promedio previsto fue de 61.60 USD/bbl y el precio real fue de 70.00 USD/bbl para abril y 65.83 USD/bbl para mayo de 2025.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 9.62 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de marzo a mayo 2025 resulta en 316.03 GWh menor a lo proyectado. La ENS real entre

los meses de marzo a mayo 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 2.33 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es menor en un 3.05% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 21.02 % menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para mayo de 2025 fue de 109.40 USD/MWh y de 122.60 USD/MWh para abril y mayo de 2025, estos costos previstos resultaron menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 125.31 USD/MWh, 125.79 USD/MWh y 131.86 USD/MWh para marzo, abril y mayo de 2025, respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para los meses de marzo, abril y mayo de 2025. El costo medio de generación real fue de 142.73 USD/MWh en marzo, 142.80 USD/MWh en abril y 139.47 USD/MWh en mayo 2025.

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

- En fecha 27 de marzo de 2025 mediante auto de Secretaría General de la CREE el Departamento de Tarifas requirió al CND informar si era necesario realizar cambios en la liquidación de febrero de 2025 y, sin embargo, el CND presentó la actualización de los costos de la ENEE, 5 días después de aprobado el ajuste al costo base de generación. Luego de revisar la información remitida, se identificó que es necesario realizar un ajuste en la liquidación de febrero de 2025, por un monto de USD 41,965.88, que debe ser incluido bajo la categoría de “Otros Ajustes” a favor de la demanda. Por otro lado, en la revisión a la liquidación de marzo de 2025, se identificó un ajuste de USD 4,893.21 por un monto no pagado a la central hidroeléctrica CORONADO en la factura de febrero de 2025, el 28 de mayo de 2025, el CND solicitó a la CREE incluir dicho monto como “Otros Ajustes”. En atención a lo anterior, se incorporó para este trimestre, bajo la categoría de “Otros Ajustes”, el monto de USD 37,072.67 a favor de la demanda.
- 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, 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 se identificó la participación de 4 nuevas centrales bajo la modalidad de arrendamiento en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). En la liquidación de marzo se incluyeron las centrales “Arrendamiento El Níspero” y “Arrendamiento El Progreso”. En la liquidación de abril se incluyeron las centrales “Arrendamiento Santa Marta” y “Arrendamiento Villanueva”. La DAJ en dictamen DAJ-DL-045-2025 de fecha 30 de junio de 2025 recomendó que se incluya de manera condicionada los costos asociados dichas centrales en el MEO, es decir, en la tarifa del usuario final.
- 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 y mayo de 2025 fue realizado conforme a la normativa, sin embargo, se recomendó trasladar de forma condicionada los valores

reportados por el CND, en tanto se concluye la revisión técnica con la firma consultora.

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 24,423,779.41 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2025.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-255-2025 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto resultó en una reducción del 10.17% respecto al segundo trimestre. La ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 67,360,032.25 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. En vista que la ENEE no presentó dicha solicitud, previo a la aprobación del ajuste al costo base de generación, la CREE procedió a reflejar la rebaja antes indicada.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 119.2436 USD/MWh para el tercer trimestre del 2025. Este valor es menor al aplicado en el segundo trimestre de 2025 el cual fue 140.34 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de julio de 2025 es de 26.25 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 1.92%.

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 julio 2025. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa una rebaja de 10.17 % a la tarifa promedio de 5.39 HNL/kWh a 4.84 HNL/kWh.

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de julio 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	58.78		4.0074
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.78		
Primeros 50 kWh/mes			4.0074
Siguientes kWh/mes			5.2146
Servicio General en Baja Tensión	58.78		5.2358
Servicio en Media Tensión	2,624.61	330.5360	3.2648
Servicio en Alta Tensión	6,561.53	285.3460	3.0659

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	67.55	4.0767



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 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 julio 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 tercer trimestre 2025, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de marzo, abril y mayo 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 julio 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 tercer 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 tercer 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 marzo a mayo de 2025 y su diferencia con respecto a los precios proyectados. Los precios promedio reales resultaron mayores a los precios previstos, para marzo de 2025 el precio promedio previsto para el bunker fue de **63.42 USD/bbl** y el real de **72.02 USD/bbl**, para abril y mayo de 2025 el precio promedio previsto fue de **61.60 USD/bbl** y el precio real fue de **70.00 USD/bbl** para abril y **65.83 USD/bbl** para mayo 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 marzo a mayo 2025 aproximadamente un 45.22 % del total de generación del MEN.

Es importante indicar que para propósitos de liquidación de las transacciones de compra-venta 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.

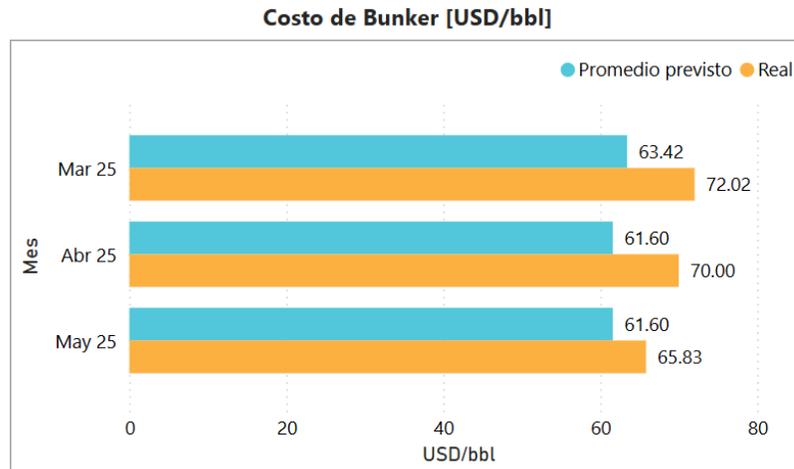


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

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 marzo, abril y mayo 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 marzo a mayo de 2025 resulte en -316.03 GWh, es decir, la demanda real resultó un 9.62 % menor con respecto a la demanda prevista.

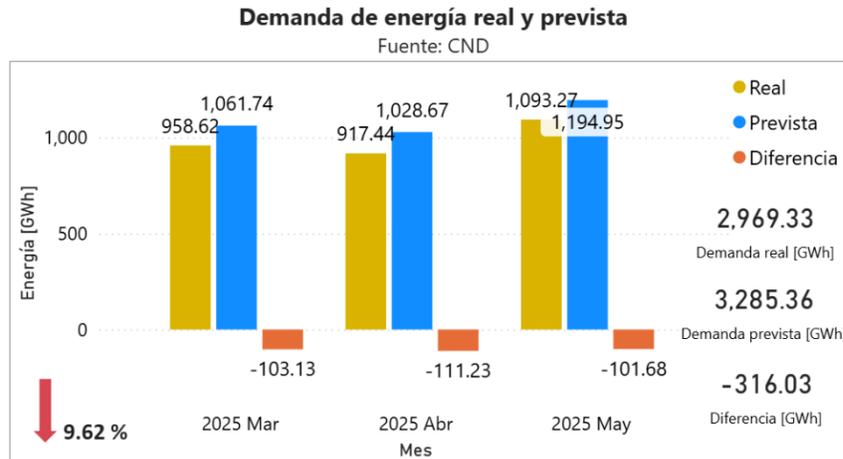


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de marzo, abril y mayo de 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 2.33 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

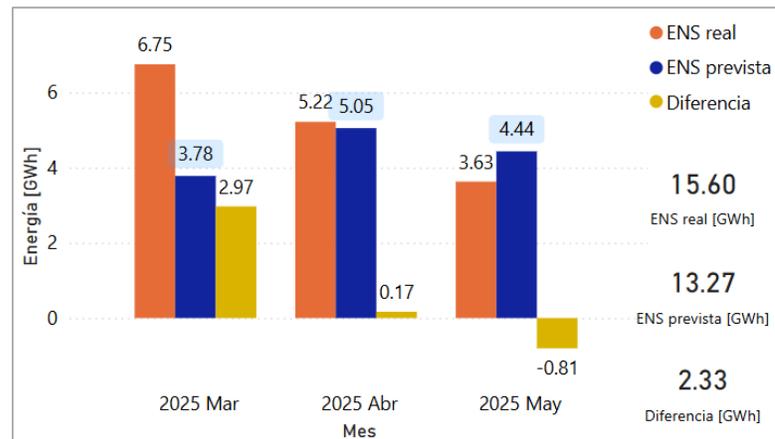


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

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 marzo y mayo 2025, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 29.06 %, mientras que la participación prevista era de 27.22 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 45.22 %, inferior a la participación prevista del 51.75 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

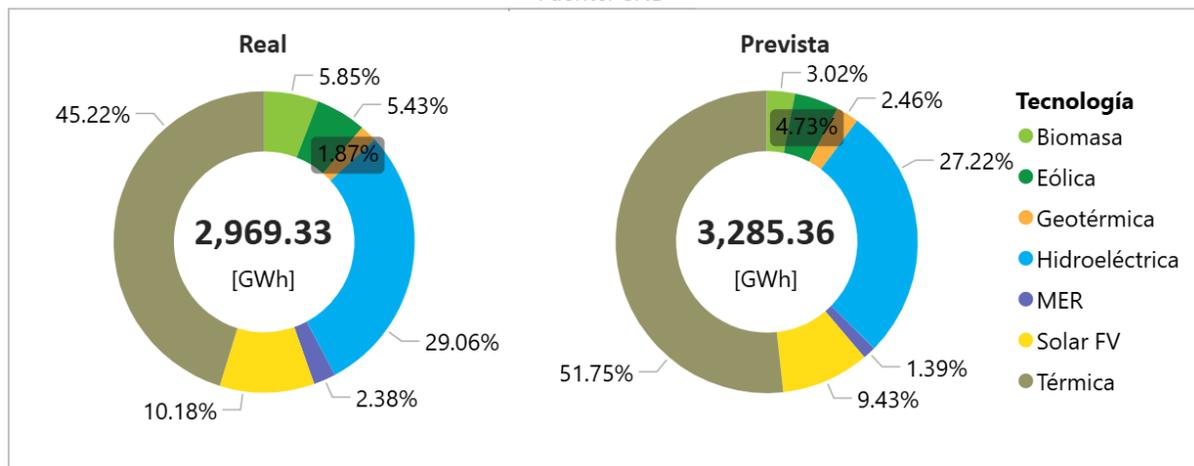


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en mar 2025 - may 2025

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 mar 2025 - may 2025
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	863.01	894.27	-31.26	-3.50%
Solar Fotovoltaica	302.36	309.93	-7.57	-2.44%
Eólica	161.25	155.44	5.81	3.74%
Biomasa	173.75	99.16	74.59	75.22%
Geotérmica	55.47	80.70	-25.23	-31.27%
Térmica	1,342.82	1,700.11	-357.29	-21.02%
MER	70.68	45.76	24.92	54.45%
Total	2,969.33	3,285.36	-316.03	-9.62%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio previsto para marzo de 2025 fue de 109.40 USD/MWh y de 122.60 USD/MWh para abril y mayo de 2025, el costo previsto para marzo de 2025 resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 125.31 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de abril y mayo 2025 resultan menores a los costos marginales promedios reales que fueron de 125.79 USD/MWh y 131.86 USD/MWh respectivamente. En el caso del mes abril de 2025, los costos marginales registrados entre el 25 al 30 de dicho mes se vieron impactados por la aplicación del precio máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad, establecido mediante el Acuerdo CREE-36-2025, de igual forma, el mes de mayo se ve impactado por la aplicación de dicho acuerdo.

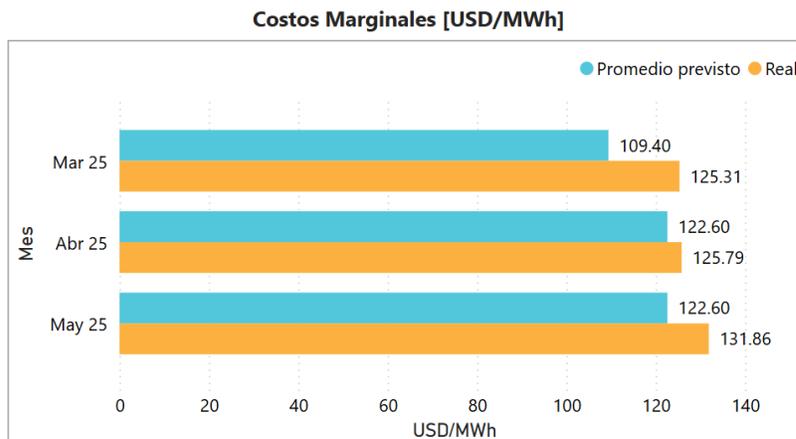


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

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 julio de 2025, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de marzo a mayo 2025.

Para el ajuste correspondiente al tercer 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 marzo a mayo 2025². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 142.73 USD/MWh en marzo 2025, 142.80 USD/MWh en abril y 139.47 USD/MWh en mayo 2025.

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

Tabla 3: Costos reales de generación marzo 2025 – mayo 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	330.59	6,969,498.35	38,213,494.35	45,182,992.70	136.67
	Hidroeléctrica	71.75	1,474,863.63	8,734,248.01	10,209,111.64	142.29
	Biomasa	30.18	100,943.14	3,843,575.13	3,944,518.27	130.72
	Eólica	55.75	834,303.68	7,838,621.39	8,672,925.07	155.58
	Solar Fotovoltaica	93.65	1,103,628.98	12,972,668.81	14,076,297.79	150.30
	Geotérmica	19.47	232,997.98	2,227,920.14	2,460,918.12	126.42
	MER	22.01	294,943.29	2,473,800.72	2,768,744.01	125.78
	Total transacciones de contratos	623.40	11,011,179.05	76,304,328.55	87,315,507.60	140.06
Oportunidad	Térmica	89.93	4,269,805.34	12,715,039.78	16,984,845.11	188.86
	Hidroeléctrica	207.71	3,168,759.06	26,384,873.62	29,553,632.68	142.29
	Solar Fotovoltaica	8.33	0.00	1,013,478.59	1,013,478.59	0.00
	Biomasa	13.59	0.00	1,697,169.17	1,697,169.17	124.89
	MER	2.51	0.00	260,085.62	260,085.62	103.60
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	322.07	7,438,564.39	42,070,646.78	49,509,211.18	153.72
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	12.68	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	13.15	0.00	0.00	0.00	0.00
Total marzo		958.62	18,449,743.44	118,374,975.33	136,824,718.78	142.73
Contratos	Térmica	316.95	6,657,084.78	35,898,802.25	42,555,887.03	134.27
	Hidroeléctrica	68.14	1,464,959.14	8,290,632.82	9,755,591.96	143.18
	Biomasa	32.79	76,637.63	4,030,281.75	4,106,919.38	125.23
	Eólica	66.54	912,975.21	9,346,820.80	10,259,796.01	154.18
	Solar Fotovoltaica	94.46	810,794.21	12,295,049.85	13,105,844.06	138.74
	Geotérmica	17.59	225,551.01	2,014,746.94	2,240,297.95	127.38
	MER	6.52	75,596.17	716,041.81	791,637.98	0.00

² Expedientes LT-04-2025, LT-05-2025 y LT-06-2025

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 contratos	602.99	10,223,598.15	72,592,376.22	82,815,974.37	137.34
Oportunidad	Térmica	60.80	4202007.95	9914720.76	14116728.71	232.19
	Hidroeléctrica	215.63	3,238,630.49	27,898,445.39	31,137,075.88	144.40
	Solar Fotovoltaica	8.51	0.00	961,379.77	961,379.77	112.91
	Biomasa	12.81	0.00	1,590,007.19	1,590,007.19	124.10
	MER	4.42	0.00	386,223.20	386,223.20	87.34
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	302.18	7,440,638.43	40,750,776.31	48,191,414.75	159.48
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.26	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Fotovoltaica	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	11.75	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	12.27	0.00	0.00	0.00	0.00
Total abril		917.44	17,664,236.58	113,343,152.53	131,007,389.12	142.80
Contratos	Térmica	418.80	6,904,145.16	45,380,793.10	52,284,938.26	124.84
	Hidroeléctrica	59.38	1,317,558.27	7,158,969.96	8,476,528.23	142.74
	Biomasa	38.89	91,854.49	4,743,858.49	4,835,712.98	124.34
	Eólica	38.96	256,785.13	5,365,879.17	5,622,664.30	144.33
	Solar Fotovoltaica	88.53	730,585.79	11,519,127.14	12,249,712.93	138.37
	Geotérmica	18.41	220,011.01	2,112,110.59	2,332,121.60	126.65
	MER	28.30	418,248.34	3,270,336.69	3,688,585.03	0.00
	Total transacciones de contratos	691.27	9,939,188.19	79,551,075.14	89,490,263.32	129.46
Oportunidad	Térmica	124.96	5014299.18	19752882.02	24767181.19	198.20
	Hidroeléctrica	239.08	3,242,037.92	31,785,437.15	35,027,475.07	146.51
	Solar Fotovoltaica	8.86	0.00	1,120,202.13	1,120,202.13	126.40
	Biomasa	10.36	0.00	1,346,367.69	1,346,367.69	129.99
	MER	6.91	0.00	727,358.56	727,358.56	105.20
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	390.17	8,256,337.09	54,732,247.54	62,988,584.63	161.44
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	10.70	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	11.83	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mayo		1,093.27	18,195,525.28	134,283,322.68	152,478,847.96	139.47
Total marzo- mayo		2,969.33	54,309,505.30	366,001,450.55	420,310,955.85	141.55

* 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, lo que indica un aumento gradual en los costos de producción de energía.

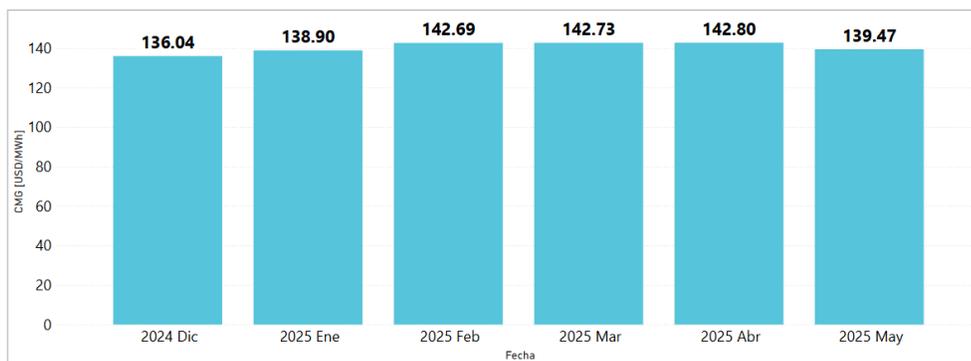


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

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 1,917.66 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 135.38 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 1,014.42 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 158.40 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 141.55 USD/MWh.

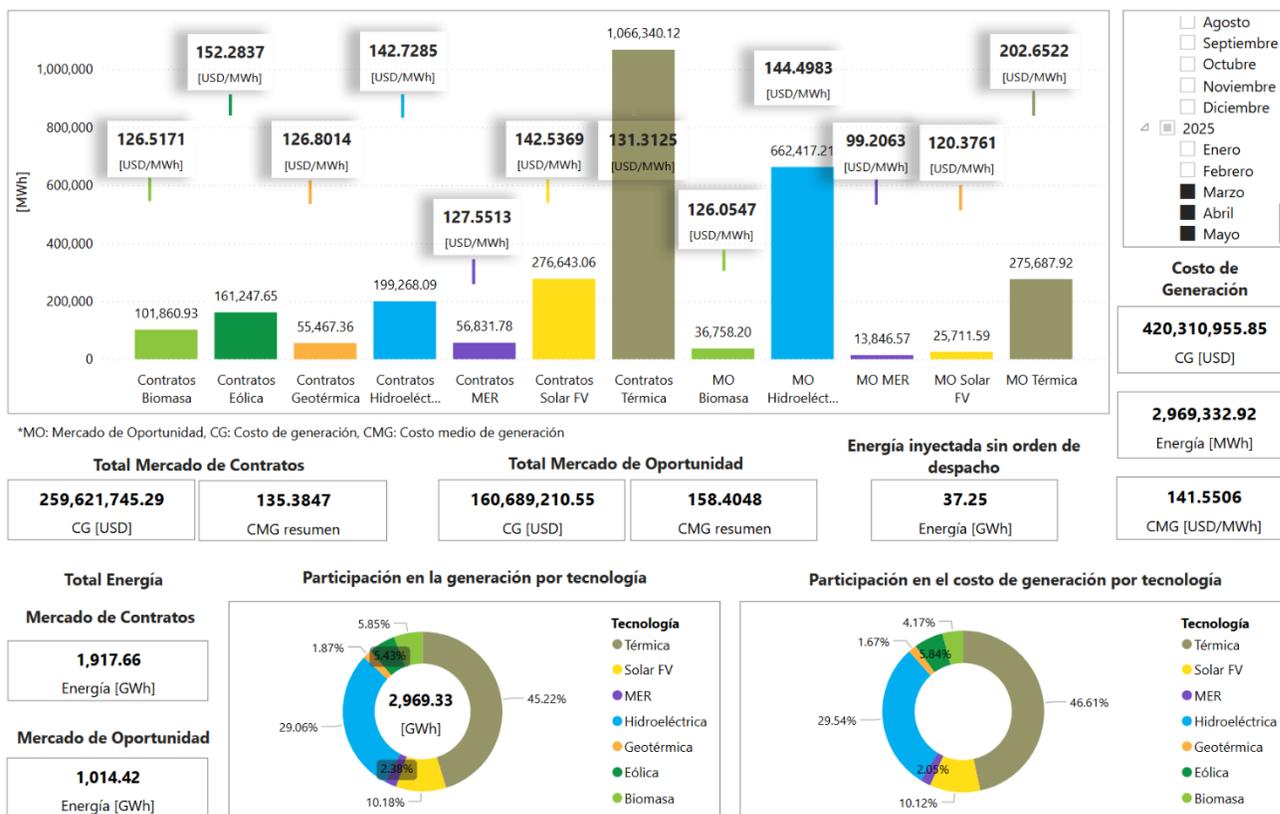


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a marzo, abril y mayo de 2025 (Datos: CND)

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 marzo a mayo 2025. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 90,409,694.89 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 marzo 2025 – mayo 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	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Santa María del Real	0.02	0.00	2,853.17	2,853.17	140.75
Cañaveral	32.00	489,400.26	4,248,788.39	4,738,188.65	148.07
El Cajón	420.01	6,466,206.60	53,796,234.95	60,262,441.55	143.48
Patuca	47.33	532,713.42	6,576,393.42	7,109,106.84	150.22
Río Lindo	121.99	1,693,903.32	15,895,710.75	17,589,614.07	144.19
Ceiba Térmica	2.56	125,137.13	404,284.81	529,421.94	207.09
Santa Fe	0.02	19,278.95	4,569.73	23,848.68	1,043.42
La Puerta	0.00	154,220.00	0.00	154,220.00	0.00
Total	623.92	9,480,859.67	80,928,835.22	90,409,694.89	144.91

** 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 a 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.

La DAJ mediante dictamen DAJ-DL-045-2025 recomendó trasladar de forma condicionada los costos de los contratos modificados mediante las adendas aprobadas por el decreto legislativo número 03-2025 e incorporados en los documentos remitidos por parte del CND. Lo anterior hasta que se culmine el proceso de revisión por parte de la DAJ, una vez que la ENEE acredite la documentación requerida.

- **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 Resolves Primero y Segundo de dicha resolución para el año 2025.

El Departamento de Planificación y Mercados, mediante el Memorándum DR-17-2025, indicó que las compras realizadas por la ENEE a los agentes EDECSA, EXCELERGY, MERELEC y LUGUA durante los meses de enero a abril de 2025 no excedieron el límite de potencia autorizado y los precios pactados se mantuvieron por debajo del precio máximo que se debe cumplir conforme con lo establecido en el artículo 15 del Acuerdo CREE-30-2023. No obstante, debido a que la información correspondiente al mes de mayo no fue remitida de forma completa, se recomendó tomar los valores de transacción informados por el CND, sin perjuicio que producto de la revisión que se realice en seguimiento del memorándum, se identifique la necesidad de realizar un ajuste.

Por otro lado, en el referido memo el Departamento de Planificación y Mercados, informó que posteriormente se dará seguimiento de lo establecido en el Resuelve Primero de la Resolución CREE-28-2024 respecto de los MW asociados a los nodos de retiro (3183-La Entrada, 331 O-Prados y 3034-Pavana).

- **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 por energía durante los meses de abril y mayo de 2025.

El Departamento de Planificación y Mercados, mediante Memorándum DR-18-2025, 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 fueron trazables con el Informe de Transacciones Comerciales. En función de lo anterior, se recomendó tomar los valores informados por el CND, sin perjuicio que producto de la conciliación que dicho departamento realizará, se identifique la necesidad de realizar un ajuste posterior.

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 2,426.29 USD para el mes de abril de 2025 y un monto de 155,173.34 USD para el mes de mayo de 2025. No obstante, debido a que no fue posible contrastar estos valores con lo incorporado en el ITC y la documentación presentada por el CND para la liquidación del mes, no se recomienda tomar en consideración para el ajuste tarifario estos resultados encontrados, hasta que se obtengan por parte del CND las aclaraciones pertinentes, las cuales se solicitarán en seguimiento del presente memorándum.”.

- **Arrendamiento de centrales**

Durante la revisión de las liquidaciones mensuales se identificó la participación de 4 nuevas centrales bajo la modalidad de arrendamiento en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). En la liquidación correspondiente a marzo, se observó la inclusión de las centrales “Arrendamiento El Níspero” y “Arrendamiento El Progreso”, las cuales se encuentran asociadas al expediente LT-04-2025. Asimismo, en la liquidación de abril se identificó la participación de las centrales “Arrendamiento Santa Marta” y “Arrendamiento Villanueva”, asociadas al expediente LT-05-2025. Por lo anterior, se solicitó a la DAJ su opinión respecto al traslado de los costos asociados a dichas centrales a tarifas.

En ese sentido, 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.

Por lo cual, se seguirán trasladando de forma condicionada los costos detallados en la tabla siguiente:

Tabla 5: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" mar 2025 - may 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	6.32	439,988.93	1,172,590.66	1,612,579.59	255.23
Arrendamiento Brassavola	2.34	2,951,273.03	477,799.51	3,429,072.54	1,463.11
Arrendamiento Danlí	5.57	240,085.05	1,118,775.77	1,358,860.82	243.81
Arrendamiento Santa Rosa	18.91	502,830.60	3,603,073.74	4,105,904.34	217.09
Arrendamiento El Progreso	5.52	452,343.81	1,029,773.43	1,482,117.24	268.41
Arrendamiento El Níspero	6.59	211,153.89	1,254,256.27	1,465,410.16	222.40
Arrendamiento Santa Marta	3.90	274,530.76	688,920.09	963,450.85	246.73
Arrendamiento Villanueva	7.00	1,067,511.12	1,294,434.24	2,361,945.36	337.55
Total	56.16	6,139,717.18	10,639,623.71	16,779,340.89	298.77

** 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 SIN 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 (marzo, abril y mayo 2025) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

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

Central	Energía total marzo 2025 – mayo 2025 [MWh]
TRES VALLES	1,634.30
CELSUR	33,467.76
AZUNOSA	18.91
CAHSA	9.14
ECOPALSA	1.35
NACAOME	1,325.03
PEÑA BLANCA	1.07
FRAY LAZARO	7.02
PECSA 69 kV- U4 (Energía a costo cero)	0.00
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	103.78
PARK ENERGY	678.78
CEIBA TÉRMICA **	1.54
PECSA 69kV U1	0.19
LAEISZ JUTICALPA	0.09
TÉRMICA VILLA NUEVA	2.02
ARRENDAMIENTO SAN ISIDRO	0.03
ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLANUEVA	0.03
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	1.40
Total	37,252.45

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 marzo a mayo 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 24,423,779.41 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2025.

Tabla 7: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo 2025- mayo 2025 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo_2025	118,374,975.33	18,449,743.44	16,566,608.75	111,241,542.96	101,808,366.58	-92,791,799.51	9,016,567.07
Abril_2025	113,343,152.53	17,664,236.58	15,855,021.94	106,463,376.44	97,488,130.59	-88,799,139.86	8,688,990.73
Mayo_2025	134,283,322.68	18,195,525.28	18,893,624.83	126,867,001.52	115,389,697.85	-108,671,476.24	6,718,221.61
Total	366,001,450.55	54,309,505.30	51,315,255.52	344,571,920.92	314,686,195.03	-290,262,415.62	24,423,779.40926

3.4. Otros ajustes

3.4.1. Ajustes en los costos de febrero 2025

3.4.1.1. Correcciones en la liquidación

En fecha 27 de marzo de 2025 mediante auto de Secretaría General de la CREE el Departamento de Tarifas requirió al CND, entre otras cosas, informar si era necesario realizar cambios en la liquidación de febrero de 2025 y en caso de ser así, presentar las modificaciones correspondientes, sin embargo, el CND presentó la actualización de los costos de la ENEE en fecha 04 de abril, es decir, 5 días después de aprobado el ajuste al costo base de generación.

Luego de revisar la información remitida en fecha 04 de abril, se identificó que es necesario realizar un ajuste en la liquidación de febrero de 2025, por un monto de USD 41,965.88, que debe ser incluido bajo la categoría de “Otros Ajustes”, como un ajuste a favor de la demanda.

3.4.1.2. Solicitud de otros ajustes del CND

Durante el proceso de revisión de la liquidación de marzo de 2025 realizado por el Departamento de Tarifas, se identificó también que en la facturación en la ENEE se incluyó un ajuste de USD 4,893.21 descrito como un monto no pagado a la central hidroeléctrica CORONADO en la factura de febrero de 2025, por lo cual, se solicitó al CND que se pronunciara sobre la procedencia de dicho ajuste, y que, en caso de proceder solicitara a la CREE la inclusión de dicho monto como “Otros Ajustes” bajo lo establecido en el numeral 5 del artículo 18 del Reglamento. En respuesta de fecha 28 de mayo de 2025, el CND mediante documento "ANEXO NÚM. 01. DOM-CND-088 -V-2025.pdf" solicitó a la CREE que incluyera dicho monto como “Otros Ajustes” a favor de la ENEE.

En atención a lo relacionado con la corrección de la liquidación de febrero de 2025 y la solicitud de otros ajustes por parte del CND, se incorporó para este trimestre, bajo la categoría de “Otros Ajustes”, el monto resultante de USD 37,072.67, el cual es a favor de la demanda.

3.4.2. Diferidos

3.4.2.1. Pagos de diferidos 1er y 2do trimestre 2025

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento, en los trimestres anteriores de 2025 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 dichos trimestres. En esta solicitud se detalló que:

Para el primer trimestre, se contemplaría lo siguiente:

1. El monto por diferir es de USD 110,000,000.
2. El monto se diferirá 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 considera lo siguiente:

1. El monto por diferir será de USD 61,386,731.00
2. El monto se diferirá 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.

En función de lo anterior, para este tercer trimestre en los costos de generación se debe incorporar como “otros ajustes” a favor de la demanda el monto de USD 69,290,532.25, el cual contempla el pago diferido de las solicitudes del primero y segundo trimestre y los intereses correspondientes.

3.4.2.1. Solicitud de diferir en el 3er trimestre del 2025

Una vez determinado el ajuste al costo de generación y con base en el artículo 51 del Reglamento, en el cual se 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 este sentido, la CREE mediante el oficio CREE-255-2025 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 10.17% inferior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 67,360,032.25 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. En vista que la ENEE no presentó dicha solicitud, previo a la aprobación del ajuste al costo base de generación, la CREE procedió a reflejar la rebaja antes indicada.

3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre 2025

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er 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 marzo, abril y mayo 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 3er trimestre de 2025, el cual es de 119.2436 USD/MWh.

Tabla 8: Costo medio total de generación 3er 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	3,188,807.72			425,148,718.83	133.33
Diferencial diciembre 2024- febrero 2025		-290,262,415.62	314,686,195.03	24,423,779.41	
Otros ajustes				-69,327,604.92	
Ajuste abril-junio 2025	3,188,807.72			380,244,893.32	119.2436

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 26.25 lempiras por dólar, vigente el día 27 de junio de 2025. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 1.92 %. 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
3ER TRIMESTRE
DE 2025**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er 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 10.17 % con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2025, la cual pasa de 5.39 HNL/kWh a 4.84 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 0.6392 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0905 HNL/kWh.

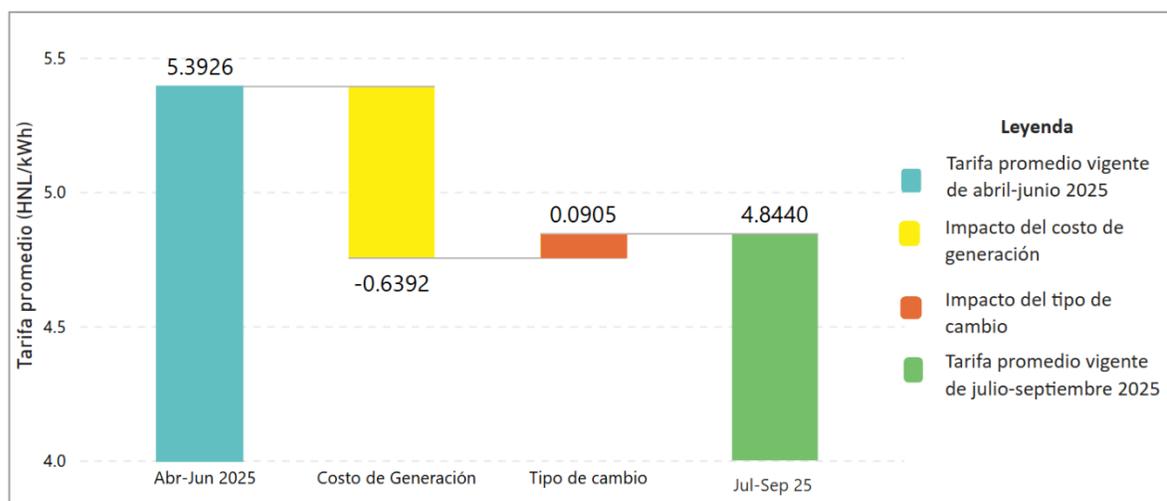


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

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 0.26 % y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 1.25 % de la tarifa promedio. Para el presente ajuste tarifario no se están incorporando los costos relacionados con la operación del Sistema Interconectado Nacional, en vista que dicho costo estará siendo pagado con los fondos remanentes que tiene en sus cuentas financieras el operador del sistema nacional.

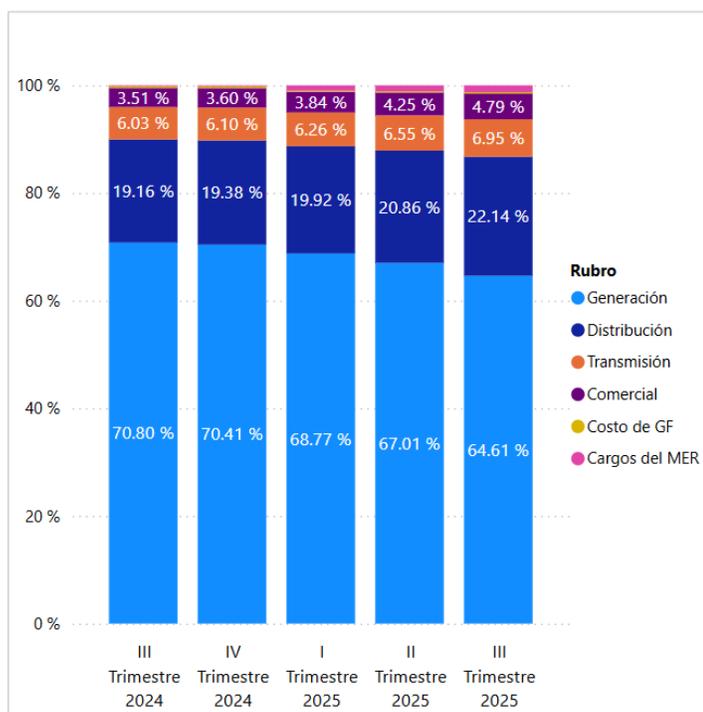


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

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

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

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.17	58.78	4.4722	4.0074		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	58.17	58.78	4.4722	4.0074		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025	Abr-Jun 2025	Jul-Sep 2025
Siguientes kWh/mes			5.8195	5.2146		
Baja Tensión	58.17	58.78	5.8273	5.2358		
Alumbrado Público	66.27	67.55	4.5800	4.0767		
Media Tensión	2,574.76	2,624.61	3.8012	3.2648	324.2580	330.5360
Alta Tensión	6,436.90	6,561.53	3.5852	3.0659	279.9264	285.3460

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 12.11%.

Tabla 10: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(abril-junio 2025 – julio-septiembre 2025)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Disminución	
	abr-jun 2025	jul-sep 2025	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.82	5.27	0.56	9.54%
Baja Tensión	5.88	5.29	0.59	10.05%
Media Tensión	4.64	4.12	0.52	11.20%
Alta Tensión	4.19	3.68	0.51	12.11%

*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, las correcciones que se realizaron a la liquidación de febrero de 2025, así como lo indicado en el dictamen DAJ-DL-045-2025 y en los memorándums DR-17-2025 y DR-18-2025, resulta en un costo base de generación ajustado de 119.2436 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2025, menor al valor de 140.34 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una rebaja de 15.03 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.25 lempiras por dólar, el cual es 1.92 % mayor con respecto al tipo de cambio de 25.75 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 5.39 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 4.84 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 10.17 %**.

6.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de julio de 2025:

Tabla 11: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre 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	58.78		4.0074
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.78		
Primeros 50 kWh/mes			4.0074
Siguientes kWh/mes			5.2146
Servicio General en Baja Tensión	58.78		5.2358

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio en Media Tensión	2,624.61	330.5360	3.2648
Servicio en Alta Tensión	6,561.53	285.3460	3.0659

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	67.55	4.0767



ANEXOS

Anexos

7.1. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada												
Generales												
Definición de Bloques Horarios												
Día	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	16	9	6	17	18	23	5	1	5
Sábado	2	13	20	13	16	7	14	19	21	6	1	6
Domingo y Feriado	0				8	12	18	23		16	1	11
											14	17
											24	24

Días y Horas		Financieras y Cambiarias		Fecha de Ajuste	
Número de Horas al año	8,760	Tasa de Descuento	10.5%	Mes / Año:	jun-25
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	26.2461		
Total Sábados al año	52				
Total Domingos y Feriados al año	62				
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016				
Horas de Máxima Demanda para Factor de Contribución:					
Hora 1	11				
Hora 2	12				
Hora 3	19				
Hora 4	20				

- Costos de generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario			
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)				
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1 kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%				
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instala	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	95%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.129447				
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1		
$C_{ep} = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FDR)}$	89.169447				
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO		
Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl					
Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Horario					
Punta	119.98	130.82	116.41	95.50	
Intermedio	98.06	104.21	95.02	87.10	
Valle	74.15	77.42	73.53	70.56	

7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		30/6/2025											
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	58.7787	215.8658	4.3834	3.4877	2.4118	4.8282	7.1726	58.7787	179.1686	3.6382	2.8948	2.0018	4.0074
> 50 kWh/mes	58.7787	215.8658	4.3834	3.4877	2.4118	4.8282	5.1585	58.7787	233.1429	4.7342	3.7669	2.6048	5.2146
Servicio General en BT	58.7787	263.2355	4.4941	3.5758	2.4727	5.2358	5.2863	58.7787	263.2355	4.4941	3.5758	2.4727	5.2358
Alumbrado Público	67.5488	349.8414	4.2287	3.3646	2.3267	4.0767	5.3116	67.5488	349.8414	4.2287	3.3646	2.3267	4.0767
Servicio Industrial en MT	2,624.6100	330.5360	3.9905	3.2031	2.2356	3.2648	4.1234	2,624.6100	330.5360	3.9905	3.2031	2.2356	3.2648
Servicio Industrial en AT	6,561.5250	285.3460	3.7679	3.0038	2.1506	3.0659	3.6848	6,561.5250	285.3460	3.7679	3.0038	2.1506	3.0659
							Promedio Global	4.943970257					
								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 Potencia L/kW-mes	Precio de la Energía L/kWh	Cargo Fijo s	Precio de la Potencia L/kW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh					
Servicio Residencial													
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.78		4.0074										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.78		4.0074										
Primeros 50 kWh/mes			5.2146	58.7787	233.1429	4.7342	3.7669	2.6048					
Siguientes kWh/mes													
Servicio General en Baja Tensión	58.78		5.2358	58.7787	263.2355	4.4941	3.5758	2.4727					
Alumbrado Público*	67.55		4.0767										
Servicio en Media Tensión	2,624.61	330.5360	3.2648	2,624.6100	330.5360	3.9905	3.2031	2.2356					
Servicio en Alta Tensión	6,561.53	285.3460	3.0659	6,561.5250	285.3460	3.7679	3.0038	2.1506					

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

Tarifa Nueva	4.8440
Tarifa Actual	5.3926
Diferencia	-10.175%

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 marzo, abril y mayo 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 marzo 2025 – mayo 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 BRASSAVOLA	1.22	ACEYDESA	44.70	ARRENDAMIENTO EL NISPERO	54.97
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	17.16	ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	25.65	AZUNOSA	56.68
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	19.02	ARRENDAMIENTO SANTA MARTA	22.21	BABILONIA	85.42
ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	9.18	ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	45.95	BEICOSA	97.05
CANJEL	17.50	CERRO DE HULA	27.85	CAHSA	87.49
CEIBA TÉRMICA	14.99	CHAMELECON	38.88	CARACOL KNITS	91.34
CHACHAGUALA	8.36	CHINCHAYOTE	45.02	CELSUR	97.17

0>=Factor de planta (FP)<20%		20%>=Factor de planta (FP)<50%		50%>=Factor de planta (FP)<100%	
CHURUNE	16.81	CHOLUTECA I	26.46	CHUMBAGUA	70.28
CORRAL DE PIEDRAS	2.14	CHOLUTECA II	25.27	EL CAJÓN	64.56
ECOPALSA	12.30	CIHESA	23.45	EL FARO	60.85
EL COYOLAR	0.00	CINCO ESTRELLAS	27.15	ENERSA	84.07
EL POLLITO	15.68	COHESSA	27.31	ENERSA COGENERACIÓN	53.49
EMCE CHOLOMA	16.62	CORONADO	41.33	GENERA LOS LAURELES	60.83
FRAY LAZARO	18.44	CORTESITO	34.45	GEOPLATANARES	73.75
HELIOS	0.00	CUYAGUAL	34.44	GREEN POWER PLANT	87.59
LA AURORA	12.92	CUYAMAPA	25.65	LAEISZ REGULETO	65.66
LA ESPERANZA	0.00	CUYAMEL	35.43	LA VEGONA	67.32
LA GRECIA	0.00	ELCOSA	29.80	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	70.49
LA PUERTA	0.00	ENERBASA	21.86	LAEISZ SAN ISIDRO	83.31
LAEISZ JUTICALPA	6.60	FOTERSA	26.55	LAS GLORIAS	65.87
LOS LAURELES	4.16	HIDROYOJOA	22.69	LUFUSSA III	77.98
MEREDON POWER PLANT	0.00	LAIESZ LA ESPERANZA	37.78	MANGUNGO	79.19
NACAOME	3.10	LLANOS DEL SUR	21.62	MATARRAS	62.00
NACAOME II	0.00	LUFUSSA VALLE	29.64	MEZAPA	57.66
NISPERO	0.00	MARCOVIA	29.03	PEÑA BLANCA	90.55
NISPERO II	0.00	MECER	27.54	RIO BLANCO	74.22
PATUCA III	0.00	NACAOME I	26.02	RIO LINDO	69.12
PECSA 138	0.00	PECSA 69	38.56	SAN JUAN PUEBLO	63.37
PECSA 69 U4	0.00	PLANTA SAN MARCOS	31.32	SAN MARTIN	57.61
PENCALIGUE	12.18	PRADOS SUR	26.58	TRES VALLES	66.43
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	9.05	RIO QUILIO	25.09		
RIO BETULIA	15.90	SAN CARLOS	40.83		
RIO FRIO	13.59	SHOL	24.21		
RIO GUINEO	15.94	SOPOSA	28.17		
SAN ALEJO	7.18	YAGUALA	21.39		
SANTA FÉ	0.00	ZACAPA	28.79		
SANTA MARIA DEL REAL	0.78	ZINGUIZAPA	40.51		
SAZAGUA	15.63				
TÉRMICA VILLANUEVA	0.00				