



**HONDURAS**  
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

**CRÉE**

COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 2024

Preparado por: Departamento de Tarifas  
Tegucigalpa, M.D.C., marzo de 2024

## Contenido

1.	Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del segundo trimestre 2024 .....	5
2.	Introducción.....	9
3.	Costos de generación y ajustes trimestrales.....	12
3.1.	Costo Base de Generación previsto para el 2do trimestre de 2024 .....	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.....	18
3.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos .....	24
3.4.	Otros ajustes .....	24
3.4.1.	Fiscalización de reinicio de precios de energía .....	24
3.4.2.	Pagos diferidos .....	25
3.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2024... ..	26
4.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. ....	27
5.	Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2024 .....	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
	Anexos.....	35

## Abreviaturas

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



**01**

**RESUMEN EJECUTIVO  
DEL INFORME DE  
AJUSTE TARIFARIO  
DEL SEGUNDO  
TRIMESTRE 2024**

## Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del segundo trimestre 2024

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, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, entre otros.

En fecha 29 de diciembre de 2023 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-156-2023 el CBG previsto para el año 2024 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 2024-2026. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto para el segundo trimestre del año 2024 es de 153.78 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 abril de 2024. Este ajuste se calcula utilizando la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales. En ese sentido, el reglamento establece que el costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 2do trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre de 2023, enero y febrero del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en diciembre 2023 y enero y febrero 2024, 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 2do trimestre 2024.

Para diciembre de 2023, el precio promedio previsto para el bunker fue de 74.90 USD/bbl y el real de 75.17 USD/bbl; para enero y febrero de 2024 el precio promedio previsto fue de 68.97 USD/bbl y el precio real fue de 73.77 USD/bbl para enero y 71.45 USD/bbl para febrero.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 4.19% menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de diciembre 2023 a febrero 2024 resulta en 105.27 GWh menor a lo proyectado.

La ENS real entre los meses de diciembre 2023 y febrero 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 13.45 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 1.06% respecto con la prevista, la generación térmica real resultó 4.33% menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para diciembre 2023 fue de 102.77 USD/MWh y de 108.71 USD/MWh para enero y febrero de 2024, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 119.32 USD/MWh, 136.69 USD/MWh y 123.15 USD/MWh para diciembre 2023, enero y febrero 2024.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 141.86 USD/MWh para el mes de diciembre 2023 y 140.92 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2024. El costo medio de generación real fue de 145.05 USD/MWh en diciembre, 151.55 USD/MWh en enero y 145.05 USD/MWh en febrero.

El CND en respuesta al requerimiento LT-12-2023, informó a la CREE que en septiembre de 2023 la central térmica ELCOSA le correspondía un ajuste el cual fue incorporado en noviembre relacionado a un débito de USD 6,870.53. En seguimiento al ajuste tarifario del segundo trimestre de 2024, la CREE el 8 de febrero del presente año solicitó al CND, información y aclaraciones sobre la liquidación de diciembre. Asimismo, recordó al CND que el monto antes mencionado debía ser incluido en dicha liquidación. Ya que el CND incluyó el débito antes mencionado en noviembre y no en diciembre como fue solicitado, la CREE recomienda incluir el monto de USD 6,870.53 dentro de la liquidación de diciembre, a favor de la demanda.

Adicionalmente, y por recomendación de la Dirección de Asesoría jurídica (DAJ) mediante dictamen legal DAJ-DL-009-2024, se trasladará de forma condicionada el precio de energía renegociado para liquidar la energía del contrato No. 004-2013 de la central Chumbagua.

En este periodo de ajuste el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, ocasionando un déficit de USD 14,641,433.28 con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE, el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2024.

Mediante Memorandum DF-007-2024 la Dirección de Fiscalización informó al Departamento de Tarifas que en seguimiento a la fiscalización de reinicio de precios de energía y resultado de la revisión a la documentación proporcionada por la ENEE identificó que existen diferencias entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE debidas a diferentes factores. Para el periodo comprendido desde enero de 2021 hasta agosto de 2023 esta diferencia asciende a un monto de

USD 5,600,735.88, monto que este departamento recomienda incluir en Otros Ajustes, como un crédito a favor de la demanda.

Una vez determinado la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos y al incorporar en el ajuste al CBG el monto de USD 5,600,735.88 como Otros Ajustes, se determinó que el costo de generación ajustado sería de 156.78 USD/MWh, el cual ocasionaría un aumento en la tarifa promedio del usuario final de 5.081%. En base al artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-109-2024 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto mayor al 5%. La ENEE en fecha 27 de marzo 2023 envió una solicitud para diferir en el próximo trimestre, el monto de USD 9,040,697.40 como un cargo a favor de la ENEE.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 153.78 USD/MWh para el segundo trimestre del presente año. Este valor es mayor al aplicado en el primer trimestre de 2024 el cual fue 147.52 USD/MWh.

La tasa de cambio utilizada en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de abril de 2024 es de 24.79 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, lo que porcentualmente es un aumento de 0.05%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y la tasa de cambio establecida por el BCH, que inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de abril 2024. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa un aumento de 3.45% a la tarifa promedio de 5.36 HNL/kWh a 5.55 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 abril de 2024:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Residencial</b>			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.00		4.6067
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.00		
Primeros 50 kWh/mes			4.6067
Siguientes kWh/mes			5.9944
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	57.00		5.9960
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,478.81	312.1744	3.9902
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,197.03	269.4947	3.7701

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	63.80	4.7298



**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, 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.

Finalmente, fue modificado por medio de los Acuerdos CREE-36-2022 y CREE-054-2023 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 abril de 2024, 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 5 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presentan los costos previstos de generación del segundo trimestre 2024, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de diciembre 2023, enero y febrero de 2024, 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 abril 2024. En la sección 3 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 4 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del segundo trimestre de 2024. Finalmente, en la sección 7 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.



**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:

$$P_t = PP_t + \frac{CGR_{t-1} - CGP_{t-1} + OA_t}{EP_t} \quad [1]$$

Donde:

$P_t$ : es el precio de generación para el período de ajuste  $t$ , [USD/MWh]

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

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

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

$EP_t$ : es la energía prevista para el período ajuste  $t$ , [MWh]

$OA_t$ : Otros ajustes solicitados por operador del sistema o la empresa distribuidora, ambos aprobados por la CREE para el período de ajuste  $t$ , [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 2do trimestre de 2024

En fecha 29 de diciembre de 2023 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-156-2023<sup>1</sup> el Costo Base de Generación previsto para el año 2024 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el segundo trimestre de 2024 es de 153.78 USD/MWh. La Tabla 1 muestra de manera detallada los resultados de los costos de generación previstos para dicho trimestre. Para realizar estos cálculos el operador del sistema consideró lo siguiente:

- Generación total y matriz de generación de energía eléctrica: 3,012.64 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,083.54 GWh (35.97%), térmica con 1,279.34 GWh (42.47%), solar fotovoltaica 254.25 GWh (8.44%), eólica 126.03 GWh (4.18%), biomasa 128.99 GWh (4.28%) y geotérmica 77.53 GWh (2.57%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 62.96 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 2.09% del total de generación prevista en el segundo trimestre del 2024.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 75.77 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 257.00 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 140.86 USD/MWh.

**Tabla 1:** Costos de generación previstos para el segundo trimestre 2024 (Datos: CND)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	674,360.00	11,640,810.10	81,680,471.26	93,321,281.36	138.38
	Hidroeléctrica	239,670.00	3,783,775.59	29,242,197.02	33,025,972.61	137.8
	Biomasa	102,540.00	626,617.83	14,929,541.28	15,556,159.12	151.71
	Eólica	126,030.00	2,248,075.21	18,090,540.82	20,338,616.04	161.38
	Solar Fotovoltaica	254,250.00	3,116,223.88	34,903,313.92	38,019,537.80	149.53
	Geotérmica	77,530.00	927,182.56	8,788,665.11	9,715,847.67	125.31
	MER	15,000.00	180,169.74	1,666,674.82	1,846,844.56	123.15

<sup>1</sup> "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2024 DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA "

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
	<b>Total</b>	<b>1,489,380.00</b>	<b>22,522,854.91</b>	<b>189,301,404.25</b>	<b>211,824,259.15</b>	<b>142.22</b>
Oportunidad	Térmica	604,980.00	13,004,532.12	97,010,804.16	110,015,336.28	181.85
	Hidroeléctrica	843,870.00	9,269,397.20	121,278,991.13	130,548,388.33	154.70
	Biomasa	26,450.00	0.00	3,765,957.11	3,765,957.11	142.39
	Solar FV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	47,960.00	0.00	7,125,197.53	7,125,197.53	148.57
	<b>Total</b>	<b>1,523,260.00</b>	<b>22,273,929.32</b>	<b>229,180,949.93</b>	<b>251,454,879.25</b>	<b>165.08</b>
<b>Previsto abril - junio 2024</b>		<b>3,012,640.00</b>	<b>44,796,784.23</b>	<b>418,482,354.18</b>	<b>463,279,138.40</b>	<b>153.78</b>

### 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 2024 fue determinado con base en el informe de la POLP 2024-2026, el cual fue elaborado por el operador del sistema. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan y en el anterior 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 2023 y 2024.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en los años 2023 y 2024 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 muestra que los precios reales de los combustibles para los meses de diciembre 2023 a febrero 2024 han tendido a ser mayores con respecto a los proyectados, para diciembre de 2023 el precio promedio previsto para el bunker fue de **74.90** USD/bbl y el real de **75.17** USD/bbl, para enero y febrero de 2024 el precio promedio previsto fue de **68.97** USD/bbl y el precio real fue de **73.77** USD/bbl para enero y **71.45** USD/bbl para febrero. 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 diciembre

2023 a febrero 2024 aproximadamente un 37.86% del total de generación del Mercado Eléctrico Nacional (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.

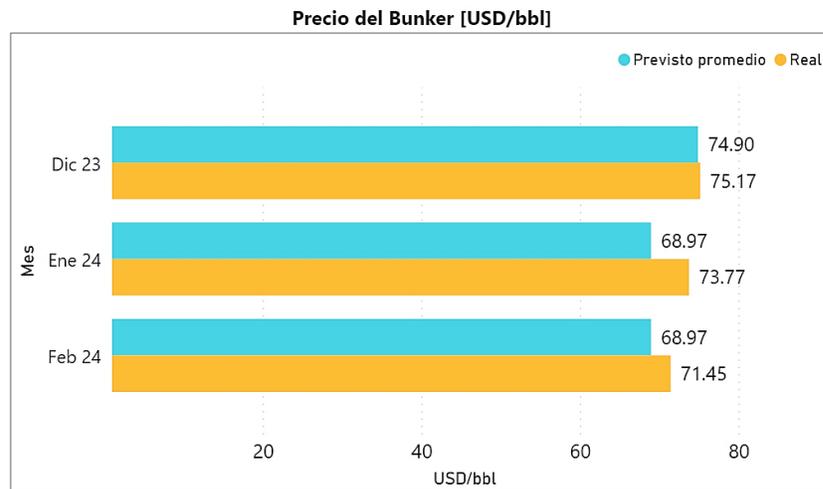


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales desde diciembre 2023

### 3.2.2.2. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica prevista y real para los meses de diciembre 2023, enero y febrero de 2024, 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 diciembre 2023 a febrero 2024 resulte en 105.27 GWh, es decir, la demanda real resultó un 4.19 % menor con respecto a la demanda prevista.

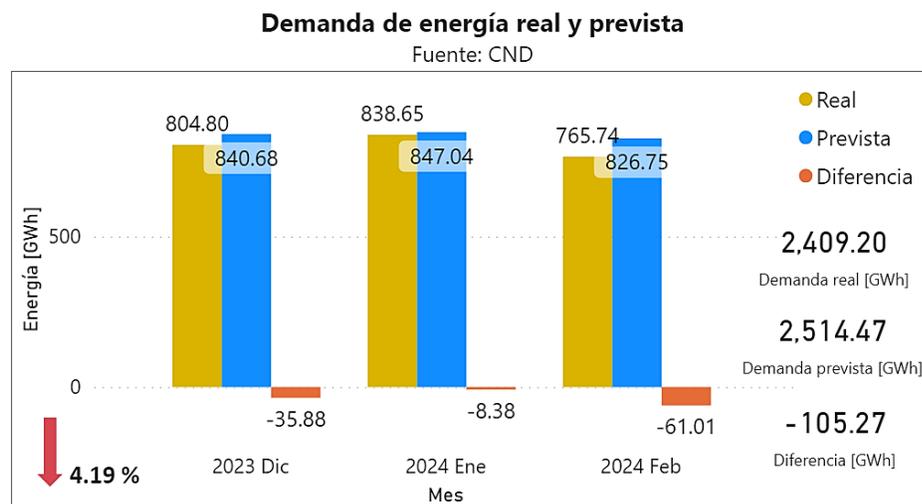


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

### 3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de diciembre 2023 y febrero 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 13.45 GWh, esta diferencia impactará de manera directa en los costos marginales del sistema de esos meses y por ende en los costos reales de generación.

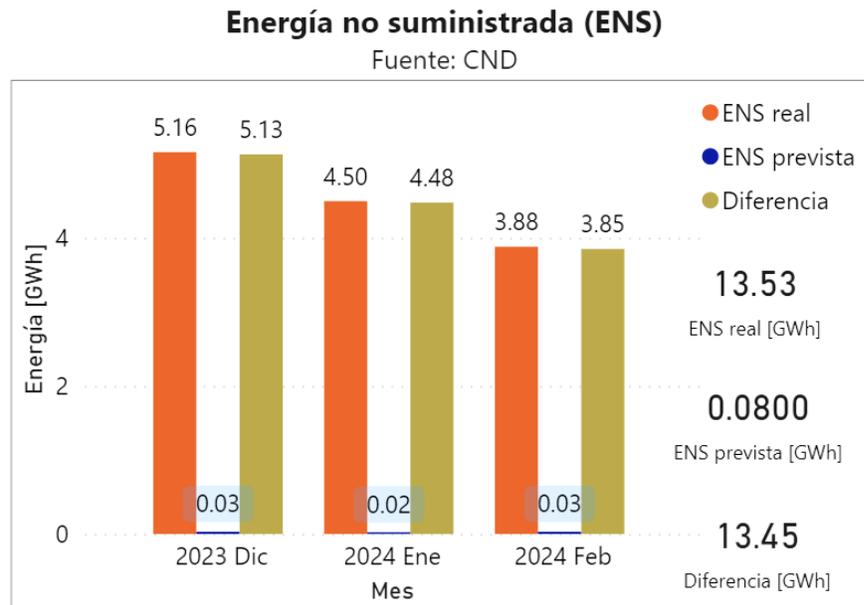


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

La diferencia entre la ENS real y prevista en su mayoría se debe a que las compras previstas en el Mercado Eléctrico Regional fueron menores en un 58.68% a las que se tenían proyectadas.

### 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 diciembre 2023 y febrero 2024, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 1.06 % respecto con la prevista y para el caso de generación térmica, la generación real resultó 4.33 % menor con respecto a la prevista.

En la tabla 2 se detallan 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 prevista en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), presenta variaciones con respecto a la real, 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.

### Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

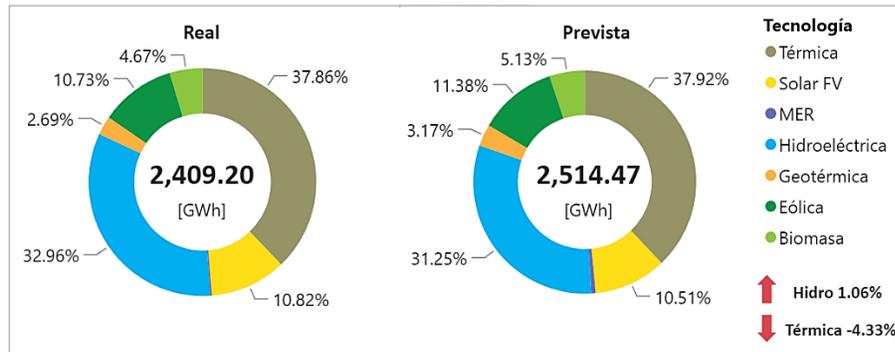


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en diciembre 2023- febrero de 2024

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica diciembre 2023- febrero 2024 (Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	794.04	785.74	8.29	1.06%
Solar Fotovoltaica	260.61	264.24	-3.63	-1.37%
Eólica	258.49	286.24	-27.75	-9.69%
Biomasa	112.43	128.90	-16.48	-12.78%
Geotérmica	64.76	79.75	-14.99	-18.80%
Térmica	912.22	953.53	-41.32	-4.33%
MER	6.64	16.07	-9.43	-58.68%
<b>Total</b>	<b>2,409.20</b>	<b>2,514.47</b>	<b>-105.27</b>	<b>-4.19%</b>

#### 3.2.2.5. Costo marginal promedio semanal

El costo marginal promedio previsto para diciembre 2023 fue de 102.77 USD/MWh y de 108.71 USD/MWh para enero y febrero de 2024, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 119.32 USD/MWh, 136.69 USD/MWh y 123.15 USD/MWh para diciembre 2023, enero y febrero 2024.

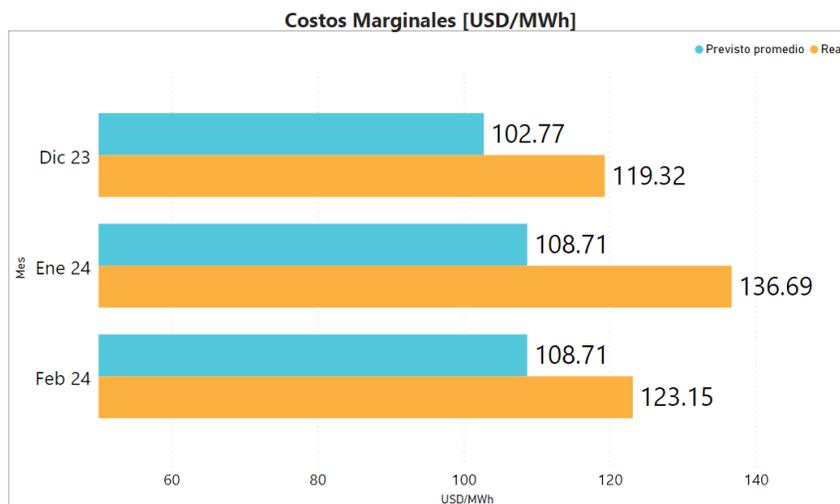


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales (Datos: CND)

### 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 abril de 2024, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de diciembre 2023 a febrero 2024.

Para el ajuste correspondiente al segundo trimestre de 2024, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de diciembre 2023 a febrero 2024<sup>2</sup>. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 145.05 USD/MWh en diciembre, 151.55 USD/MWh en enero y 145.05 USD/MWh en febrero.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 141.86 USD/MWh para el mes de diciembre 2023 y 140.92 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2024 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación para los años 2023 y 2024, respectivamente 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 diciembre 2023, enero y febrero de 2024 y en el acumulado de esos meses.

**Tabla 3:** Costos reales de generación diciembre 2023 - febrero 2024 (Datos: CND)

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
Contratos	Térmica	130.11	3,758,442.72	15,392,161.22	19,150,603.94	147.18
	Hidroeléctrica	114.32	1,944,838.80	13,845,392.57	15,790,231.37	138.12
	Biomasa	41.15	247,837.67	5,922,812.31	6,170,649.98	149.95
	Eólica	95.93	968,381.92	13,406,666.88	14,375,048.79	149.84
	Solar Fotovoltaica	79.54	953,571.55	10,905,250.24	11,858,821.79	149.10
	Geotérmica	22.20	263,335.62	2,502,695.60	2,766,031.22	124.61
	MER	12.18	144,176.63	1,345,805.86	1,489,982.49	122.33
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>495.44</b>	<b>8,280,584.90</b>	<b>63,320,784.69</b>	<b>71,601,369.59</b>	<b>144.52</b>
Oportunidad	Térmica	117.08	4,170,863.69	14,468,463.25	18,639,326.94	159.20
	Hidroeléctrica	186.65	4,141,764.90	22,211,398.38	26,353,163.28	141.19
	Biomasa	0.03	0.00	3,355.70	3,355.70	118.53

<sup>2</sup> Expedientes LT-01-2024, LT-02-2024 y LT-03-2024

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	MER	2.01	0.00	140,866.04	140,866.04	70.24
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>305.76</b>	<b>8,312,628.59</b>	<b>36,824,083.37</b>	<b>45,136,711.96</b>	<b>147.62</b>
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	3.27	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones a costo cero</b>	<b>3.60</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Total diciembre 2023</b>		<b>804.80</b>	<b>16,593,213.49</b>	<b>100,144,868.06</b>	<b>116,738,081.55</b>	<b>145.05</b>
Contratos	Térmica	157.03	3,076,933.71	19,037,555.27	22,114,488.98	140.83
	Hidroeléctrica	80.80	1,730,637.89	9,586,998.21	11,317,636.11	140.07
	Biomasa	27.78	247,053.21	3,868,869.93	4,115,923.14	148.16
	Eólica	90.59	1,011,265.71	12,932,482.73	13,943,748.44	153.92
	Solar Fotovoltaica	89.02	1,067,234.44	12,207,471.47	13,274,705.91	149.13
	Geotérmica	21.91	251,384.60	2,469,357.86	2,720,742.46	124.18
	MER	6.74	79,088.58	744,765.08	823,853.66	122.18
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>473.87</b>	<b>7,463,598.14</b>	<b>60,847,500.55</b>	<b>68,311,098.69</b>	<b>144.15</b>
Oportunidad	Térmica	174.14	402,248.53	2,560,820.89	2,963,069.41	170.16
	Hidroeléctrica	177.18	3,048,324.95	24,731,826.40	27,780,151.35	156.79
	Biomasa	7.83	0.00	1,087,627.00	1,087,627.00	138.96
	MER	2.30	0.00	286,961.32	286,961.32	124.95
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>361.44</b>	<b>7,070,805.48</b>	<b>51,714,624.61</b>	<b>58,785,430.08</b>	<b>162.64</b>
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	3.13	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones a costo cero</b>	<b>3.34</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Total enero 2024</b>		<b>838.65</b>	<b>14,534,403.62</b>	<b>112,562,125.16</b>	<b>127,096,528.77</b>	<b>151.55</b>
Contratos	Térmica	193.61	3,807,364.14	22,335,917.64	26,143,281.78	135.03
	Hidroeléctrica	60.14	1,564,584.87	7,131,775.16	8,696,360.03	144.60
	Biomasa	23.60	212,072.87	3,049,105.51	3,261,178.38	138.16
	Eólica	71.97	898,971.50	10,229,851.39	11,128,822.89	154.64
	Solar Fotovoltaica	92.06	1,179,790.86	12,623,832.27	13,803,623.13	149.95
	Geotérmica	20.66	257,491.43	2,332,839.10	2,590,330.53	125.41
	MER	5.50	69,601.34	608,619.85	678,221.19	123.35
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>467.53</b>	<b>7,989,877.01</b>	<b>58,311,940.90</b>	<b>66,301,817.91</b>	<b>141.81</b>
Oportunidad	Térmica	139.36	4,194,281.46	18,003,881.61	22,198,163.07	159.29
	Hidroeléctrica	141.20	3,028,172.22	17,804,615.77	20,832,787.99	147.54

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Biomasa	12.04	0.00	1,476,225.44	1,476,225.44	122.57
	MER	2.34	0.00	259,868.61	259,868.61	111.03
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	294.95	7,222,453.68	37,544,591.43	44,767,045.11	151.78
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	2.92	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	3.27	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total febrero 2024</b>		<b>765.74</b>	<b>15,212,330.69</b>	<b>95,856,532.34</b>	<b>111,068,863.03</b>	<b>145.05</b>
<b>Total diciembre 2023- febrero 2024</b>		<b>2,409.20</b>	<b>46,339,947.80</b>	<b>308,563,525.55</b>	<b>354,903,473.35</b>	<b>147.31</b>

\* ver sección 3.2.3.1

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 diciembre 2023 a febrero 2024. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 69,704,237.07 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 diciembre 2023 – febrero 2024 (Datos: CND)

Central	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo de generación	Costo medio de generación
	[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
El Nispero	8.50	0.00	1,103,653.12	1,103,653.12	129.81
Cañaveral	27.22	736,817.60	3,546,711.32	4,283,528.92	157.38
El Cajón	253.23	5,959,776.20	32,430,888.90	38,390,665.10	151.61
Patuca	57.94	1,035,601.00	7,220,300.82	8,255,901.82	142.48
Río Lindo	117.37	1,989,987.00	15,089,077.74	17,079,064.74	145.52
Ceiba Térmica	1.00	143,156.48	189,062.17	332,218.65	332.65
Santa Fe	0.02	32,486.00	7,513.36	39,999.36	1,847.25
La Puerta	0.09	182,799.60	36,405.76	219,205.36	2,477.20
<b>Total</b>	<b>465.37</b>	<b>10,080,623.88</b>	<b>59,623,613.19</b>	<b>69,704,237.07</b>	<b>149.78</b>

\*\* 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 (Ver tabla 4).

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 diciembre 2023, enero y febrero 2024. Este

factor es importante a considerar al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

**Tabla 5:** Factor de planta de centrales que forman parte del SIN diciembre 2023 – febrero 2024 (Datos: CND)

0>=Factor de planta<25%		25%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]
BIOGAS Y ENERGÍA	0.00	CHOLUTECA I	25.13	CERRO DE HULA	50.39
LA ENSENADA	0.00	MECER	25.32	RIO GUINEO	50.54
LA PUERTA	0.67	MARCOVIA	26.54	CORTESITO	50.96
LAEISZ JUTICALPA	0.74	NISPERO	26.63	IHSA	51.59
MEREDON POWER PLANT	1.16	COHESSA	27.18	SHOL	51.91
SANTA FÉ	1.25	NACAOME I	27.29	PECSA 69	57.45
TÉRMICA VILLANUEVA	3.81	HELIOS	27.85	CHINCHAYOTE	57.94
CORRAL DE PIEDRAS	5.14	ACEYDESA	28.17	CHAMELECON	58.68
EMCE CHOLOMA	7.31	PATUCA III	28.60	GREEN POWER PLANT	61.06
CEIBA TÉRMICA	7.96	RIO FRIO	29.72	LUFUSSA III	61.79
HIDROYOJOA	11.93	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	30.37	ZACAPA	63.29
LA ESPERANZA	13.00	SAZAGUA	30.42	CHUMBAGUA	66.01
SAN ALEJO	14.58	CUYAMAPA	31.01	RIO LINDO	66.50
ELCOSA	14.59	ENERSA COGENERACIÓN	31.07	ENERSA	67.83
EL POLLITO	14.71	YAGUALA	31.38	CUYAGUAL	68.79
CHACHAGUALA	16.07	CHURUNE	32.25	SAN CARLOS	71.06
PLANTA TERMICA LAEISZ	17.57	LOS LAURELES	32.35	PECSA 138	71.64
LUFUSSA VALLE	20.05	PENCALIGUE	35.12	CORONADO	72.85
NACAOME II	20.58	ZINGUIZAPA	37.00	CAHSA	73.02
LLANOS DEL SUR	21.46	LA VEGONA	37.84	LAEISZ SAN ISIDRO	74.32
NISPERO II	21.53	EL CAJÓN	38.80	SAN MARTIN	76.51
ECOPALSA	22.11	TRES VALLES	40.16	CARACOL KNITS	78.69
ENERBASA	22.15	RIO QUILIO	40.89	MEZAPA	78.85
LAS LAJAS	22.24	SOPOSA	41.19	GENERA LOS LAURELES	80.75
LA AURORA	22.63	CANJEL	41.24	RIO BLANCO	80.95
CINCO ESTRELLAS	24.00	CAÑAVERAL	42.63	BECOSA	83.82
PRADOS SUR	24.20	CECECAPA	43.56	MATARRAS	84.74
CHOLUTECA II	24.58	EL FARO	43.77	BABILONIA	85.61
FOTERSA	24.70	PLANTA SAN MARCOS	44.23	SAN JUAN PUEBLO	85.62
		RIO BETULIA	45.74	LAS GLORIAS	86.49
		MORJA	46.01	AGUA VERDE	90.93
				GEOPLATANARES	92.77
				PEÑA BLANCA	95.23
				CELSUR	96.16

### **Ajuste para la central ELCOSA en la liquidación de noviembre 2023**

En fecha 22 de diciembre de 2023 el Centro Nacional de Despacho (CND) en respuesta al requerimiento LT-12-2023, informó a la CREE que en septiembre del mismo año a la central térmica ELCOSA le correspondía un ajuste relacionado con un débito por un monto de USD 6,870.53 y con el fin de liquidar dicho monto dentro del MEO, este fue incorporado en el Informe de Transacciones Comerciales (ITC) de noviembre. En respuesta a lo informado por el CND, la CREE solicitó que el monto antes indicado fuese trasladado al documento o memoria de cálculo que sirve de insumo para realizar los ajustes al costo de generación de diciembre 2023, en vista que este no se reflejaba dentro del documento de noviembre del mismo año.

En seguimiento al ajuste tarifario del segundo trimestre de 2024, la CREE el 8 de febrero del presente año solicitó al CND mediante requerimiento, información y aclaraciones sobre la liquidación de diciembre. Asimismo, le recordó al CND que el monto antes mencionado debía ser incluido en dicha liquidación. En respuesta, el 23 de febrero de 2024, el CND volvió a presentar la liquidación de noviembre, incluyendo dicho débito, sin embargo, este debió haber sido incluido en la liquidación de diciembre, tal como se solicitó en el requerimiento de diciembre y posteriormente se recordó en febrero.

En función de lo antes indicado y dado que los costos relacionados con el ajuste al costo de generación de noviembre fueron ya finiquitados, y con el objetivo que el débito antes mencionado forme parte de los costos de generación de la empresa distribuidora el cual debe de ser trasladado a la tarifa de energía eléctrica del usuario final, el departamento de tarifas basándose en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica y en el artículo 18 numeral 3 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisional, recomienda incluir el monto de USD 6,870.53 dentro de la liquidación de diciembre, a favor de la demanda, el cual impactará en los costos de generación y en la nueva estructura tarifaria a ser aplicada a partir de abril de 2024.

### **Modificación del contrato No. 004-2013**

El CND informó a la CREE en documento de fecha 07 de marzo de 2024, que el contrato No. 004-2013 fue renegociado por la ENEE y modificado en dos de sus cláusulas, siendo estas la “Cláusula Octava: Precio de Venta de la Energía Eléctrica” y la “Cláusula Novena: Término de Vigencia del Presente Contrato”. En seguimiento a esto, mediante requerimiento de fecha 12 de marzo del presente año, la CREE le solicitó a la ENEE, que mediante su CND presentara entre otros, el punto de acta mediante el cual la Junta Directiva de la ENEE aprobó la modificación del contrato de suministro de energía eléctrica y potencia No. 004-2013, y la modificación del mismo.

La Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) revisó la información presentada por la ENEE y su CND en fecha 19 de marzo del presente año, y mediante dictamen legal DAJ-DL-009-2024 de fecha 27 de marzo de 2024 recomendó a la CREE trasladar de forma condicionada el precio de energía renegociado para liquidar el contrato No. 004-2014 de la central de biomasa Chumbagua.

En ese sentido y con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada desde el 27 de enero y hasta el 29 de febrero de 2024, se utilizará para dicha central el precio de energía renegociado.

### 3.2.3.1. 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 Centro Nacional de Despacho (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, por lo que 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 (diciembre 2023, enero y febrero 2024) 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 diciembre 2023-febrero 2024
	[MWh]
CUYAMEL	8,373.83
NACAOME	947.23
PARK ENERGY	468.96
PECSA 138 kV	230.92
PECSA 69 kV	185.66
EMCE CHOLOMA	0.1503
ELCOSA	0.7503
TÉRMICA VILLA NUEVA	0.0587
<b>Total</b>	<b>10,207.56</b>

Sobre la base de lo indicado en esta sección, 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.

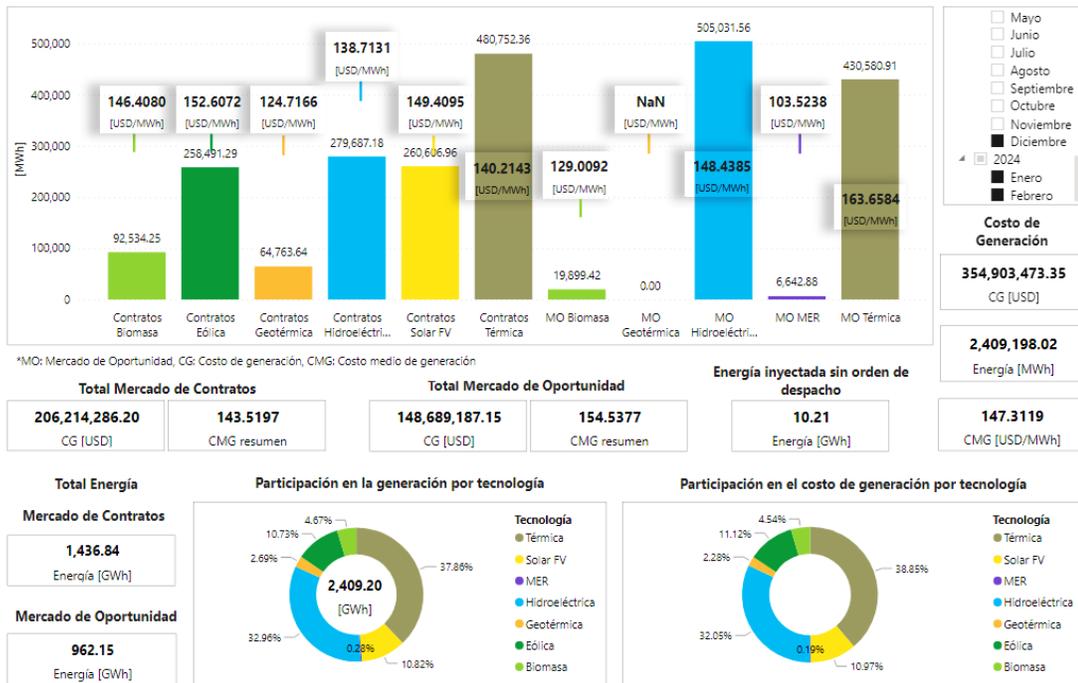


Fig. 6: Costo reales de generación correspondiente a diciembre 2023, enero y febrero 2024 (Datos: CND)

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

En la Tabla 7 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 diciembre 2023 a febrero 2024. En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un déficit con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE por un monto de USD 14,641,433.28 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2024.

Tabla 7: Costos de energía y potencia previstos y reales diciembre 2023- febrero 2024 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Diciembre 2023	100,144,868.06	16,593,213.49	99,007,359.28	15,160,051.17	1,137,508.78	1,433,162.32	2,570,671.11
Enero 2024	112,562,125.16	14,534,403.62	103,185,084.74	14,999,697.89	9,377,040.41	-465,294.27	8,911,746.14
Febrero 2024	95,856,532.34	15,212,330.69	94,214,216.58	13,695,630.42	1,642,315.76	1,516,700.27	3,159,016.03
<b>Total</b>	<b>308,563,525.55</b>	<b>46,339,947.80</b>	<b>296,406,660.60</b>	<b>43,855,379.47</b>	<b>12,156,864.95</b>	<b>2,484,568.33</b>	<b>14,641,433.28</b>

### 3.4. Otros ajustes

#### 3.4.1. Fiscalización de reinicio de precios de energía

Mediante Memorándum DF-007-2024 la Dirección de Fiscalización informó al Departamento de Tarifas que en seguimiento a la fiscalización de reinicio de precios de energía y resultado de la

revisión a la documentación proporcionada por la ENEE en fecha 19 de marzo de 2024, se identificó que existen diferencias entre la liquidación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) debida a diferentes factores, como ser, que el CND se basa en datos provenientes del SCADA para calcular la energía, mientras que la ENEE se apoya directamente en la información de los medidores comerciales para la facturación de las centrales o que se incluyen otros cargos en la facturación de la ENEE, entre otros.

Para el periodo comprendido desde enero de 2021 hasta agosto de 2023, las diferencias identificadas que corresponden a 11 centrales generadoras renovables se dan en los montos de energía [USD], montos de potencia [USD] y en la energía facturada [GWh], esta diferencia asciende a un monto de **USD 5,600,735.88**, que corresponde a un monto liquidado por el CND mayor que el facturado por la ENEE en el periodo mencionado. Por lo anterior, la Dirección de Fiscalización mediante el Memorándum DF-007-2024, sugiere realizar las adecuaciones pertinentes al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el fin de establecer un protocolo que garantice que la ENEE revise de manera obligatoria los cálculos realizados por el Centro Nacional de Despacho para efectos de la liquidación en el Mercado de Contratos. En función de lo anterior, este departamento recomienda lo siguiente:

1. Incluir en el ajuste tarifario del segundo trimestre de 2024 el monto de **USD 5,600,735.88** como Otros Ajustes, como un crédito a favor de la demanda.
2. Continuar con el proceso de revisión y verificación de la liquidación del CND y la facturación de la ENEE en conjunto con el departamento de fiscalización, con el fin de identificar las diferencias entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE, así como el motivo de estas.
3. Solicitar a la ENEE que explique el motivo de los otros cargos que han sido incluidos en la facturación de varias centrales, así como también instruir a la ENEE para que de ahora en adelante en cada informe de facturación incluya la explicación de estos cargos o de cualquier otra corrección en la facturación.
4. Plantear modificaciones al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales con el fin de establecer un mecanismo que obligue a la ENEE a comparar y revisar con su facturación mensual los datos de liquidación mensual que realiza el CND del Mercado de Contratos.

#### **3.4.2. Pagos diferidos**

Una vez determinado la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos y al incorporar en el ajuste al CBG el monto de USD 5,600,735.88 como Otros Ajustes, como un crédito a favor de la demanda, se determinó que el costo de generación ajustado sería de 156.78 USD/MWh, el cual ocasionaría un aumento en la tarifa promedio del usuario final de 5.081%.

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

de aplicar, detallar el monto total acumulado de las cuentas por cobrar que resulten producto de la aplicación del mecanismo establecido en este artículo.

En función de lo anterior, la CREE mediante el oficio CREE-109-2024 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 5.081% superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 9,040,697.40 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51. Asimismo, se informó que en caso de querer diferir dicho monto la ENEE deberá enviar a la CREE una solicitud.

La ENEE en fecha 27 de marzo 2023 envió una solicitud para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasiona el aumento en la tarifa promedio prevista para los meses de abril - junio 2024. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 9,040,697.40.
2. El monto se diferirá al siguiente periodo trimestral
3. El tipo de cambio es 24.7881 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 2.3775%.
5. El monto total acumulado es de USD 9,040,697.40, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

En función de lo anterior, para el 3er ajuste a los CBG del año 2024 se debe adicionar dentro de “otros ajustes” como un cargo a favor de la ENEE el monto que esta solicitó diferir (USD 9,040,697.40).

### 3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2024

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 2do trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre 2023, enero y febrero 2024 del presente año, iii) de otros ajustes. Para este ajuste tarifario estos otros ajustes dependen de la solicitud que realizó la ENEE a lo relacionado con diferir. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación previsto para el 2do trimestre del año 2024, el cual es 153.78 USD/MWh.

**Tabla 8:** Costo medio total de generación 2do trimestre 2024 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto abril-mayo 2024	3,012,635.47	44,796,784.23	418,482,354.18	463,279,138.40	153.78
Diferencial diciembre 2023- febrero 2024		2,484,568.33	12,156,864.95	14,641,433.28	
Otros ajustes ( Fiscalización)				-5,600,735.88	
Otros ajustes ( S. diferir)				-9,040,697.40	
Ajuste enero- marzo 2024	3,012,635.47	47,281,352.55	430,639,219.13	463,279,138.40	153.78

# 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 24.79 lempiras por dólar, vigente el día 26 de marzo de 2024. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.05%. La Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.



Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 2do ajuste tarifario 2024 (Datos: BCH)



**05**

**TARIFA APLICAR  
A LOS USUARIOS  
FINALES EN EL  
2DO TRIMESTRE  
DE 2024**

## Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2024

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este cuarto ajuste tarifario. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho calculo 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 de energía y potencia que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el Reglamento e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 3.45% con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2024, la cual pasa de 5.36 HNL/kWh a 5.55 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 8 muestra la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio. Se observa que la variable que más incidió en este nuevo ajuste es el costo de generación que resulta en un aumento de 0.1824 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.0027 HNL/kWh.

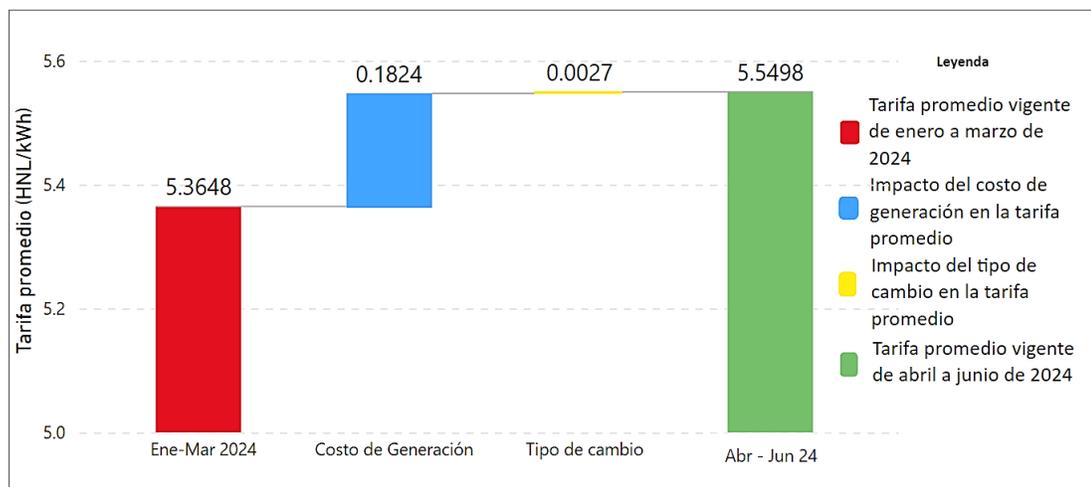


Fig. 8: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

### 5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide 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. 9 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 0.40% y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 0.18 % 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.

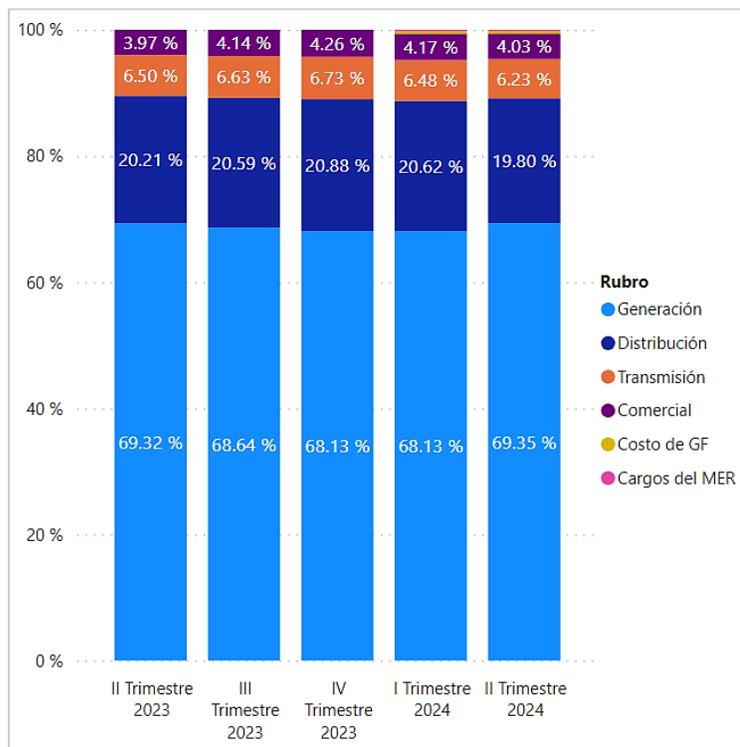


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

## 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 del mes de abril de 2024. 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 enero 2024

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024
<b>Residencial</b>						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.98	57.00	4.4500	4.6067		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.98	57.00	4.4500	4.6067		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024	Ene-Mar 2024	Abr-Jun 2024
Siguientes kWh/mes			5.7906	5.9944		
<b>Baja Tensión</b>	56.98	57.00	5.7959	5.9960		
<b>Alumbrado Público</b>	63.76	63.80	4.5618	4.7298		
<b>Media Tensión</b>	2,477.58	2,478.81	3.8174	3.9902	312.0195	312.1744
<b>Alta Tensión</b>	6,193.95	6,197.03	3.6035	3.7701	269.3610	269.4947

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 10 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 3.99%.

**Tabla 10:** Comparación entre ajustes de tarifas promedio  
(enero-marzo2023– abril-junio 2024)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Ene-mar 2024	Abril-junio 2024	[HNL/kWh]	[%]
<b>Residencial</b>	5.79	5.98	0.19	3.26%
<b>Baja Tensión</b>	5.85	6.05	0.20	3.42%
<b>Media Tensión</b>	4.63	4.80	0.17	3.74%
<b>Alta Tensión</b>	4.19	4.35	0.17	3.99%

\*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 monto a diferir que solicitó esta empresa, las correcciones que se realizaron a la liquidación de diciembre y lo indicado por la Dirección de Fiscalización, resulta en un costo base de generación ajustado de 153.78 USD/MWh para el trimestre de abril a junio de 2024, mayor al valor de 147.52 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 4.24 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.79 lempiras por dólar, el cual es 0.05 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.78 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 un aumento global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 5.3648 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.5498 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa un aumento del 3.45 %**.

### 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 abril de 2024:

**Tabla 11:** Estructura tarifaria ENEE de abril a junio de 2024

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Residencial</b>			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.00		4.6067
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.00		
Primeros 50 kWh/mes			4.6067
Siguientes kWh/mes			5.9944
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	57.00		5.9960
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,478.81	312.1744	3.9902
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,197.03	269.4947	3.7701

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	63.80	4.7298



**ANEXOS**

## Anexos

### A. 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	Fin	Total Horas	Inicio	Fin	Total Horas	Inicio	Fin
Laborable	10	11	16	9	6	10	5	1	5
		19	22		17	18		23	24
Sábado	2	13	13	16	7	12	6	1	6
		20	20		14	19		21	24
Domingo y Feriado	0			8	12	13	16	1	11
					18	23		14	17

Días y Horas		Financieras y Cambiarias		Fecha de Ajuste	
Número de Horas al año	8,760	Tasa de Descuento	10.5%	Mes / Año:	mar-24
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	24.7881		
Total Sábados al año	52				
Total Domingos y Feriados al año	62				
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016				

- Costos de generación

#### Costos Marginales y 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 instalado	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
Costo de Operación	89.169447		

Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año:  115.8915481 VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales

Precio del Búnker \$/Bbl

Bloque Horario	Búnker a \$/Bbl				Ponderado con Energía	Factor de GEN
	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV		
Punta	160.67	175.17	155.89	127.88		
Intermedio	131.31	139.54	127.24	116.63		
Valle	99.30	103.68	98.46	94.49		

## B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste: 27/3/2024													
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	Monódico (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	Monódico (Potencia y Energía)* L/kWh
Servicio Residencial													
0- 50 kWh/mes	56.9967	203.8742	5.3540	4.2571	2.9900	5.5502	7.8235	56.9967	169.2156	4.4438	3.5334	2.4817	4.6067
> 50 kWh/mes	56.9967	203.8742	5.3540	4.2571	2.9900	5.5502	5.8705	56.9967	220.1915	5.7825	4.5978	3.2293	5.9944
Servicio General en BT	56.9967	248.6124	5.4892	4.3646	3.0655	5.9960	6.0450	56.9967	248.6124	5.4892	4.3646	3.0655	5.9960
Alumbrado Público	63.7963	330.4073	5.1650	4.1068	2.8844	4.7298	5.8962	63.7963	330.4073	5.1650	4.1068	2.8844	4.7298
Servicio Industrial en MT	2,478.8100	312.1744	4.8665	3.9039	2.7681	3.9902	4.8011	2,478.8100	312.1744	4.8665	3.9039	2.7681	3.9902
Servicio Industrial en AT	6,197.0250	269.4947	4.6317	3.6853	2.6617	3.7701	4.3547	6,197.0250	269.4947	4.6317	3.6853	2.6617	3.7701
							Promedio Global	5.549845303					
								4.016984140					
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 L/abonado-m	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	57.00		4.6067										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.00		4.6067										
Primeros 50 kWh/mes			5.9944	56.9967	220.1915	5.7825	4.5978	3.2293					
Siguientes kWh/mes													
Servicio General en Baja Tensión	57.00		5.9960	56.9967	248.6124	5.4892	4.3646	3.0655					
Alumbrado Público*	63.80		4.7298										
Servicio en Media Tensión	2,478.81	312.1744	3.9902	2,478.8100	312.1744	4.8665	3.9039	2.7681					
Servicio en Alta Tensión	6,197.03	269.4947	3.7701	6,197.0250	269.4947	4.6317	3.6853	2.6617					

Tarifa Nueva	5.5498
Tarifa Actual	5.3648
Diferencia	3.450%

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