



**CREE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# Informe de Ajuste Tarifario Cuarto Trimestre 2023

Preparado por: Unidad de Tarifas

Tegucigalpa, M.D.C., septiembre de 2023

## 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 .....	7
2.1.3	Composición de la matriz de generación de energía eléctrica.....	8
2.1.4	Costo marginal promedio semanal .....	9
2.2.	Costos de generación reales.....	9
2.2.1	Liquidaciones.....	10
2.2.2	Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND14	
2.2.3	Sobrecosto por generación forzada.....	15
2.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos.....	16
2.4.	Costo Base de Generación previsto para el 4to trimestre de 2023 .....	17
2.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 202318	
3.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. ....	19
4.	Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2023.....	20
4.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio .....	21
4.2.	Estructura tarifaria .....	22
5.	Conclusiones y recomendaciones .....	23
Anexos:	.....	25

## 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
HFO	Heavy Fuel Oil
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 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 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 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 octubre 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 5 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 junio, julio y agosto de 2023, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de octubre 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 detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del cuarto trimestre de 2023. Finalmente, en la sección 5 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, 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, 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 2023 fue determinado con base en el informe de la POLP 2023-2025<sup>1</sup>, el cual fue elaborado por el operador del sistema. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los costos de compra de energía y potencia en los que realmente incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2023.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en los años 2022 y 2023 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 han tendido a ser mayores con respecto a los proyectados en las POLP, no obstante, en los últimos 3 la diferencia entre los costos de combustible reales y previstos ha disminuido. 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 junio a agosto aproximadamente un 51 % 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.

---

<sup>1</sup>Planificación Operativa de Largo Plazo 2023-2025, elaborado en diciembre 2022

### Evolución del precio de combustible tipo HFO 3.0%

Fuente: Platts / CND



### Evolución del precio de combustible diesel

Fuente: Platts / CND

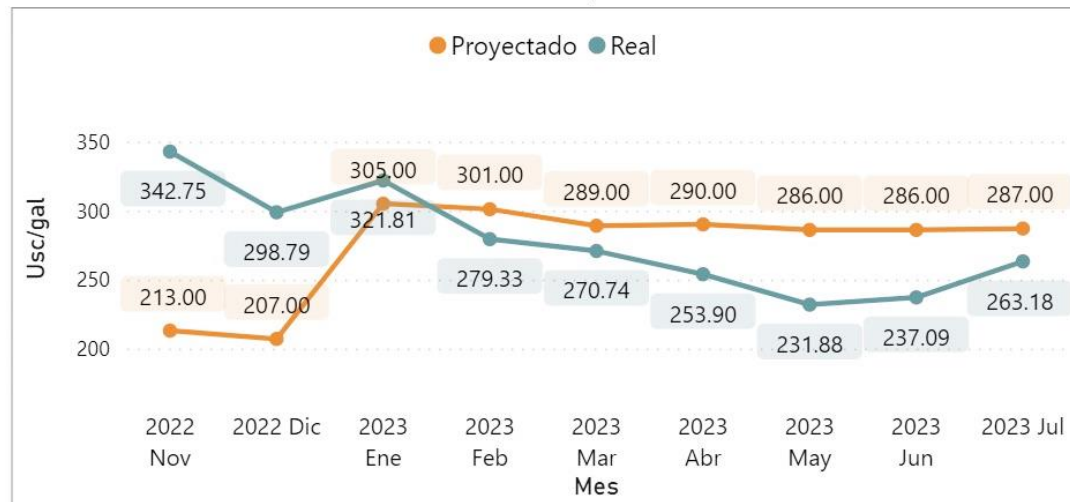
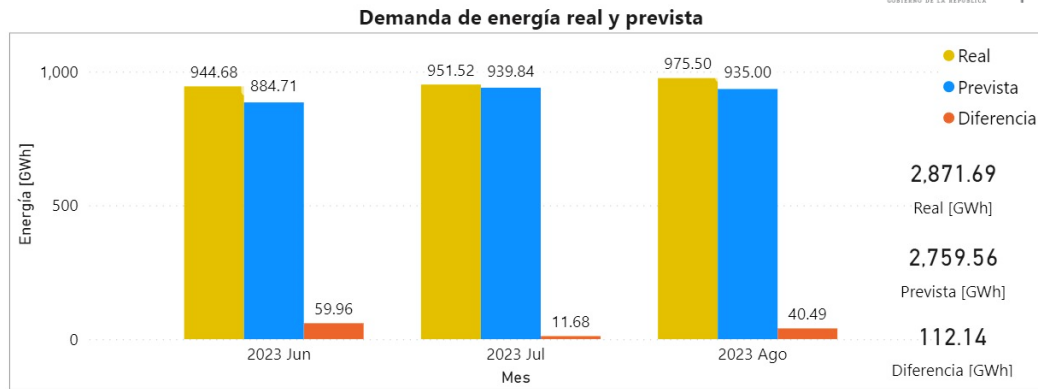


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos mensuales desde noviembre 2022

## 2.1.2 Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica prevista y real para los meses de junio, julio y agosto de 2023, así como la diferencia entre los consumos de estas demandas. Se observa que para estos meses el consumo de energía total real resultó mayor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de junio 2023 a agosto 2023 resulte en 112.14 GWh, es decir, la demanda real resultó un 4.06 % mayor con respecto a la demanda prevista.

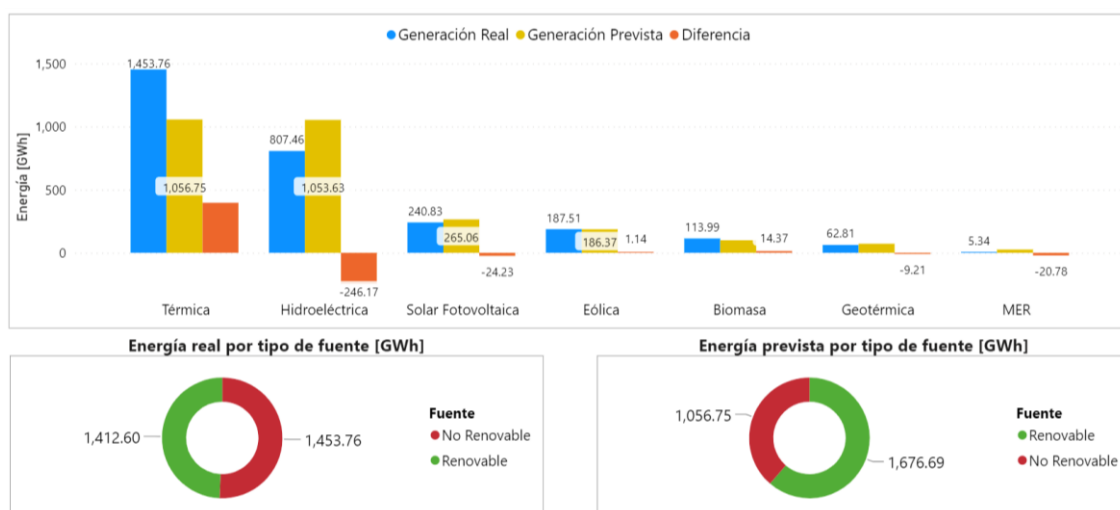


**Fig. 2:** Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

### 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 entre junio y agosto 2023, se observa en la figura 3 que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) real entre esos meses es menor en un 15.75 % respecto con la prevista y para el caso de la participación no renovable, la generación real resultó 37.57 % mayor 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 junio - agosto de 2023

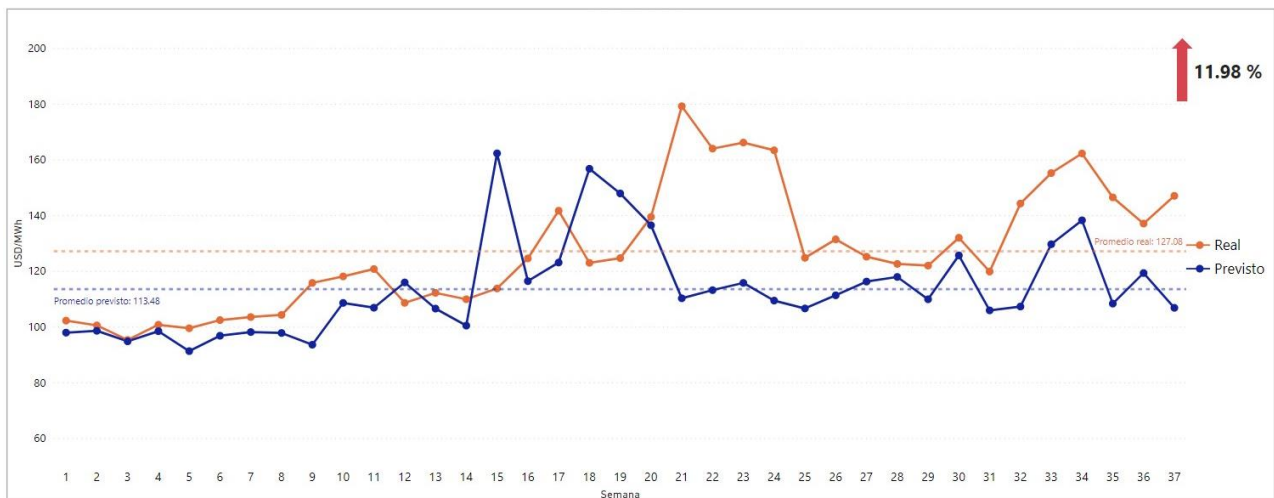


**Tabla 1:** Composición de la matriz de generación de energía eléctrica junio – agosto 2023  
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	807.46	1,053.63	-246.17	-23.36%
Solar Fotovoltaica	240.83	265.06	-24.23	-9.14%
Eólica	187.51	186.37	1.14	0.61%
Biomasa	113.99	99.62	14.37	14.43%
Geotérmica	62.81	72.01	-9.21	-12.78%
Térmica	1,453.76	1,056.75	397.02	37.57%
MER	5.34	26.12	-20.78	-79.55%
<b>Total</b>	<b>2,871.69</b>	<b>2,759.56</b>	<b>112.14</b>	<b>4.06%</b>

### 2.1.4 Costo marginal promedio semanal

En la Fig. 4 se observa que los costos marginales reales del SIN han presentado para el año 2023 una tendencia al alza causada por la composición de generación, al incremento de los costos de combustibles que afectan los costos variables térmicos y al déficit presente en el SIN. La combinación de estos tres elementos, composición de la matriz de generación, costos variables de generación y déficit resultó en un incremento del promedio de los precios nodales del sistema de un 11.98 % con respecto a lo proyectado por el CND en el CBG.



**Fig. 4:** Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2023 (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). 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 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 octubre de 2023, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de junio 2023 a agosto 2023.

Para el ajuste correspondiente al cuarto trimestre de 2023, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de junio 2023

a agosto 2023<sup>2</sup>. La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 155.42 USD/MWh en junio, 142.11 USD/MWh en julio y 156.73 USD/MWh en agosto.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 151.68 USD/MWh para el mes de junio y 146.24 USD/MWh para los meses de julio y agosto de 2023 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación para 2023 que aprobó la CREE en diciembre 2022). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales de junio, julio y agosto de 2023 y en el acumulado de esos meses.

**Tabla 2:** Costos reales de generación junio 2023 -agosto 2023 (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	254.32	3,853,334.36	28,173,485.37	32,026,819.73	125.93
	Hidroeléctrica	46.14	948,678.14	5,351,579.81	6,300,257.95	136.54
	Biomasa	37.59	149,034.77	5,511,276.89	5,660,311.66	150.57
	Eólica	38.72	743,589.15	5,494,122.62	6,237,711.77	161.09
	Solar Fotovoltaica	77.91	965,197.33	10,561,303.48	11,526,500.81	147.95
	Geotérmica	20.30	251,482.53	2,280,654.66	2,532,137.19	124.72
	MER	4.80	51,281.16	528,732.21	580,013.37	120.76
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>479.79</b>	<b>6,962,597.43</b>	<b>57,901,155.05</b>	<b>64,863,752.48</b>	<b>135.19</b>
Oportunidad	Térmica	258.19	4176984.79	42139581.05	46316565.84	179.39
	Hidroeléctrica	199.21	4,174,714.40	30,739,971.41	34,914,685.81	175.26
	Biomasa	0.21	0.00	30,514.99	30,514.99	147.18
	MER	2.36	0.00	697,850.98	697,850.98	295.42
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>459.98</b>	<b>8,351,699.19</b>	<b>73,607,918.43</b>	<b>81,959,617.62</b>	<b>178.18</b>
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	4.87	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>4.91</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Total junio 2023</b>		<b>944.68</b>	<b>15,314,296.62</b>	<b>131,509,073.48</b>	<b>146,823,370.11</b>	<b>155.42</b>
Contratos	Térmica	238.16	3,839,770.62	26,935,063.06	30,774,833.68	129.22
	Hidroeléctrica	59.39	1,114,403.02	6,896,808.75	8,011,211.77	134.88
	Biomasa	36.19	156,118.58	5,268,075.15	5,424,193.73	149.86
	Eólica	91.65	1,021,399.68	12,910,101.71	13,931,501.39	152.00
	Solar Fotovoltaica	80.69	967,392.23	10,982,623.02	11,950,015.25	148.10
	Geotérmica	21.18	243,576.33	2,381,798.88	2,625,375.21	123.97

<sup>2</sup> Expedientes LT-7-2023, LT-8-2023 y LT-9-2023

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	MER	11.20	131,930.32	1,234,488.78	1,366,419.10	122.00
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>538.47</b>	<b>7,474,590.79</b>	<b>66,608,959.34</b>	<b>74,083,550.13</b>	<b>137.58</b>
Oportunidad	Térmica	222.07	4167921.81	29644037.26	33811959.07	152.26
	Hidroeléctrica	184.02	4,174,714.40	22,840,329.85	27,015,044.25	146.81
	Biomasa	0.07	0.00	9,369.97	9,369.97	126.49
	MER	1.31	0.00	298,474.45	298,474.45	228.71
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>407.47</b>	<b>8,342,636.21</b>	<b>52,792,211.53</b>	<b>61,134,847.74</b>	<b>150.03</b>
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	5.53	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>5.58</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Total julio 2023</b>		<b>951.52</b>	<b>15,817,227.00</b>	<b>119,401,170.87</b>	<b>135,218,397.87</b>	<b>142.11</b>
Contratos	Térmica	231.41	3,821,161.32	28,271,076.13	32,092,237.45	138.68
	Hidroeléctrica	69.79	1,456,758.36	8,227,306.48	9,684,064.84	138.77
	Biomasa	39.84	228,973.87	5,683,791.10	5,912,764.98	148.41
	Eólica	57.14	821,195.86	8,054,422.08	8,875,617.94	155.34
	Solar Fotovoltaica	82.23	985,858.19	11,251,633.57	12,237,491.75	148.82
	Geotérmica	21.33	249,809.12	2,400,343.09	2,650,152.21	124.27
	MER	14.30	168,603.69	1,577,283.03	1,745,886.72	122.09
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>516.03</b>	<b>7,732,360.41</b>	<b>65,465,855.49</b>	<b>73,198,215.90</b>	<b>141.85</b>
Oportunidad	Térmica	249.45	4167213.17	40745524.58	44912737.75	180.05
	Hidroeléctrica	205.70	4,174,714.40	30,298,801.61	34,473,516.01	167.59
	Biomasa	0.08	0.00	12,255.93	12,255.93	157.20
	MER	1.67	0.00	292,100.05	292,100.05	174.69
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>456.90</b>	<b>8,341,927.57</b>	<b>71,348,682.17</b>	<b>79,690,609.74</b>	<b>174.42</b>
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	2.50	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>2.56</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Total agosto 2023</b>		<b>975.50</b>	<b>16,074,287.98</b>	<b>136,814,537.66</b>	<b>152,888,825.64</b>	<b>156.73</b>
<b>Total junio- agosto 2023</b>		<b>2,871.69</b>	<b>47,205,811.60</b>	<b>387,724,782.01</b>	<b>434,930,593.61</b>	<b>151.45</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 junio 2023 a agosto 2023. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 92,641,118.79 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

**Tabla 3:** Costos de generación de las centrales de la ENEE junio 2023 – agosto 2023 (Datos: CND)

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
El Nispero	3.02	0.00	349,386.20	349,386.20	115.56
Cañaveral	32.58	759,118.80	4,956,700.46	5,715,819.26	175.42
El Cajón	355.64	7,675,212.60	50,226,536.15	57,901,748.75	162.81
Patuca	58.67	1,406,292.60	7,752,521.71	9,158,814.31	156.11
Río Lindo	105.87	2,051,095.80	15,598,501.50	17,649,597.30	166.71
Ceiba Térmica	6.11	20,316.92	1,088,246.20	1,108,563.12	181,402.74
Santa Fe	0.10	39,126.13	30,012.46	69,138.59	693,469.69
La Puerta	2.58	0.00	688,051.26	688,051.26	266,338.35
<b>Total</b>	<b>564.58</b>	<b>11,951,162.85</b>	<b>80,689,955.94</b>	<b>92,641,118.79</b>	<b>164.09</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 junio, julio y agosto 2023. Este factor es importante a considerar al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

**Tabla 4:** Factor de planta de centrales que forman parte del SIN junio 2023 – agosto 2023 (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 [%]
SANTA FÉ	1.37	AGUA VERDE	26.13	PEÑA BLANCA	50.05
IHSA	2.62	HELIOS	26.29	SAN JUAN PUEBLO	51.06
CHACHAGUALA	4.08	SAN ALEJO	26.58	EMCE CHOLOMA	51.80
LOS LAURELES	5.38	CHURUNE	29.18	BABILONIA	52.88
RIO BETULIA	5.65	GENERA LOS LAURELES	30.93	CAÑAVERAL	53.19
CORRAL DE PIEDRAS	6.14	ZINGUIZAPA	31.23	EL CAJÓN	53.25
LAS GLORIAS	6.68	LAEISZ JUTICALPA	32.02	MANGUNGO	53.75
NISPERO	8.34	NACAOME	33.12	RIO BLANCO	55.21
HIDROYOJOA	10.61	RIO QUILIO	33.93	CHINCHAYOTE	57.16

0>=Factor de planta<25%		25%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
ECOPALSA	11.21	PENCALIGUE	34.61	CHUMBAGUA	57.98
YAGUALA	12.86	ACEYDESA	36.14	RIO LINDO	60.16
LA PUERTA	13.70	PLANTA SAN MARCOS	36.24	CARACOL KNITS	62.42
BIOGAS Y ENERGÍA	14.88	CERRO DE HULA	36.40	LA VEGONA	62.51
LAS LAJAS	14.93	PATUCA III	36.60	CECECAPA	65.49
CEIBA TÉRMICA	15.47	LA ESPERANZA	36.80	CELSUR	72.03
CUYAGUAL	16.09	MEZAPA	36.97	ZACAPA	73.90
EL POLLITO	16.76	MATARRAS	37.27	PECSA	74.34
ENERBASA	17.22	SAZAGUA	37.95	GEOPLATANARES	76.49
LLANOS DEL SUR	18.54	CUYAMAPA	38.12	GREEN POWER PLANT	77.08
SAN CARLOS	18.84	SAN MARTIN	39.38	LUFUSSA III	80.80
NISPERO II	19.33	RIO GUINEO	40.66	EL FARO	84.15
NACAOME II	19.34	PLANTA TÉRMICA LAEISZ	41.17	BECOSA	86.80
LA AURORA	19.53	LUFUSSA VALLE	41.71	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	87.39
TRES VALLES	20.44	CHAMELECON	42.63	LA ENSENADA	91.59
CINCO ESTRELLAS	20.61	MORJA	43.87	ENERSA	95.24
PRADOS SUR	20.81	CORONADO	49.09	LAEISZ SAN ISIDRO	98.89
MARCOVIA	21.29	ELCOSA	49.51		
NACAOME I	22.19				
CHOLUTECA II	22.57				
CORTECITO	23.00				
SOPOSA	23.15				
COHESSA	23.23				
CHOLUTECA I	23.29				
MECER	23.61				
SHOL	23.92				
RIO FRIO	24.05				
FOTERSA	24.11				

## 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, 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 (junio, julio y agosto 2023) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

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

Central	Energía total junio - agosto 2023
	[GWh]
ARENALES	0.00
CAHSA	0.00
CUYAMEL	4.11
EL CISNE	0.01
EL COYOLAR	0.00
EMCE	0.00
LAEISZ JUTICALPA	0.00
LAS NIEVES	0.00
NACAOME	8.78
PARK ENERGY	0.06
PECSA	0.09
YODECO	0.00
<b>Total</b>	<b>13.05</b>

### 2.2.3 Sobrecosto por generación forzada

El departamento de tarifas producto de la revisión mensual que realiza a las liquidaciones que presenta el Operador del Sistema, las cuales son necesarias para realizar los ajustes tarifarios, identificó que en las liquidaciones del presente año se presentó un aumento considerable en los sobrecostos por generación forzada.

En función de lo anterior, el departamento de tarifas requirió a la ENEE para que a través de su CND presentara toda la información relacionada con los responsables y causas que llevaron a la necesidad de este servicio de generación forzada.

En respuesta a la solicitud antes mencionada el operador presentó la información requerida la cual incluye las bitácoras de despacho en tiempo real. Durante el análisis de dicha información se identificaron varias observaciones, las cuales serán trasladadas al departamento de mercados y planificación y a la dirección de fiscalización, para que estos dictaminen qué monto relacionado con este sobrecosto debe ser trasladado a la tarifa del usuario final.

Sobre la base de lo antes indicado, los departamentos técnicos de la CREE se encuentran realizando un análisis acerca del reconocimiento del sobrecosto por generación forzada en la tarifa del usuario final, el cual se tomará en cuenta en el próximo ajuste tarifario.

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.

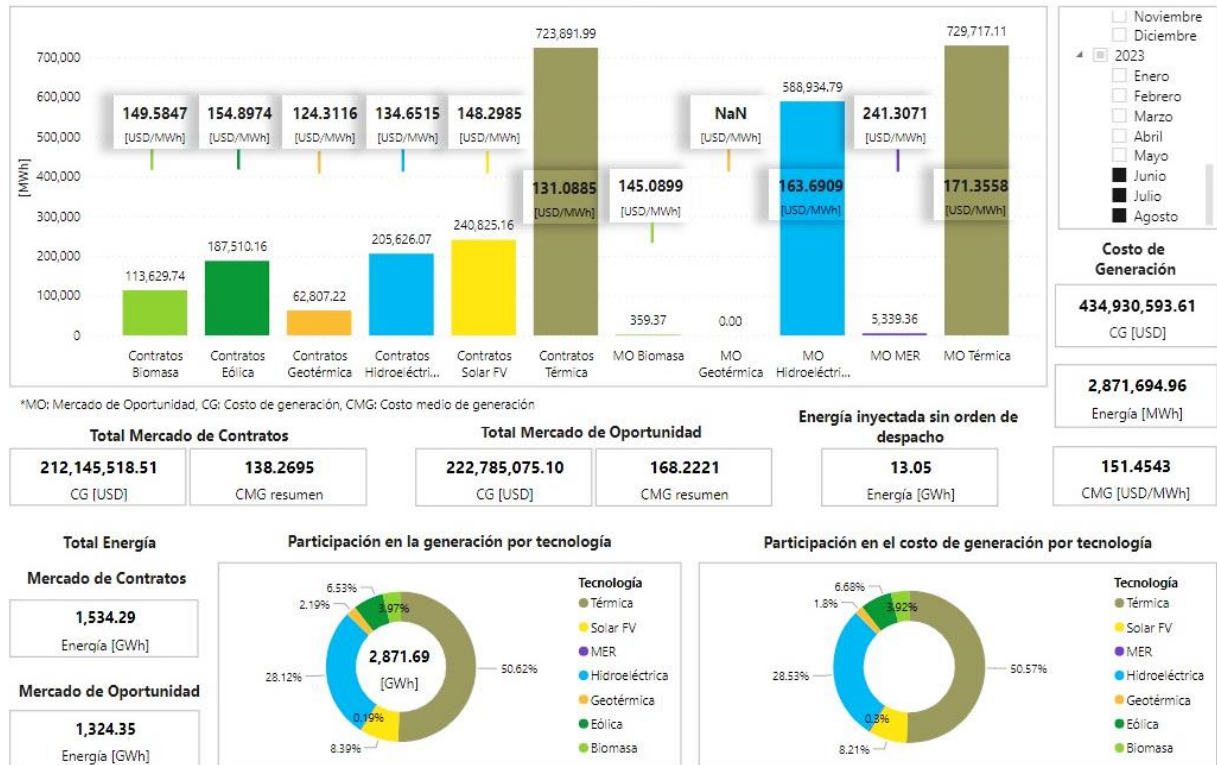


Fig. 5: Costo reales de generación correspondiente a junio, julio y agosto 2023 (Datos: CND)

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

En la Tabla 6 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de junio 2023 a agosto 2023. 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 9,837,644.89 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2023.

Tabla 6: Costos de energía y potencia previstos y reales junio 2023- agosto 2023 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Junio_2023	131,509,073	15,314,297	127,158,248	16,128,621	4,350,826	-814,325	3,536,501.25



Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Julio_2023	119,401,171	15,817,227	122,696,604	16,453,363	-3,295,433	-636,136	-3,931,568.72
Agosto_2023	136,814,538	16,074,288	125,788,177	16,867,937	11,026,361	-793,649	10,232,712.36
<b>Total</b>	<b>387,724,782.0079</b>	<b>47,205,812</b>	<b>375,643,028</b>	<b>49,449,921</b>	<b>12,081,754.23</b>	<b>-2,244,109.34</b>	<b>9,837,644.89</b>

## 2.4. Costo Base de Generación previsto para el 4to trimestre de 2023

En fecha 30 de diciembre de 2022 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-63-2022<sup>3</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 cuarto trimestre de 2023 es de 141.86 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: 2,532.50 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1081.96 GWh (42.72 %), térmica con 788.70 GWh (31.40 %), solar fotovoltaica 243.73 GWh (9.62 %), eólica 244.98 GWh (9.67 %), biomasa 85.07 GWh (3.36 %) y geotérmica 72.17 GWh (2.85%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 15.90 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 0.63 % del total de generación prevista en el segundo trimestre
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 74.90 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 291.33 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 102.77 USD/MWh.

**Tabla 7:** Costos de generación previstos para el cuarto 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	407,969.42	11,596,221.54	49,304,567.51	60,900,789.04	149.28
	Hidroeléctrica	329,785.90	4,301,428.38	40,415,514.96	44,716,943.35	135.59
	Biomasa	84,596.55	475,748.24	12,308,119.76	12,783,868.00	151.12
	Eólica	244,981.91	2,889,136.88	34,491,117.90	37,380,254.79	152.58
	Solar Fotovoltaica	243,726.09	2,954,562.52	33,423,210.43	36,377,772.94	149.26
	Geotérmica	72,171.28	841,709.54	8,142,545.80	8,984,255.34	124.49
	MER	41,818.58	500,352.72	4,623,663.63	5,124,016.35	122.53
	<b>Total</b>	<b>1,425,049.74</b>	<b>23,559,159.82</b>	<b>182,708,739.99</b>	<b>206,267,899.81</b>	<b>144.74</b>
Oportunidad	Térmica	380,728.80	11,445,730.92	51,364,434.06	62,810,164.98	164.97
	Hidroeléctrica	710,355.83	12,699,831.00	75,211,179.30	87,911,010.30	123.76

<sup>3</sup> "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2023 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]
	Biomasa	467.70	0.00	58,226.92	58,226.92	124.50
	MER	15,902.90	0	2,207,722.08	2,207,722.08	138.83
	Total	1,107,455.22	24,145,561.92	128,841,562.35	152,987,124.27	138.1429
Previsto octubre-diciembre 2023		2,532,504.96	47,704,721.74	311,550,302.34	359,255,024.08	141.8576

## 2.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2023

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2023 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 4to trimestre 2023, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de junio, julio y agosto del presente año, iii) de otros ajustes, para este ajuste tarifario estos dependen de la solicitud que realizó la ENEE, mediante el oficio GG-ENEE-783-VI-2023, en diferir USD 18,874,437.54. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación previsto inicialmente para este trimestre.

**Tabla 8:** Costo medio total de generación 4to trimestre 2023 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto octubre-diciembre 2023	2,532,504.96	47,704,721.74	311,550,302.34	359,255,024.08	141.86
Diferencial junio- agosto 2023		-2,244,109.34	12,081,754.23	9,837,644.89	
Otros ajustes				-18,874,437.54	
Ajuste octubre- diciembre 2023	2,532,504.96	45,460,612.41	323,632,056.57	350,218,231.43	138.29

En función de este costo y del tipo de cambio que se detalla en la sección 3 del presente informe, se determinó que la tarifa promedio al usuario final a aplicar en el siguiente ajuste tarifario es de 6.08 % inferior a la tarifa promedio vigente durante el actual trimestre y de conformidad con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento, el cual indica 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 la información detallada en dicho artículo.

En ese sentido y con base en la tarifa promedio prevista para el cuarto ajuste tarifario, la CREE mediante el oficio CREE-293-2023 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 sea

inferior al 5%, e indicó que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 15,000,000 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51.

En seguimiento a lo anterior, la ENEE en fecha 29 de septiembre de 2023 envió una solicitud<sup>4</sup> para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasiona la disminución en la tarifa promedio prevista para los meses de octubre- diciembre 2023. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 15,000,000.
2. El monto se deferirá en el próximo periodo trimestral del 2023.
3. El tipo de cambio es 24.7648 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 2.21%.
5. El monto total acumulado es de USD 15,000,000, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

Finalmente, con base en lo antes indicado y luego de aplicar [1] se obtiene que el costo medio de generación total a utilizar para determinar los valores de la estructura tarifaria del cuarto trimestre 2023 es 144.21 USD/MWh. Este valor es 3.79% menor que el costo de generación que se consideró para el ajuste del tercer trimestre de 2023, el cual era de 149.89 USD/MWh. Las razones para que este valor sea menor que el del trimestre anterior se basan en los resultados obtenidos en las secciones 2.3 y 2.4. En la Tabla 9 se muestra de manera detallada el cálculo de dicho costo.

**Tabla 9:** Costo medio total de generación cuarto trimestre 2023 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto octubre-diciembre 2023	2,532,504.96	47,704,721.74	311,550,302.34	359,255,024.08	141.86
Diferencial junio- agosto 2023		-2,244,109.34	12,081,754.23	9,837,644.89	
Otros ajustes				-3,874,437.54	
Ajuste octubre- diciembre 2023	2,532,504.96	45,460,612.41	323,632,056.57	365,218,231.43	144.21

### 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 24.76 lempiras por dólar, vigente el día 28 de septiembre de 2023. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.19 %. La Fig. 6 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

<sup>4</sup> GG-ENEE-1324-IX-2023



Fig. 6: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2023 (Datos: BCH)

#### 4. Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2023

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 una reducción en la tarifa promedio de 2.88 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2023, la cual pasa de 5.40 HNL/kWh a 5.24 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 7 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 0.1651 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.0096 HNL/kWh.

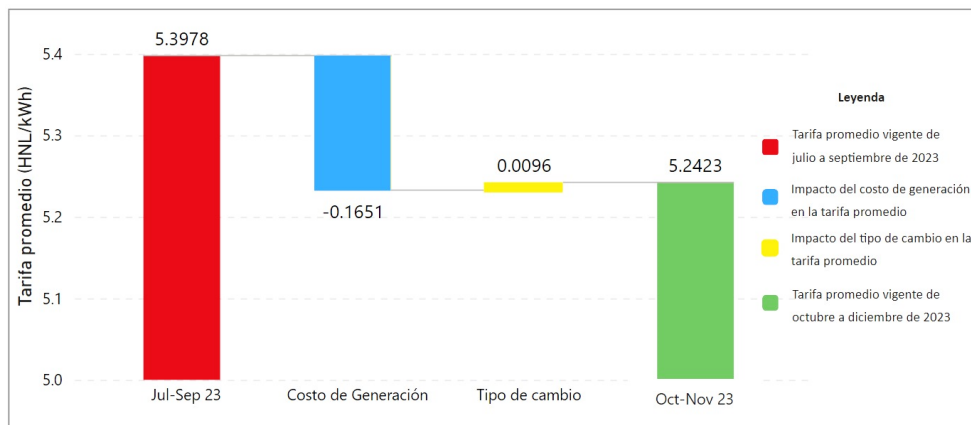


Fig. 7: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

#### 4.1. 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. 8 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 0.16 % 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.

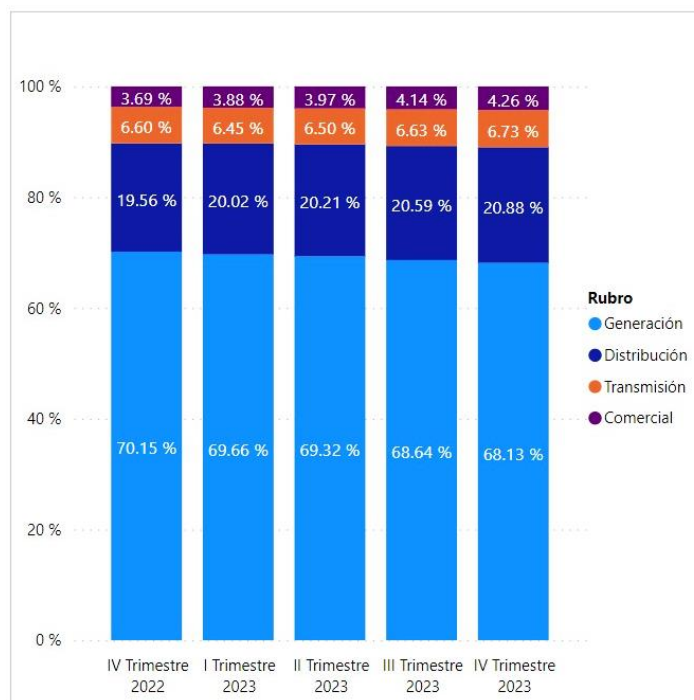


Fig. 8: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

## 4.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 10 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de octubre de 2023. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

**Tabla 10:** Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de octubre 2023

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep 2023	Oct-Dic 2023	Jul-Sep 2023	Oct-Dic 2023	Jul-Sep 2023	Oct-Dic 2023
<b>Residencial</b>						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.91	56.97	4.4784	4.3467		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.91	56.97	4.4784	4.3467		
Siguientes kWh/mes			5.8275	5.6562		
<b>Baja Tensión</b>	56.91	56.97	5.8326	5.6647		
<b>Alumbrado Público</b>	63.62	63.74	4.5909	4.4492		
<b>Media Tensión</b>	2,471.89	2,476.48	3.8497	3.7021	311.3029	311.8809
<b>Alta Tensión</b>	6,179.73	6,191.20	3.6345	3.4918	268.7424	269.2414

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 11 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 3.36 %.

**Tabla 11:** Comparación entre ajustes de tarifas promedio (julio-septiembre 2023– octubre-diciembre 2023)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Rebaja	
	Jul-Sep 2023	Oct-dic 2023	[HNL/kWh]	[%]
<b>Residencial</b>	5.82	5.66	0.16	2.72%
<b>Baja Tensión</b>	5.89	5.72	0.17	2.85%
<b>Media Tensión</b>	4.66	4.51	0.15	3.14%
<b>Alta Tensión</b>	4.22	4.08	0.14	3.36%

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

## 5. 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:

### 5.1. Conclusiones

- En seguimiento a los oficios CREE-293-2023 y GG-ENEE-1324-IX-2023 y con el fin de prevenir fluctuaciones considerables en la tarifa del usuario final de la ENEE, la CREE para el ajuste de octubre a diciembre de 2023 incorporará como “Otros ajustes” el monto de USD 3,874,437.54, el cual será a favor de la demanda, por lo que el monto adeudado por parte de la ENEE a la demanda deberá ser cancelado en el próximo ajuste tarifario.
- 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 la ENEE para el próximo ajuste tarifario, resulta en un costo base de generación ajustado de 144.21 USD/MWh para el trimestre de octubre a diciembre de 2023, menor al valor de 149.89 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una reducción del 3.79 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.76 lempiras por dólar, el cual es 0.19 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.72 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio; se observa una reducción global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 5.40 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.24 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 2.88 %**.

### 5.2. 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 octubre de 2023:

**Tabla 12:** Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre 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	56.97		4.3467
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.97		
Primeros 50 kWh/mes			4.3467
Siguientes kWh/mes			5.6562
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	56.97		5.6647
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,476.48	311.8809	3.7021
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,191.20	269.2414	3.4918

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	63.74	4.4492



## 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	

Días y Horas	
Número de Horas al año	8,760
Total Días Laborables al año	251
Total Sábados al año	52
Total Domingos y Feriados al año	62
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016

Financieras y Cambiarias	
Tasa de Descuento	10.5%
Tipo de Cambio	24.7648

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	sep-23

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:	
Hora 1	11
Hora 2	12
Hora 3	19
Hora 4	20

- Costos de generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario	
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)		
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1 kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%		
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW 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		
<b>Cálculos:</b>			
FRC Turbina de Gas	0.12		
Anualidad	82.129447		
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447		
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FDR)}$			
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl					
Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Punta	149.40	162.89	144.95	118.91	
Intermedio	122.10	129.75	118.32	108.45	
Valle	92.33	96.40	91.56	87.86	

## B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

### Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo

Fecha de Ajuste: 29/9/2023

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	56.9683	203.6826	4.9790	3.9526	2.7561	5.2370	7.5092	56.9683	169.0566	4.1326	3.2806	2.2876	4.3467
> 50 kWh/mes	56.9683	203.6826	4.9790	3.9526	2.7561	5.2370	5.5571	56.9683	219.9846	5.3775	4.2689	2.9767	5.6562
Servicio General en BT	56.9683	248.3787	5.1047	4.0524	2.8258	5.6647	5.7136	56.9683	248.3787	5.1047	4.0524	2.8258	5.6647
Alumbrado Público	63.7364	330.0967	4.8033	3.8131	2.6589	4.4492	5.6145	63.7364	330.0967	4.8033	3.8131	2.6589	4.4492
Servicio Industrial en MT	2,476.4800	311.8809	4.5248	3.6236	2.5504	3.7021	4.5123	2,476.4800	311.8809	4.5248	3.6236	2.5504	3.7021
Servicio Industrial en AT	6,191.2000	269.2414	4.2976	3.4143	2.4520	3.4918	4.0758	6,191.2000	269.2414	4.2976	3.4143	2.4520	3.4918
							<b>Promedio Global</b>						
							<b>5.242288488</b>						
							<b>4.016984140</b>						

\*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	56.97		4.3467					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.97							
Primeros 50 kWh/mes			4.3467	56.9683	219.9846	5.3775	4.2689	2.9767
Siguientes kWh/mes			5.6562					
Servicio General en Baja Tensión	56.97		5.6647	56.9683	248.3787	5.1047	4.0524	2.8258
Alumbrado Público*	63.74		4.4492					
Servicio en Media Tensión	2,476.48	311.8809	3.7021	2,476.4800	311.8809	4.5248	3.6236	2.5504
Servicio en Alta Tensión	6,191.20	269.2414	3.4918	6,191.2000	269.2414	4.2976	3.4143	2.4520

Tarifa Nueva	5.2423
Tarifa Actual	5.3978
Diferencia	-2.8806%

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