



**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2023

Ajuste al Costo Base de Generación

Tegucigalpa, M.D.C., diciembre de 2022

## Contenido

1.	Introducción .....	4
2.	Costos de generación .....	5
2.1.	Variables que inciden en los costos de generación.....	6
2.1.1.	Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica .....	6
2.1.2.	Demanda de energía eléctrica.....	6
2.1.3.	Composición de la matriz de generación de energía eléctrica.....	7
2.1.4.	Costo marginal promedio semanal.....	8
2.2.	Costos de generación reales.....	9
2.2.1.	Liquidaciones .....	9
2.2.2.	Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND 12	
2.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos.....	13
2.4.	Otros ajustes .....	13
2.4.1.	ENERSA .....	14
2.4.2.	Solicitud de ENEE para diferir el ajuste tarifario.....	14
2.5.	Costo Base de Generación previsto para el 1er trimestre de 2023 .....	15
2.6.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2023 16	
3.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. ....	17
4.	Cargo por la operación y regulación del MER y cargo por la operación del SIN.....	17
5.	Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2023 .....	18
5.1.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	19
5.1.2.	Estructura tarifaria .....	19
6.	Conclusiones y recomendaciones .....	20
	Anexos:.....	22

## Abreviaturas

BCH	Banco Central de Honduras
CBG	Costo Base de Generación
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional

## 1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del sector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, y 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 trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y (iii) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
  - las características de la demanda (energía y potencia);
  - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
  - el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
  - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
  - el monto de déficit, si hubiera.
- **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 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 fue 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.

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de enero de 2023, 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 6 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presentan las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2022, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de enero 2023. 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 presenta el detalle del cargo por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y del cargo por la operación y administración del mercado mayorista del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En la sección 5 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del primer trimestre de 2023. Finalmente, en la sección 6 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

## 2. Costos de generación

### 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 y de 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 otras. Dado que algunas de las consideraciones utilizadas en la POLP pueden variar en el tiempo, el Reglamento establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto en función de las liquidaciones mensuales que reporte el CND de los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE y de la diferencia que exista entre estas liquidaciones con los costos de generación previstos para los meses que correspondan.

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

El CBG previsto para el año 2022 fue determinado con base en el informe de la POLP 2022-2024<sup>1</sup> que presentó el operador del sistema en diciembre de 2021. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los

---

<sup>1</sup>[https://ods.org.hn/pdf/2021/Plan\\_Generacion/2022/Informe%20Planificaci%C3%B3n%20Operativa%20de%20Largo%20Plazo%202022%20-%202024.pdf](https://ods.org.hn/pdf/2021/Plan_Generacion/2022/Informe%20Planificaci%C3%B3n%20Operativa%20de%20Largo%20Plazo%202022%20-%202024.pdf)

costos de compra de energía y potencia en los que realmente incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2022.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en el año 2022 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, 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 lo real y lo previsto de estas variables.

## 2.1. Variables que inciden en los costos de generación

### 2.1.1 Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestra que los precios reales de los combustibles son mayores con respecto a los proyectados en la POLP. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representa aproximadamente un 45% 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. Este mismo periodo de tiempo también se utiliza para calcular los costos variables térmicos que influyen en la determinación de los precios nodales del SIN.

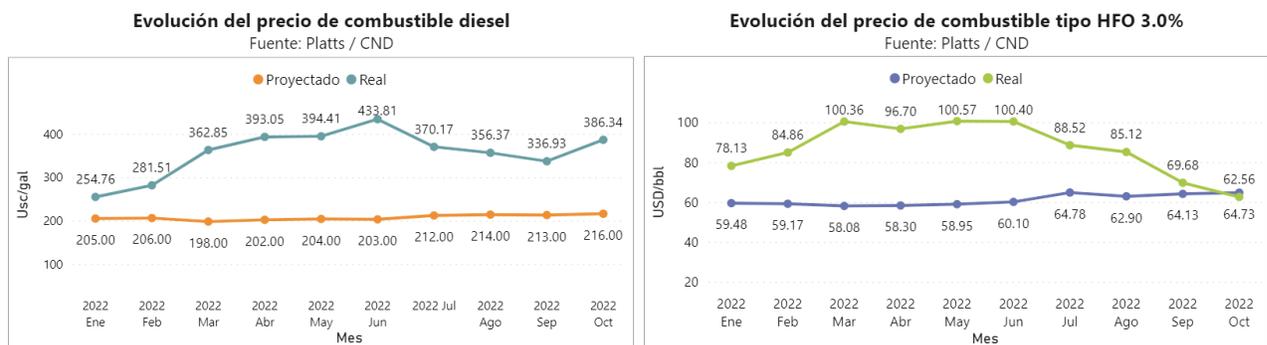


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021

### 2.1.2 Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2022, así como los consumos demanda de energía prevista y real. Se observa que para estos meses el consumo de energía real resultó menor que el previsto, lo que

conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el periodo de septiembre a noviembre 2022 resulte en 124.12 GWh.

Dado que en la sección siguiente se va a evaluar las liquidaciones de los meses septiembre, octubre y noviembre de 2022, es importante indicar que la demanda total real para esos meses fue menor un 4.7% con respecto a la demanda prevista.

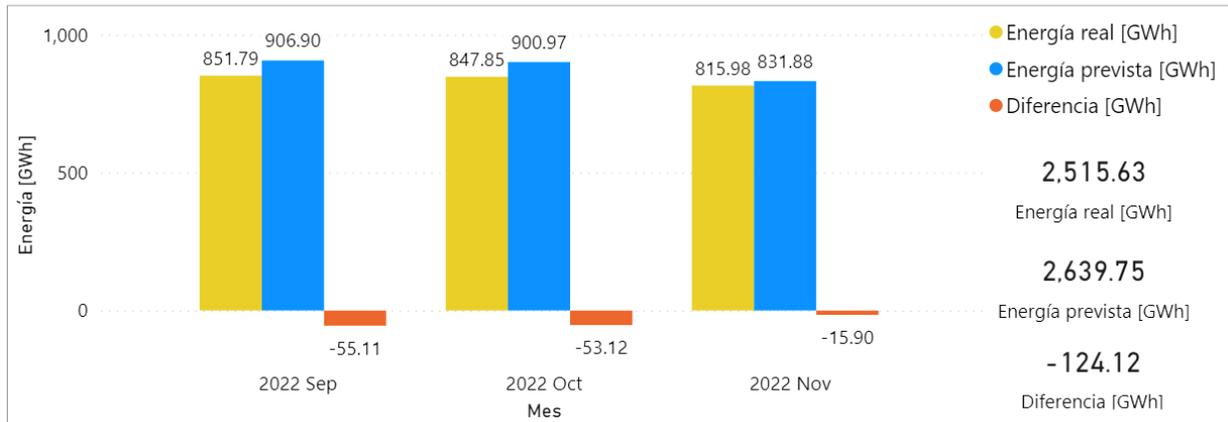


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

### 2.1.3 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 de septiembre, octubre y noviembre 2022, en la figura 3 se observa que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) real para esos meses es mayor en un 18.97 % respecto con la prevista y para el caso de la participación no renovable, la generación real resultó 27.70 % menor con respecto a la prevista.

En la tabla 1 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.

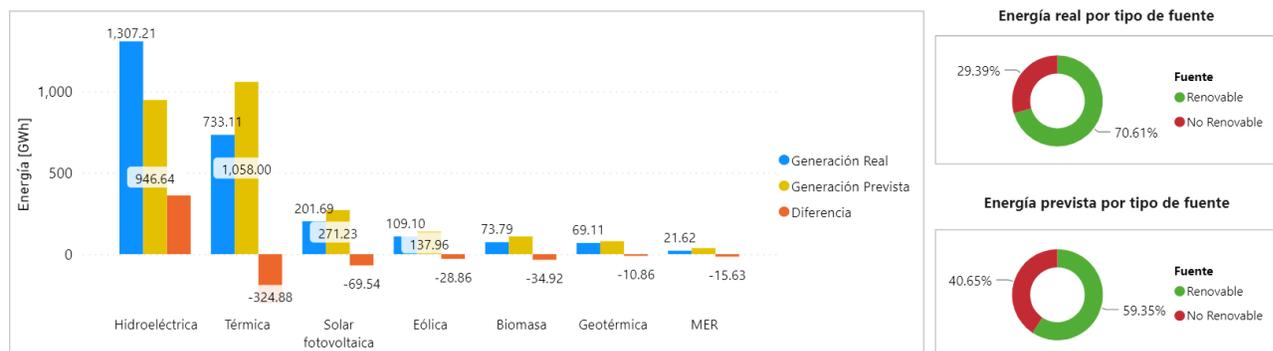


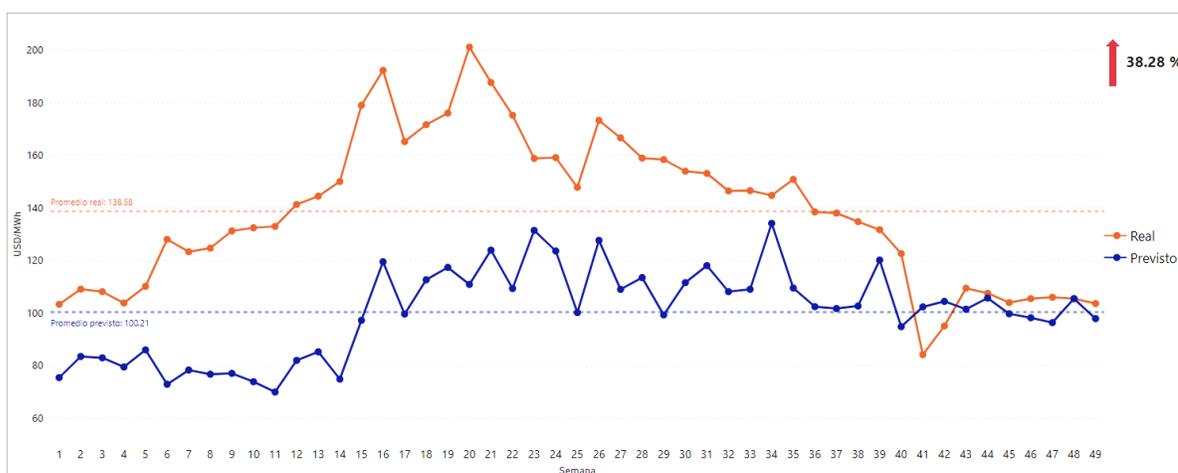
Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en septiembre - noviembre de 2022

**Tabla 1:** Composición de la matriz de generación de energía eléctrica septiembre – noviembre 2022  
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	1,307.21	946.64	360.57	38.09%
Solar fotovoltaica	201.69	271.23	-69.54	-25.64%
Eólica	109.10	137.96	-28.86	-20.92%
Biomasa	73.79	108.71	-34.92	-32.12%
Geotérmica	69.11	79.96	-10.86	-13.58%
Térmica	733.11	1,058.00	-324.88	-30.71%
MER	21.62	37.25	-15.63	-41.96%
<b>Total</b>	<b>2,515.63</b>	<b>2,639.75</b>	<b>-124.12</b>	<b>-4.70%</b>

### 2.1.4 Costo marginal promedio semanal

En la Fig. 4 se observa que los costos marginales reales del SIN presentaron una tendencia al alza desde el inicio del 2022 causada por la composición de generación y al incremento de los costos de combustibles que afectan los costos variables térmicos. La combinación de estos dos elementos, composición de la matriz de generación y costos variables de generación resultó en un incremento del promedio de los precios nodales del sistema de un 38.28% con respecto a lo proyectado por el CND para el año 2022. Es importante indicar que para las últimas 10 semanas se observa que los costos marginales presentaron una tendencia hacia la baja, lo que impactara directamente en el presente ajuste tarifario, dado que esas semanas forman parte del periodo de revisión de los costos de generación.



**Fig. 4:** Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2022 (Datos: CND)

## 2.2. Costos de generación reales

Con el fin de cumplir lo dispuesto en la LGIE, 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 un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia (contratos y desvíos). Luego 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 la diferencia acumulada de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Además, 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  $p$  y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el operador del sistema 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 y 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.

### 2.2.1 Liquidaciones

Las liquidaciones mensuales se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario  $t$  se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo  $t-2$ ) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo  $t-1$ ). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de enero de 2023, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses de septiembre a noviembre 2022.

Para el ajuste correspondiente al primer trimestre de 2023, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE en los meses de septiembre a noviembre de 2022<sup>2</sup>. La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 141.80 USD/MWh en septiembre, 120.14 USD/MWh en octubre y 132.03 USD/MWh en noviembre.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.14 USD/MWh para el mes de septiembre y 132.88 USD/MWh para los meses de octubre y noviembre de 2022 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación para 2022 que aprobó la CREE en fecha 30 de diciembre del año 2021). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales de septiembre, octubre y diciembre y en el acumulado de esos meses.

**Tabla 2:** Costos reales de generación septiembre -noviembre 2022 (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	131.96	3,863,895.99	18,097,095.38	21,960,991.38	166.42
	Hidroeléctrica	98.89	1,393,629.93	11,550,351.53	12,943,981.46	130.89
	Biomasa	7.10	78,230.26	1,051,508.44	1,129,738.70	159.09
	Eólica	18.95	603,235.11	2,639,864.94	3,243,100.06	171.15
	Solar Fotovoltaica	65.57	812,355.98	8,855,749.84	9,668,105.82	147.44
	Geotérmica	22.31	240,551.12	2,480,923.03	2,721,474.15	121.98
	MER	14.60	175,211.65	1,590,780.96	1,765,992.61	120.95
	Total transacciones de contratos	359.39	7,167,110.05	46,266,274.13	53,433,384.17	148.68
Oportunidad	Térmica	152.49	381,025.58	2,097,319.61	2,478,340.19	162.52
	Hidroeléctrica	298.74	3,939,586.00	37,564,105.48	41,503,691.48	138.93
	Biomasa	0.19	0.00	26,029.21	26,029.21	0.00
	MER	15.39	0.00	1,036,482.57	1,036,482.57	67.35
	Geotérmica	0.00	0.00	4.91	4.91	150.89
	Total transacciones de oportunidad	466.81	7,749,841.58	59,599,816.78	67,349,658.36	144.28
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	25.06	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	25.59	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total septiembre 2022</b>		<b>851.79</b>	<b>14,916,951.63</b>	<b>105,866,090.90</b>	<b>120,783,042.53</b>	<b>141.80</b>
Contratos	Térmica	85.98	3,836,566.92	9,335,751.53	13,172,318.45	153.20
	Hidroeléctrica	111.49	1,445,325.19	12,928,515.74	14,373,840.93	128.93

<sup>2</sup> Expedientes LT-10-2022, LT-11-2022 y LT-12-2022

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Mercado	Biomasa	25.93	143,245.11	3,864,739.71	4,007,984.81	154.54
	Eólica	30.80	648,470.76	4,252,584.21	4,901,054.97	159.14
	Solar Fotovoltaica	64.30	770,965.07	8,693,532.89	9,464,497.96	147.18
	Geotérmica	23.73	275,346.22	2,641,105.22	2,916,451.44	122.89
	MER	14.80	172,018.77	1,613,538.31	1,785,557.08	120.66
	Total transacciones de contratos	357.04	7,291,938.03	43,329,767.60	50,621,705.63	141.78
	Oportunidad	Térmica	97.43	3804070.29	11322463.12	15126533.41
Hidroeléctrica		336.56	3,939,586.00	31,973,778.98	35,913,364.98	106.71
Biomasa		0.16	0.00	18,063.96	18,063.96	0.00
MER		2.56	0.00	183,392.06	183,392.06	71.78
Geotérmica		0.00	0.00	402.60	402.60	106.39
Total transacciones de oportunidad		436.71	7,743,656.29	43,498,100.72	51,241,757.01	117.34
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	53.80	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	54.10	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total octubre 2022</b>		<b>847.85</b>	<b>15,035,594.32</b>	<b>86,827,868.32</b>	<b>101,863,462.64</b>	<b>120.14</b>
Contratos	Térmica	145.27	3,867,421.02	14,832,602.42	18,700,023.44	128.72
	Hidroeléctrica	108.08	1,853,807.71	13,069,953.45	14,923,761.16	138.08
	Biomasa	40.16	224,157.63	5,754,056.93	5,978,214.56	148.87
	Eólica	59.35	795,640.67	8,171,325.87	8,966,966.54	151.07
	Solar Fotovoltaica	71.81	889,654.67	9,707,103.92	10,596,758.58	147.57
	Geotérmica	23.06	276,519.28	2,569,688.48	2,846,207.76	123.45
	MER	14.80	178,158.26	1,616,627.11	1,794,785.37	121.24
	Total transacciones de contratos	462.53	8,085,359.24	55,721,358.18	63,806,717.42	137.95
Oportunidad	Térmica	119.03	3785359.63	13045954.17	16831313.80	141.41
	Hidroeléctrica	223.61	3,939,586.00	22,807,241.10	26,746,827.10	119.61
	Biomasa	0.25	0.00	26,693.72	26,693.72	0.00
	MER	3.67	0.00	321,575.48	321,575.48	87.54
	Geotérmica	0.00	0.00	428.89	428.89	106.60
	Total transacciones de oportunidad	346.56	7,724,945.63	36,201,893.36	43,926,839.00	126.75
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	6.77	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	6.89	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total noviembre 2022</b>		<b>815.98</b>	<b>15,810,304.87</b>	<b>91,923,251.55</b>	<b>107,733,556.41</b>	<b>132.03</b>
<b>Total septiembre-noviembre 2022</b>		<b>2,515.63</b>	<b>45,762,850.81</b>	<b>284,617,210.77</b>	<b>330,380,061.58</b>	<b>131.33</b>

\* ver sección 2.2.2

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de septiembre y noviembre 2022. En esta tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 94,800,132.94 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al sistema en los meses antes indicados.

**Tabla 3:** Costos de generación de las centrales de la ENEE septiembre – noviembre 2022 (Datos: CND)

Planta	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo de generación	Costo medio de generación
	[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
El Níspero	31.51	129,066.00	3,720,341.11	3,849,407.11	122.15
Cañaveral	41.06	750,690.00	4,683,154.76	5,433,844.76	132.33
El Cajón	444.89	7,406,808.00	49,221,175.22	56,627,983.22	127.28
Patuca	131.12	748,056.00	10,678,472.18	11,426,528.18	87.15
Río Lindo	135.04	2,065,056.00	15,291,438.66	17,356,494.66	128.52
Ceiba Térmica	0.01	22,611.51	1,609.50	24,221.01	1,715.78
Santa Fe	0.00	18,438.00	0.00	18,438.00	
La Puerta	0.00	63,216.00	0.00	63,216.00	
<b>Total</b>	<b>783.64</b>	<b>11,203,941.51</b>	<b>83,596,191.43</b>	<b>94,800,132.94</b>	<b>120.97</b>

## 2.2.2 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 para los meses objeto de análisis del presente ajuste (septiembre, octubre y noviembre 2022) 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 periodo de ajuste la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

**Tabla 4:** Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total septiembre- noviembre 2022
	[GWh]
ARENALES	46.92
CAHSA	0.00
CUYAMEL	13.01
EL CISNE	0.04
EL COYOLAR	0.00
IHSA	0.00
LAS NIEVES	0.00
NACAOME	25.66
PARK ENERGY	0.54
PECSA	0.41
YODECO	0.00
<b>Total</b>	<b>86.59</b>

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

En la Tabla 5 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de septiembre a noviembre 2022. En esta ocasión el costo de generación real fue menor que el costo proyectado, causando un diferencial a favor de la demanda por un monto de USD 4,117,852.61 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2023.

**Tabla 5:** Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre-noviembre 2022 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Septiembre	105,866,091	14,916,952	97,328,633	16,077,461	8,537,458	-1,160,509	7,376,948.90
Octubre	86,827,868	15,035,594	94,406,777	18,256,403	-7,578,909	-3,220,809	-10,799,718.05
Noviembre	91,923,252	15,810,305	90,858,419	17,570,221	1,064,833	-1,759,916	-695,083.46
<b>Total</b>	<b>284,617,210.7712</b>	<b>45,762,851</b>	<b>282,593,829</b>	<b>51,904,085</b>	<b>2,023,381.95</b>	<b>-6,141,234.56</b>	<b>-4,117,852.61</b>

### 2.4. Otros ajustes

El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales en su artículo 18 establece que si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral p-1 se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste p-1, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p. A continuación, se detallan los conceptos cuyos montos serán incorporados como otros ajustes.

## 2.4.1. ENERSA

La Unidad de Tarifas de la CREE con base en la Resolución CREE-39-2022<sup>3</sup> recomienda a la Comisión mediante el presente informe, incorporar como otros ajustes el monto que surge de calcular la diferencia entre lo que el Centro Nacional de Despacho calculó que se le debe de pagar a ENERSA por la generación realizada desde 27 enero a agosto de 2022 y lo que se ha trasladado a tarifas durante ese mismo periodo. Dicha diferencia es por un monto de USD 11,276,739.91, en la tabla siguiente se detalla su cálculo.

**Tabla 6:** Diferencia de costos de ENERSA (Datos: CND)

Mes	Mercado Eléctrico de Oportunidad				Mercado de Contratos				Diferencia (USD)
	Energía (kWh)	Costo de Energía (USD)	Potencia (kW)	Costo de potencia (USD)	Energía (kWh)	Costo de Energía (USD)	Potencia (kW)	Costo de potencia (USD)	
Enero	11,142,421.39	13,690,978.50	0.00	0.00	129,877,507.01	13,464,537.31	214,419.89	3,004,939.88	226,441.19
Febrero	82,941,809.86	10,657,929.91	226,850.00	2,350,823.87	82,963,179.08	10,112,869.30	210,132.01	2,955,944.50	-60,060.02
Marzo	128,658,516.94	19,235,151.46	226,850.00	2,350,823.87	128,671,837.48	16,934,429.31	210,132.01	2,966,652.63	1,684,893.39
Abril	139,240,048.16	24,674,729.93	226,850.00	2,350,823.87	139,241,920.50	21,408,128.98	210,132.01	2,974,051.24	2,643,373.58
Mayo	148,044,377.65	27,702,296.45	226,850.00	1,991,743.00	148,044,842.27	21,981,093.01	210,132.01	2,991,088.75	4,721,857.69
Junio	137,024,765.39	22,278,907.02	226,850.00	1,991,743.00	137,025,058.88	21,104,868.51	210,132.01	3,002,252.93	163,528.58
Julio	148,282,479.70	23,963,160.72	226,850.00	1,991,743.00	148,281,201.22	22,823,230.03	210,132.01	3,016,843.91	114,829.77
Agosto	151,205,827.16	23,485,362.81	226,850.00	1,991,743.00	151,205,827.16	20,673,638.54	210,132.01	3,022,591.54	1,780,875.72
<b>Total</b>	<b>935,397,824.86</b>	<b>165,688,516.80</b>		<b>15,019,443.60</b>	<b>1,065,311,373.59</b>	<b>148,502,794.99</b>		<b>20,929,425.49</b>	<b>11,275,739.91</b>

## 2.4.2. Solicitud de ENEE para diferir el ajuste tarifario

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 ese sentido y con base en la tarifa promedio prevista para el cuarto ajuste tarifario, la CREE mediante el oficio CREE-187-2022 comunicó a la ENEE que se había 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 7.29% superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 67,100,345.575 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51.

<sup>3</sup> "RECONOCIMIENTO DE TRANSACCIONES REALIZADAS POR LA EMPRESA ENERGÍA RENOVABLE S. A. DE C. V. (ENERSA) EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD"

En seguimiento a lo anterior, la ENEE en fecha 29 de septiembre de 2022 envió una solicitud<sup>4</sup> para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasionaría el aumento en la tarifa promedio prevista para los meses de octubre- diciembre 2022. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será de USD 67,100,345.75.
2. El monto se diferirá en los próximos 2 periodos trimestrales del 2023.
3. El tipo de cambio es 24.757 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 1.875%.
5. El monto total acumulado es de USD 67,100,345.75, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

La ENEE mediante oficio número GG-1617-2022 de fecha 29 de diciembre de 2022, solicitó que con el fin de dar cumplimiento al Acuerdo CREE-036-2022 en complemento al Oficio GG-901-2022 se defiera en el primer trimestre 2023, el 65% del monto total acumulado (USD 67,100,345.75) y el restante el 35% en el segundo trimestre del mismo año. Sobre la base de la solicitud antes indicado, para este ajuste tarifario se incorporará como otros ajustes el monto de USD 43,615,224.74.

Finalmente, al realizar la suma entre el costo a reconocer por la liquidación de ENERSA y el monto solicitado por la ENEE mediante el oficio GG-1617-2022, se obtiene que para el presente ajuste tarifario se incorporará como otros ajustes dentro del costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2023, el monto de USD 54,890,964.65.

## **2.5. Costo Base de Generación previsto para el 1er trimestre de 2023**

En fecha 30 de diciembre de 2022 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-63-2022<sup>5</sup> el Costo Base de Generación previsto para el año 2023 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el primer trimestre de 2023 es de 141.1911 USD/MWh. La Tabla 7 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: 2,419.05 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 844.82 GWh (34.92 %), térmica con 783.24 GWh (32.38 %), solar fotovoltaica 285.26 GWh (11.79 %), eólica 276.86 GWh (11.43 %), biomasa 125.68 GWh (5.20 %) y geotérmica 71.84 GWh (2.95%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 32.31 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 1.34 % del total de generación prevista en el primer trimestre.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 70.42 USD/bbl para el HFO 3.0 % y 307.67 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 100.37 USD/MWh.

<sup>4</sup> Oficio GG-901-2022

<sup>5</sup> "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2023 DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA "

**Tabla 7: Costos de generación previstos para el primer trimestre 2023 (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	405,311.92	11,562,818.95	46,043,617.41	57,606,436.36	142.13
	Hidroeléctrica	256,176.75	3,885,824.78	31,023,324.86	34,909,149.64	136.27
	Biomasa	109,328.33	557,477.18	15,808,174.75	16,365,651.92	149.69
	Eólica	276,484.29	3,071,881.93	38,866,700.45	41,938,582.38	151.69
	Solar Fotovoltaica	285,262.90	3,537,336.09	38,601,749.51	42,139,085.60	147.72
	Geotérmica	71,257.74	839,869.21	7,974,700.57	8,814,569.77	123.70
	MER	17,681.04	213,841.25	1,938,645.18	2,152,486.43	121.74
	<b>Total</b>	<b>1,421,502.97</b>	<b>23,669,049.40</b>	<b>180,256,912.72</b>	<b>203,925,962.12</b>	<b>143.46</b>
Oportunidad	Térmica	377,932.82	11,445,730.92	47,264,272.86	58,710,003.78	155.35
	Hidroeléctrica	588,643.47	12,699,831.00	62,273,308.30	74,973,139.30	127.37
	Biomasa	16,348.67	0.00	1,938,095.50	1,938,095.50	118.55
	MER	14,625.92	0	2,001,739.06	2,001,739.06	136.86
	<b>Total</b>	<b>997,550.89</b>	<b>24,145,561.92</b>	<b>113,477,415.72</b>	<b>137,622,977.64</b>	<b>137.96</b>
Previsto Enero-Marzo 2023		2,419,053.86	47,814,611.32	293,734,328.44	341,548,939.76	141.1911

## 2.6. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2023

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de generación total a utilizar para determinar los valores de la estructura tarifaria del primer trimestre 2023 es 162.1800 USD/MWh. Este valor es 5.57% menor que el costo de generación que se consideró para el ajuste del cuarto trimestre de 2022. Las razones para que este valor sea menor que el del trimestre anterior se basan en los resultados obtenidos en las secciones 2.3, 2.4 y en el costo de generación previsto para el 1er trimestre del 2023. En la Tabla 8 se muestra de manera detallada el cálculo de dicho costo.

**Tabla 8: Costo medio total de generación primer trimestre 2023 (Datos: CND)**

	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
Previsto Enero-Marzo 2023	2,419,053.86	47,814,611.32	293,734,328.44	341,548,939.76	141.19
Diferencial Septiembre-Noviembre 2022		-6,141,234.56	2,023,381.95	-4,117,852.61	
Otros ajustes				54,890,964.65	
Ajuste Enero- Marzo 2023	2,419,053.86	41,673,376.75	295,757,710.39	392,322,051.80	162.1800

### 3. 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 24.72 lempiras por dólar, vigente el día 29 de diciembre de 2022. Con respecto al tipo de cambio anterior disminuyó un 0.14%. La Fig. 5 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.

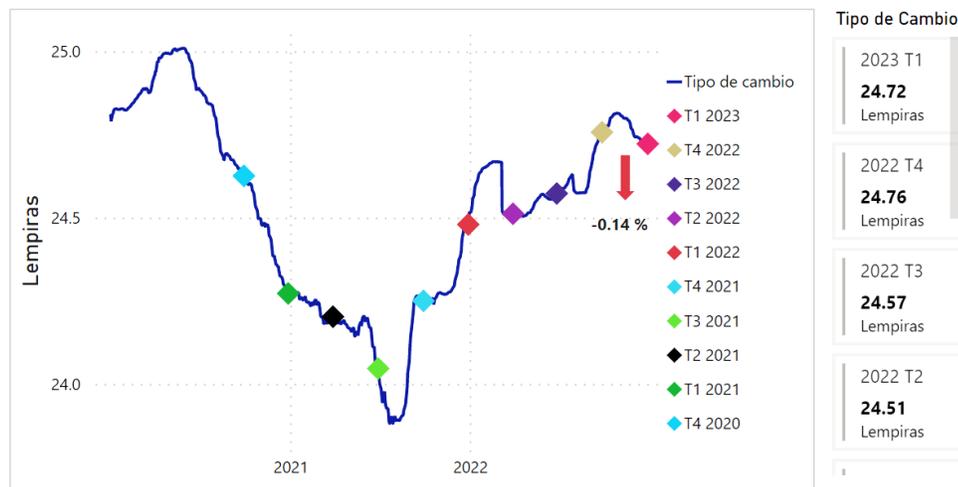


Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2023 (Datos: BCH)

### 4. Cargo por la operación y regulación del MER y cargo por la operación del SIN

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

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 103 los cargos que son parte de los costos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, dentro de los cuales se detallan los cargos del Mercado Eléctrico Regional.

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-59-2022<sup>6</sup> aprobó el monto de USD 2,087,490.0240 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda los costos regionales que derivan de la aplicación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Otro costo que debe ser incluido dentro de la tarifa del usuario final son los costos relacionados con la administración y operación del mercado mayorista del SIN previstos para el año 2023. En este sentido, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-60-2022<sup>7</sup> por un monto de L. 113,393,030.00 los costos de operación del sistema que son cargados a la tarifa según los montos que se proyectan en el presupuesto 2023 de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional.

<sup>6</sup> "APROBACIÓN DEL TRASLADO DE LOS CARGOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL PARA LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)"

<sup>7</sup> "APROBACIÓN DEL PRESUPUESTO 2023 DE LA ASOCIACIÓN CIVIL SIN FINES DE LUCRO DENOMINADA ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL"

Este monto será financiado con el uso de fondos previamente recaudados por la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional mediante tarifa, por lo que este costo de operación del mercado nacional no formará parte de la estructura tarifaria correspondiente al año 2023.

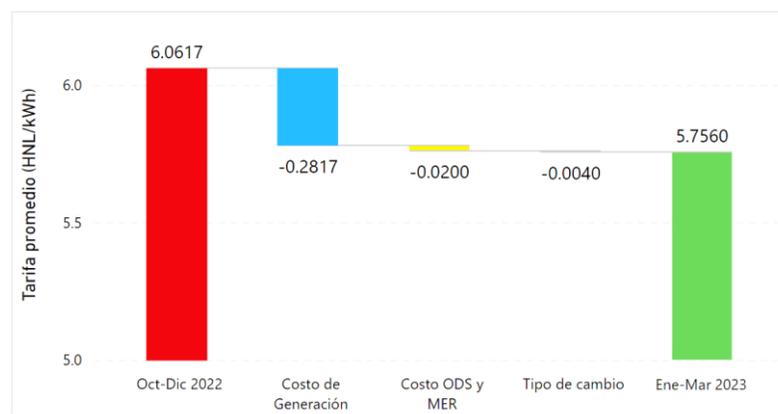
## 5. Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2023

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación, los cargos de operación y regulación del MER, así como los cargos relacionados con la administración y operación del mercado mayoristas del SIN y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este primer 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 ingresaran como variables de entrada (ver anexos):

- 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.
- los cargos por la operación del SIN y los cargos del MER: estos son imputados a los diferentes tipos o categorías de usuarios. En este caso los cargos por operación del SIN son cero.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados **ocasionó una rebaja en la tarifa promedio de 5.04 %** con respecto a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2022, la cual pasa de 6.0617 HNL/kWh a 5.7560 HNL/kWh.

La Fig. 6 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 una reducción de 0.2817 HNL/kWh, luego le siguen los Costos ODS y MER con 0.020 HNL/kWh y seguidamente el tipo de cambio con una disminución de 0.0040 HNL/kWh.



**Fig. 6:** Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

### 5.1.1. 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. 7 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los cargos del Mercado Eléctrico Regional, que suman un 0.15 % 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.

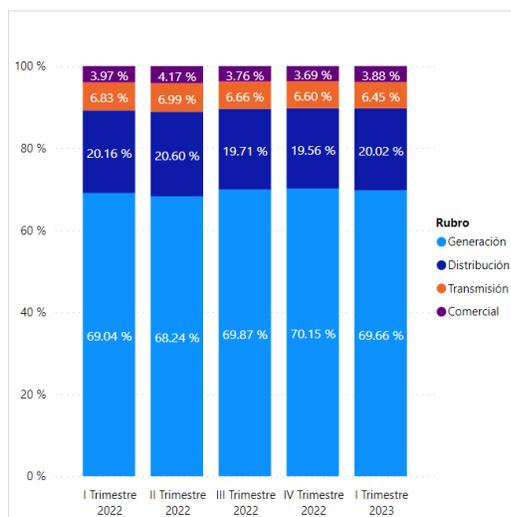


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

### 5.1.2. 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 enero de 2023. 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 2023

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023
<b>Residencial</b>						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.96	56.92	5.0400	4.7815		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.96	56.92	5.0400	4.7815		
Siguientes kWh/mes			6.5583	6.2219		
<b>Baja Tensión</b>	56.96	56.92	6.5495	6.2199		
<b>Alumbrado Público</b>	63.72	63.63	5.1949	4.9164		
<b>Media Tensión</b>	2,475.88	2,472.21	4.4705	4.1849	311.7802	311.3432
<b>Alta Tensión</b>	6,189.20	6,180.53	4.2338	3.9580	269.1544	268.7772

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 10 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más beneficiado con este nuevo ajuste con una disminución de 5.74%.

**Tabla 10:** Comparación entre ajustes de tarifas promedio (octubre-diciembre 2022– enero-marzo 2023)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Rebaja	
	Oct-Dic 2022	Ene-Mar 2023	[HNL/kWh]	[%]
<b>Residencial</b>	6.50	6.19	0.31	4.80%
<b>Baja Tensión</b>	6.60	6.27	0.33	4.99%
<b>Media Tensión</b>	5.28	4.99	0.29	5.43%
<b>Alta Tensión</b>	4.82	4.54	0.28	5.74%

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

## 6. Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizados las variaciones de los factores que afectan el costo de generación, la variación del tipo de cambio y los costos asociados a la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

### 6.1. Conclusiones

- El costo de generación para el primer trimestre de 2023 requiere recuperar en concepto de ajuste retroactivo USD 50,773,112.04, monto que llevaría a que el ajuste al costo base de generación equivalga a 162.18 USD/MWh para ese trimestre, menor al valor de 171.75 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior.

- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.72 lempiras por dólar, el cual 0.14 % menor con respecto al tipo de cambio de 24.76 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- La CREE aprobó el presupuesto del Operador del Sistema del año 2022 por un monto de L. 113,393,030.00, mismo que será financiado con el uso de fondos previamente recaudados por la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional mediante tarifa, por lo que este costo de operación no formará parte de la estructura tarifaria correspondiente al año 2023. Asimismo, la CREE aprobó los cargos anuales previstos por operación y regulación del MER y el cargo anual por enlace al MER correspondientes al año 2023 por un monto de USD 2,087,490.0240, el cual será incluido como un cargo dentro de la tarifa al usuario final.
- Como resultado de las variaciones de los de los factores que afectan el costo de generación, la variación del tipo de cambio y los costos asociados a la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional; da una reducción global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 6.06 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.76 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa una disminución del 5.04%.

## 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 del mes de enero de 2023:

**Tabla 11:** Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo 2023

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	56.92		4.7815
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.92		
Primeros 50 kWh/mes			4.7815
Siguientes kWh/mes			6.2219
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	56.92		6.2199
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,472.21	311.3432	4.1849
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,180.53	268.7772	3.9580

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	63.63	4.9164

## Anexos:

### A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

#### VARIABLES DE ENTRADA Generales

Definición de Bloques Horarios

Día	Período de Punta			Período Intermedio			Período de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario 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
								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:	sep-22
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	24.7221		
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

#### VARIABLES DE ENTRADA Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año

Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:  Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)  Valores a Modificar por el Usuario

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. Las turbinas de gas tendrán 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
Costo de Operación	89.169447

Factor 1.1

**Costo de Capacidad de Generación \$/kW**  115.891548 VERDADERO

#### Precio del Búnker y Costos Marginales

Precio del Búnker \$/Bbl

Bloque Horario	Búnker a \$/Bbl				Ponderado con Energía
	230 kW	138 kW	69 kW	34.5 kW	
Punta	170.56	185.97	165.49	135.76	Factor de GEN 1.0486
Intermedio	133.39	148.13	135.08	123.82	
Valle	105.41	110.06	104.53	100.31	

- Costos del Mercado Eléctrico Nacional

### Variables de Entrada y Cálculos

#### Costos de Inversión, Administración y Operación y Mantenimiento

#### Operador del Sistema

#### Cargos por Regulación y Operación del MER

Años de Inversión y Estudio		Ajuste	
Número de Años Inversión del Operador del Sistema	10	Ajuste Costo O&M	1 1.721
Número de Años Hardware Operador del Sistema	5		
Número de Años Mobiliario Operador del Sistema	10	Cargo del MER	2,087.4900

Operación del Sistema y Cargo del MER															
No.	Institución	Año de inicio	Costos de Inversión Miles de US\$				Valor del Terreno Miles	O&M Miles US\$	O&M Ajustado Miles	Anualidades Miles US\$					Valor Presente
			Hardware & Software	Mobiliario, Capacitación	Otros Costos	Total				1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	
1	Operador del Sistema	2016				0.00		2,087.49	2,087.49	2,087.49	2,087.49	2,087.49	2,087.49	2,087.49	7,813.18

## B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Fecha de Ajuste: 30/12/2022

#### 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	56.9161	203.3314	5.6195	4.4646	3.1400	5.7609	8.0310	56.9161	168.7651	4.6642	3.7056	2.6062	4.7815
> 50 kWh/mes	56.9161	203.3314	5.6195	4.4646	3.1400	5.7609	6.0807	56.9161	219.6053	6.0692	4.8219	3.3913	6.2219
Servicio General en BT	56.9161	247.9505	5.7614	4.5773	3.2193	6.2199	6.2688	56.9161	247.9505	5.7614	4.5773	3.2193	6.2199
Alumbrado Público	63.6265	329.5276	5.4211	4.3070	3.0292	4.9164	6.0796	63.6265	329.5276	5.4211	4.3070	3.0292	4.9164
Servicio Industrial en MT	2,472.2100	311.3432	5.1054	4.0921	2.9055	4.1849	4.9937	2,472.2100	311.3432	5.1054	4.0921	2.9055	4.1849
Servicio Industrial en AT	6,180.5250	268.7772	4.8654	3.8671	2.7934	3.9580	4.5410	6,180.5250	268.7772	4.8654	3.8671	2.7934	3.9580
						Promedio Global	5.755976500						
							4.016984140						

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

SERVICIO	PLIEGO TARIFARIO								
	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	56.92		4.7815						
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.92								
Primeros 50 kWh/mes			4.7815						
Siguientes kWh/mes			6.2219	56.9161	219.6053	6.0692	4.8219	3.3913	
Servicio General en Baja Tensión	56.92		6.2199	56.9161	247.9505	5.7614	4.5773	3.2193	
Alumbrado Público*	63.63		4.9164						
Servicio en Media Tensión	2,472.21	311.3432	4.1849	2,472.2100	311.3432	5.1054	4.0921	2.9055	
Servicio en Alta Tensión	6,180.53	268.7772	3.9580	6,180.5250	268.7772	4.8654	3.8671	2.7934	

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

Tarifa Nueva	5.7560
Tarifa Actual	6.0617
Diferencia	-5.044%