



Gobierno de la
República de Honduras



Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

Agosto
2021

Informe de Ajuste Tarifario Cuarto Trimestre 2021

Ajuste al Costo Base de Generación

2021



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Cuarto Trimestre 2021

**Ajuste al Costo Base de Generación
Octubre-diciembre 2021**

**Preparado para la Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)**

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, agosto de 2021

Índice de Contenido

Abreviaturas.....	5
1. Introducción	6
2. Costos de generación.....	7
2.1. Variables que inciden en los costos de generación	8
2.2. Costos de generación reales	10
2.3. Liquidaciones	10
2.4. Cálculo del diferencial	12
2.5. Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre de 2021	13
2.6. Costo base de generación a utilizar en el cálculo del pliego tarifario del cuarto trimestre de 2021 (ajustado).....	14
4. Ajuste al costo por operación del sistema	14
6. Tarifa aplicar a los Usuarios finales 4to ajuste 2021	15
5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	16
5.2. Estructura tarifaria.....	17
6. Conclusiones y recomendaciones.....	18
Anexos:.....	20

Índice de Tablas y Figuras

Tablas

Tabla 1: Costos reales de generación junio -agosto de 2021 (Datos: ODS).....	11
Tabla 2: Costos de energía y potencia previstos y reales Jun-Ago 2021 (Datos: ODS)	12
Tabla 3: Costos de generación previstos para el cuarto trimestre 2021 (Datos: ODS) ..	13
Tabla 4: Costo medio total de generación cuarto trimestre 2021 (Datos: ODS).....	14
Tabla 5: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente de octubre a diciembre de 2021	17
Tabla 6: Comparación entre ajustes de tarifas promedio	17
Tabla 7: Estructura tarifaria ENEE de Oct-Dic 2021	19

Figuras

Fig. 1:Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a abril de 2021	8
Fig. 2:Comparativo costos marginales promedios semanales año 2021	9
Fig. 3: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real.....	9
Fig. 4: Variabilidad del tipo de cambio del dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario octubre-diciembre 2021 (Datos: BCH)	15
Fig. 5: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio.....	16
Fig. 6: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE).....	16

Abreviaturas

CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 dispuso la reestructuración del subsector eléctrico, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), que es la entidad reguladora encargada de vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, así como definir la metodología para el cálculo de la tarifa, tanto para transmisión como para distribución, vigilar su aplicación, aprobar, realizar ajustes 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 ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución. El detalle de los costos antes indicados se muestra a continuación.

- Cambios en el Costos Base de Generación: son determinados por el Operador del Sistema, y están ligados a las proyecciones de costos de compras de potencia, desvíos de potencia firme y energía, y estos a su vez se ven afectados de manera directa por cuatro variables:
 - demanda;
 - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - el monto de déficit;
 - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.
- Costos del sistema de transmisión: los cuales están relacionados de manera directa a la operación y mantenimiento de este tipo de sistema, pérdidas de potencia y energía en el sistema, valoración de sus activos y posibles inversiones realizadas en el transcurso del periodo.
- Costos del sistema de distribución: estos presentan la misma distribución de costos que los sistemas de transmisión, más una componente de costos de comercialización.

Con el objetivo de cumplir con lo establecido en la LGIE, mediante la Resolución CREE-016 la CREE aprobó en abril de 2016 un reglamento para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus Usuarios, el mismo fue publicado en el Diario Oficial La Gaceta y denominado: “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales”. 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 función de lo antes descrito, la CREE, en uso de sus facultades y de conformidad a lo establecido en la LGIE, aprobará 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 2021. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que incidieron de manera directa en el cálculo de los costos de generación y finalmente proponer al directorio de comisionados la nueva estructura tarifaria.

El informe está organizado en cinco secciones, además de esta introducción. En la sección 2 se presentan los costos de generación que fueron previstos por el Operador del Sistema, los reales y los que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de octubre del presente año. 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 4to ajuste 2021. Finalmente, en la sección 5 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

2. Costos de generación

El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) establece la metodología que debe utilizar el Operador del Sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para el próximo año (Costo Base de Generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales de los costos base de generación.

El 30 de noviembre de 2020 el Operador del Sistema remitió a la CREE mediante el oficio DE-ODS-227-XI-2020, la solicitud de aprobación del Costo Base de Generación 2021 correspondiente a la ENEE, la cual venía acompañada de un informe que presenta los cálculos y los valores del Costo Base de Generación 2021. Luego de que la CREE realizara un proceso de revisión a dicho informe (requiriendo información adicional y aclaraciones, reuniones con el equipo del Operador del Sistema y solicitudes de modificación), el 29 de diciembre del mismo año el Operador del Sistema remitió a la CREE el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2021 con los ajustes correspondientes.

El 29 de diciembre de 2020 mediante el Acuerdo CREE-104, la CREE aprobó el Costo Base de Generación, correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora, previsto para cada trimestre del año 2021.

De acuerdo con los cálculos realizados por el Operador del Sistema, el costo medio de generación previsto por trimestre (de 2021) es 116.12 USD/MWh para el primer trimestre, 107.25 USD/MWh para el segundo trimestre, 106.87 USD/MWh para el tercer trimestre y 110.04 USD/MWh para el cuarto trimestre. Los costos antes indicados fueron

calculados considerando el informe de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) presentando por el Operador del Sistema en diciembre 2021¹.

En el mes de mayo del presente año, la Gerencia de Operación del Sistema del Operador del Sistema realizó una actualización a la POLP², debido a que en las primeras 16 semanas del 2021 la demanda y los costos variables térmicos previstos en diciembre presentaron diferencias significativas con respecto a los reales.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable del costo marginal promedio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la demanda de energía eléctrica. 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 presentaron una tendencia al alza en los meses de enero a agosto de 2021. Asimismo, al comparar en valores porcentuales el promedio de los precios reales de combustible de los meses de enero a agosto de 2021 respecto a los previstos, se observa un aumento de 52.4% para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3% de azufre, y para el Diésel se observa un aumento de 33.6%. Por otro lado, para propósitos de liquidación es importante indicar que para pagar la energía comprada por medio de un contrato de generación térmica en un mes determinado se utiliza el precio promedio mensual del combustible correspondiente en el mes inmediatamente anterior.

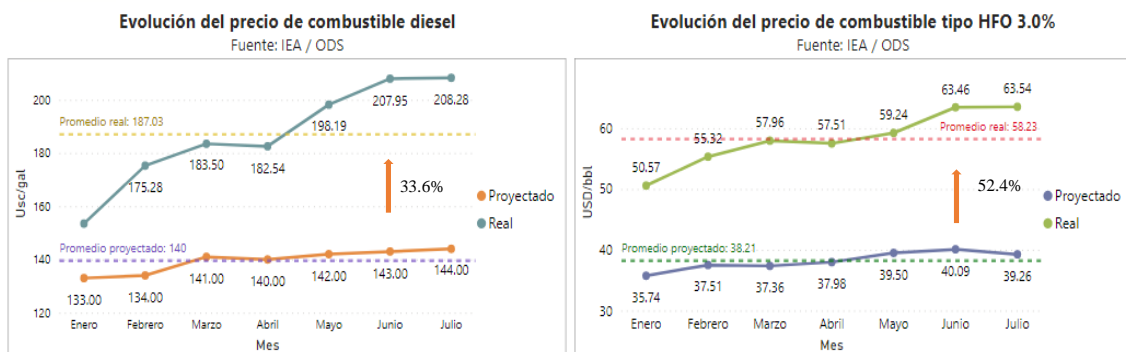


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a abril de 2021

¹ <https://ods.org.hn/index.php/informes/plan-de-generacion-2020/plan-de-generacion-2020-inicial>

² <https://ods.org.hn/index.php/informes/plan-de-generacion-2021-actu/plan-de-generacion-2021-mayo>

2.1.2. Costo marginal promedio

En la Fig. 2 se observa que los costos marginales reales del SIN presentan una tendencia al alza desde el inicio del presente año; situación debida al incremento de los precios internacionales de los combustibles, los cuales afectan los costos variables térmicos y estos a su vez a los precios nodales del sistema. Por otra parte, se observa que en términos relativos los costos marginales promedio reales son un 49.28% mayores respecto a los previstos por el Operador del Sistema en el informe de Costo Base de Generación 2021.

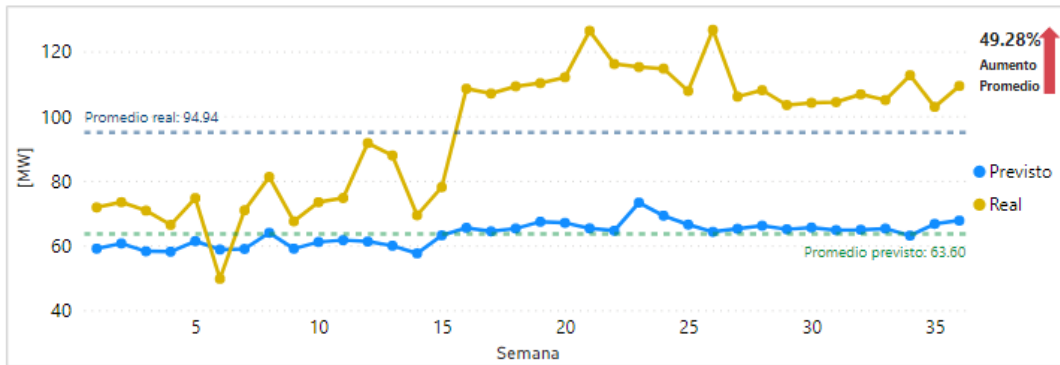


Fig. 2: Comparativo costos marginales promedios semanales año 2021

2.1.3. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía prevista y real mensual correspondiente a los meses de enero a agosto 2021. Se observa que en la mayoría de los meses la demanda de energía real es mayor que la prevista, asimismo se observa que la diferencia entre la demanda real total (enero-agosto) y la prevista da como resultado 471.42 GWh, lo que en términos relativos significa un aumento en la demanda de energía de 4.3% respecto a la prevista.

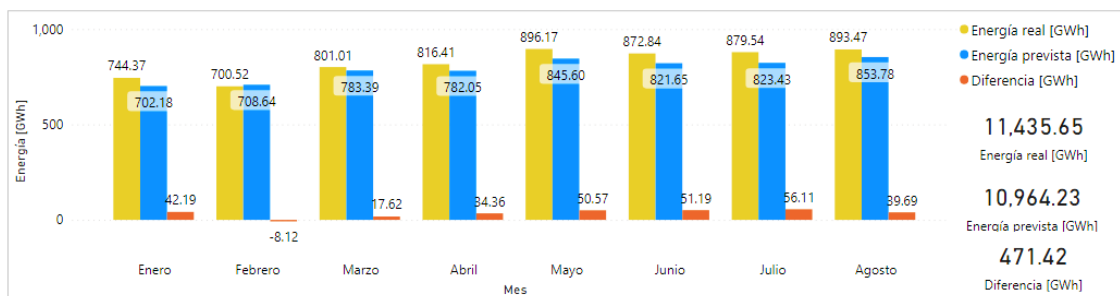


Fig. 3: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

Por otro lado, si bien es cierto que las variables presentan diferencias significativas con respecto a las previstas por el Operador del Sistema en diciembre de 2020 y que debido a ello la POLP se actualizó, el Costo Base de Generación 2021 que presentó el Operador del Sistema no se modifica a pesar de que en este también se prevén diferencias significativas entre los costos de generación reales y previstos (con tendencia al alza). Con el objetivo de reflejar los costos reales de generación, la LGIE establece que se deben

realizar ajustes en el Costo Base de Generación previsto para cada mes. Seguidamente se presentan los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE y los ajustes que se deben realizar en el Costo Base de Generación previsto del cuarto ajuste tarifario para que estos reflejen los costos reales de generación.

2.2. Costos de generación reales

Con el fin de reflejar los costos de generación reales, el RTP 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 envía a la CREE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad) y el costo de potencia firme (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 y su diferencia con el costo base previsto. 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 con la siguiente fórmula:

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

Donde:

P_p es el precio de generación para el período de ajuste p , [USD/MWh]

PP_p es el precio de generación previsto para el período de ajuste p , [USD/MWh]

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

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

EP_p es la energía prevista para el período ajuste p , [MWh]

OA_p Otros ajustes solicitados por Operador del Sistema y aprobados por la CREE para el período de ajuste p , [USD]

En las secciones siguientes se detallan cada una de elementos que componen la ecuación anterior.

2.3. 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 p 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 $p-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $p-1$).

Para este tercer ajuste tarifario del año 2021, el Operador del Sistema determinó los costos de generación reales para los meses de marzo a mayo.

En función de lo anterior, el Operador del Sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE en los meses de junio a agosto de 2021³. La Tabla 1 muestra de manera detallada dichos costos. Se observa que el costo medio de generación real por mes es de 128.52 USD/MWh en el mes de junio, 130.45 USD/MWh en el mes de julio y 129.12 USD/MWh en el mes de agosto.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto por mes fue de 107.25 USD/MWh en el mes de junio y 106.87 USD/MWh en los meses de julio y agosto de 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 y en el acumulado de junio a agosto.

Tabla 1: Costos reales de generación junio -agosto de 2021 (Datos: ODS)

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	324.8983627	7,030,731.83	34,812,226.85	41,842,958.68	128.79
	Hidroeléctrica	73.92547562	1,164,737.59	8,371,677.53	9,536,415.12	129.00
	Biomasa	32.22437453	132,596.04	4,705,515.59	4,838,111.63	150.14
	Eólica	33.97409757	760,379.75	4,741,636.12	5,502,015.87	161.95
	Solar Fotovoltaica	89.67453673	1,110,967.87	11,826,938.49	12,937,906.36	144.28
	Geotérmica	24.30888174	270,848.18	2,609,616.16	2,880,464.34	118.49
	MER	9.1008	104,452.82	956,515.68	1,060,968.51	116.58
	Total Contratos	588.1065289	10,574,714.09	68,024,126.42	78,598,840.50	133.65
Oportunidad	Térmica	20.2448997	1,379,229.59	2,872,980.61	4,252,210.20	210.04
	Hidroeléctrica	250.4593497	1,794,854.28	25,910,123.78	27,704,978.06	110.62
	Biomasa	0.05206805	0	0	0	
	MER	13.864429	0	1,610,735.04	1,610,735.04	116.18
	Geotérmica	0.113052215	0	13,472.97	13,472.97	119.17
	Total M. de Oportunidad	284.7337987	3,174,083.87	30,407,312.40	33,581,396.27	117.94
Total junio		872.8403276	13,748,797.96	98,431,438.82	112,180,236.77	128.52
Contratos	Térmica	262.4216565	7,154,786.15	29,242,989.21	36,397,775.36	138.70
	Hidroeléctrica	83.76220671	886,083.75	9,545,875.80	10,431,959.55	124.54
	Biomasa	36.90400669	195,082.21	5,380,822.11	5,575,904.31	151.09
	Eólica	79.69014134	976,502.69	10,934,993.87	11,911,496.56	149.47
	Solar Fotovoltaica	86.5442654	1,037,600.60	11,462,307.11	12,499,907.71	144.43
	Geotérmica	25.03264782	264,886.20	2,696,233.77	2,961,119.97	118.29
	MER	13.5504	156,178.30	1,429,007.47	1,585,185.78	116.98
	Total Contratos	587.9053245	10,671,119.89	70,692,229.35	81,363,349.24	138.40

³ Expedientes LT-07-2021, LT-08-2021 y LT-09-2021

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Oportunidad	Térmica	22.28991921	1,879,234.19	2,492,024.23	4,371,258.42	196.11
	Hidroeléctrica	261.4695249	1,798,999.44	26,343,227.63	28,142,227.07	107.63
	Biomasa	0.331782494	0	0	0	
	MER	7.368913	0	843,478.20	843,478.20	114.46
	Geotérmica	0.174954344	0	16,114.00	16,114.00	92.10
	Total M. de Oportunidad	291.6350939	3,678,233.63	29,694,844.06	33,373,077.69	114.43
Total julio		879.5404184	14,349,353.53	100,387,073.40	114,736,426.93	130.45
Contratos	Térmica	275.569653	7,083,850.97	30,072,269.79	37,156,120.77	134.83
	Hidroeléctrica	102.2576309	1,335,671.22	11,612,873.56	12,948,544.77	126.63
	Biomasa	34.19349301	157,206.34	4,993,506.26	5,150,712.60	150.63
	Eólica	46.87659288	785,863.77	6,444,097.69	7,229,961.46	154.23
	Solar Fotovoltaica	85.9516136	1,030,495.15	11,386,878.51	12,417,373.67	144.47
	Geotérmica	25.07155671	268,898.90	2,705,093.15	2,973,992.05	118.62
	MER	14.16514	156,941.49	1,496,474.83	1,653,416.32	116.72
	Total Contratos	584.0856801	10,818,927.84	68,711,193.80	79,530,121.63	136.16
Oportunidad	Térmica	29.81379177	1,965,407.02	3,525,575.82	5,490,982.84	184.18
	Hidroeléctrica	271.3220018	1,798,999.44	27,705,753.29	29,504,752.73	108.74
	Biomasa	0.30269844	0	0	0	
	MER	7.656099	0	815,350.28	815,350.28	106.50
	Geotérmica	0.292715417	0	26,416.67	26,416.67	90.25
	Total M. de Oportunidad	309.3873064	3,764,406.46	32,073,096.06	35,837,502.52	115.83
Total agosto		893.4729865	14,583,334.30	100,784,289.86	115,367,624.16	129.12
Total junio-agosto 2021		2,645.85	42,681,485.78	299,602,802.08	342,284,287.86	129.37

2.4. Cálculo del diferencial

En la Tabla 2 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE y la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos y la diferencia acumulada para los meses de junio a agosto 2021. 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 59,196,485.69 el cual debe ser sumado al Costo Base de Generación previsto contemplado para el cuarto trimestre del año 2021.

Tabla 2: Costos de energía y potencia previstos y reales Jun-Ago 2021 (Datos: ODS)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo	98,431,439	13,748,798	78,150,655	15,463,564	20,280,784	-1,714,766	18,566,018.45
Abril	100,387,073	14,349,354	78,655,001	15,337,337	21,732,072	-987,983	20,744,088.94
Mayo	100,784,290	14,583,334	79,900,954	15,580,291	20,883,335	-996,957	19,886,378.30
Total	299,602,802	42,681,486	236,706,610	46,381,192	62,896,192	-3,699,706	59,196,485.69

2.5. Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre de 2021

Tal como se mencionó en la sección 2, el costo medio de generación previsto para el cuarto trimestre de 2021 es de 110.04 USD/MWh. La Tabla 3 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: 2,270.080 GWh de generación total de energía eléctrica, la cual fue distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,011.65 GWh (40.57%), térmica con 835.62 GWh (36.87%), solar fotovoltaica 280.58 GWh (12.36%), biomasa 58.57 GWh (2.58%), eólica 189.55 GWh (8.35%) y geotérmica 80.81 GWh (3.56%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 52.21 GWh, que representará el 2.30% del total de generación prevista en el cuarto trimestre.
- Déficit de energía eléctrica: 0.00 GWh.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 39.40 USD/bbl para el HFO 3.0% y 149.00 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 65.15 USD/MWh.

Tabla 3: Costos de generación previstos para el cuarto trimestre 2021 (Datos: ODS)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo de Energía [USD]	Costo Base de Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	744,889.18	19,959,549.59	52,899,017.82	72,858,567.41	97.81
	Hidroeléctrica	254,849.74	3,300,345.47	28,782,299.05	32,082,644.52	125.89
	Biomasa	57,256.05	2,307,472.78	8,198,833.25	10,506,306.03	183.50
	Eólica	189,592.80	2,430,846.62	25,723,449.61	28,154,296.23	148.50
	Solar Fotovoltaica	280,551.37	3,402,043.65	37,407,202.66	40,809,246.31	145.46
	Geotérmica	80,843.71	887,900.82	8,649,601.69	9,537,502.51	117.97
	Total	1,607,982.84	32,288,158.93	161,660,404.08	193,948,563.01	120.62
Oportunidad	Térmica	27,821.36	7,088,223.60	2,172,693.71	9,260,917.31	332.87
	Hidroeléctrica	580,691.83	5,413,578.96	37,056,436.82	42,470,015.78	73.14
	Biomasa	1,425.34	211,403.16	173,962.07	385,365.23	270.37
	MER	52,159.10		3,734,905.79	3,734,905.79	71.61
	Total	662,097.63	12,713,205.72	43,137,998.39	55,851,204.11	84.35
Total Octubre-diciembre 2021		2,270,080.47	45,001,364.65	204,798,402.47	249,799,767.12	110.04

2.6. Costo base de generación a utilizar en el cálculo del pliego tarifario del cuarto trimestre de 2021 (ajustado)

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de energía es de 117.92 USD/MWh, el costo medio de la potencia es de 18.19 USD/MWh y el costo medio de generación es de 136.1169 USD/MWh. En la Tabla 4 se muestra de manera detallada el cálculo de dichos costos.

Tabla 4: Costo medio total de generación cuarto trimestre 2021 (Datos: ODS)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo de Energía [USD]	Costo Base de Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	744,889.18	19,959,549.59	52,899,017.82	72,858,567.41	97.81
	Hidroeléctrica	254,849.74	3,300,345.47	28,782,299.05	32,082,644.52	125.89
	Biomasa	57,256.05	2,307,472.78	8,198,833.25	10,506,306.03	183.50
	Eólica	189,592.80	2,430,846.62	25,723,449.61	28,154,296.23	148.50
	Solar Fotovoltaica	280,551.37	3,402,043.65	37,407,202.66	40,809,246.31	145.46
	Geotérmica	80,843.71	887,900.82	8,649,601.69	9,537,502.51	117.97
	Total	1,607,982.84	32,288,158.93	161,660,404.08	193,948,563.01	120.62
Oportunidad	Térmica	27,821.36	7,088,223.60	2,172,693.71	9,260,917.31	332.87
	Hidroeléctrica	580,691.83	5,413,578.96	37,056,436.82	42,470,015.78	73.14
	Biomasa	1,425.34	211,403.16	173,962.07	385,365.23	270.37
	MER	52,159.10		3,734,905.79	3,734,905.79	71.61
	Total	662,097.63	12,713,205.72	43,137,998.39	55,851,204.11	84.35
Total Octubre-diciembre 2021		2,270,080.47	45,001,364.65	204,798,402.47	249,799,767.12	110.04
Diferencial Junio-agosto 2021			-3,699,705.99	62,896,191.68	59,196,485.69	
Otros ajustes						
Ajuste Octubre-diciembre 2021		2,270,080.47	41,301,658.66	267,694,594.15	308,996,252.81	136.1169

4. Ajuste al costo por operación del sistema

La LGIE establece que el ODS deberá presentar a la CREE para su aprobación, un informe detallado sobre la remuneración que requiera por sus servicios, dicha remuneración deberá recaer sobre los usuarios por medio de tarifas. En el mes de marzo de 2021, el ODS presentó un informe a la CREE, esta lo revisó y aprobó un presupuesto por un monto de L 192,328,845.55, sin embargo, el 22 de julio el ODS solicitó una modificación al presupuesto inicialmente aprobado, el 22 de agosto la CREE aprobó dicha modificación mediante la Resolución CREE-44-2021. La modificación al presupuesto operativo anual 2021 que aprobó la CREE establece que ahora el costo anual asciende a L 187,557,606.75, que representa una reducción de 2.48% respecto al presupuesto aprobado por la CREE en marzo de 2021, es decir, una reducción de L 4,771.239, que debe verse reflejada en los meses octubre noviembre y diciembre de 2021.

5. 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 24.25 Lempiras por dólar, el cual fue determinado al día 29 de agosto de 2021. Con respecto al ajuste anterior el tipo de cambio aumento un 0.83%. La Fig. 4 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.

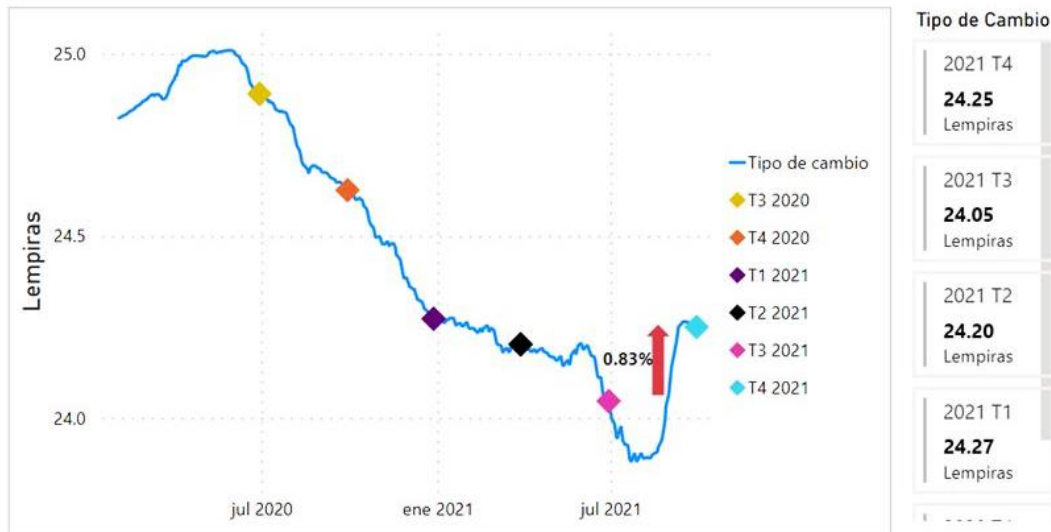


Fig. 4: Variabilidad del tipo de cambio del dólar de los EE. UU. y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario octubre-diciembre 2021 (Datos: BCH)

6. Tarifa aplicar a los Usuarios finales 4to ajuste 2021

Una vez definido el ajuste del Costo Base de Generación y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se procedió a calcular 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 desarrolla lo que establece el RTP), en el cual se ingresaran como variables de entrada (ver anexos):

- el tipo de cambio: todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de transmisión y distribución) son convertidos a lempiras;
- los costos de energía y potencia: estos son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el RTP e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos estos costos ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 10.62 % respecto a la tarifa promedio vigente, la cual pasa de 4.4556 L/kWh a 4.9287 L/kWh.

Con el fin de evaluar el impacto que generaron cada una de estas variables en el cálculo de la estructura tarifaria, la Fig. 5 muestra la contribución de cada una de ellas en el cálculo de la tarifa promedio. Se observa que la variable que más incidió en este nuevo ajuste es la variable de costo de generación con 0.4326 L/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con 0.0407 L/kWh y por último el cargo del ODS con -0.0002 L/kWh.

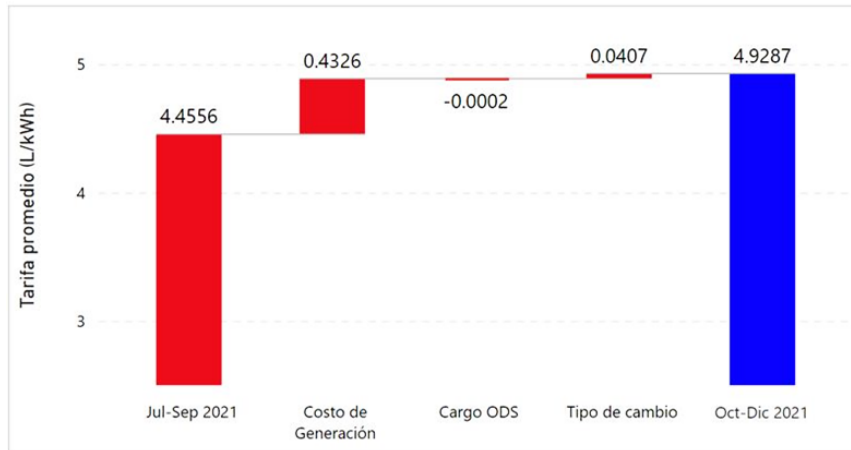


Fig. 5: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide en cuatro componentes, generación, transmisión, distribución y comercialización, cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor total de la tarifa promedio. La Fig. 6 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 Operador del Sistema y del MER, la suma de estos cargos representa 0.67% de la tarifa promedio.

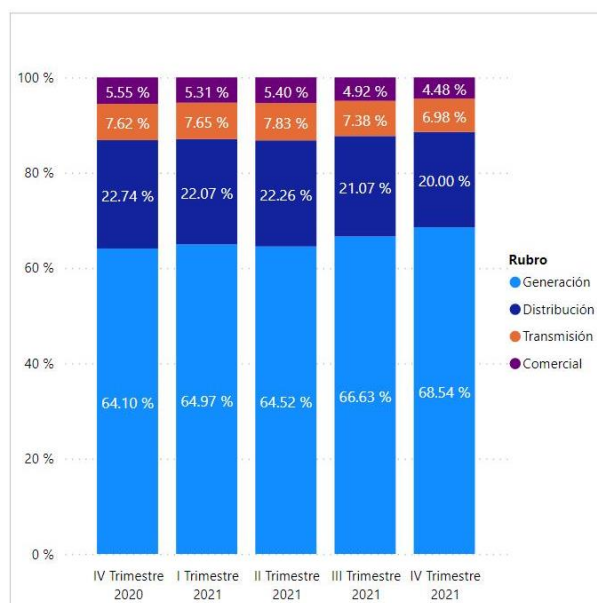


Fig. 6: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 5 el pliego tarifario que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los Usuarios finales. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 5: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente de octubre a diciembre de 2021

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[L/Abon. -m]		[L/kWh]		[L/kW mes]	
	Jul-Sep 2021	Oct-Dic 2021	Jul-Sep 2021	Oct-Dic 2021	Jul-Sep 2021	Oct-Dic 2021
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.09	56.34	3.6812	4.0814		
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.09	56.34				
Primeros 50 kWh/mes			3.6812	4.0814		
Siguientes kWh/mes			4.7902	4.0814		
Baja Tensión	56.09	56.34	4.8105	5.3110		
Alumbrado Público	61.89	62.41	3.7429	4.1708		
Media Tensión	2,404.63	2,424.99	2.9996	3.4333	302.83	305.3964
Alta Tensión	6,011.58	6,062.48	2.8166	3.2344	261.43	263.6435

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 6 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 12.49%.

Tabla 6: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(Jul-sep – Oct-dic 2021)

Servicio:	Tarifa Promedio* [L/kWh]		Ajuste	
	Jul-sep 2021	Oct-dic 2021	[L/kWh]	[%]
Residencial	4.855	5.3391	0.4841	9.9703%
Baja Tensión	4.8622	5.3746	0.5124	10.5387%
Media Tensión	3.7863	4.2266	0.4403	11.6289%
Alta Tensión	3.3836	3.8063	0.4227	12.4918%

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

6. Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizado los resultados de los costos de energía y potencia de la ENEE y el tipo de cambio del dólar de los Estados Unidos de América, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

6.1. Conclusiones

- El Costo Base de Generación aprobado mediante el Acuerdo CREE-104 prevé que, para el cuarto trimestre de 2021, el costo de generación medio será de 110.04 USD/MWh y la energía proyectada será 2,270.080 GWh de generación total de energía eléctrica, la cual fue distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,011.65 GWh (40.57%), térmica con 835.62 GWh (36.87%), solar fotovoltaica 280.58 GWh (12.36%), biomasa 58.57 GWh (2.58%), eólica 189.55 GWh (8.35%) y geotérmica 80.81 GWh (3.56%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 52.21 GWh, que representará el 2.30% del total de generación prevista en el cuarto trimestre.
- La diferencia total entre el costo de generación real y el previsto entre los meses de junio a agosto de 2021 fue mayor que el costo proyectado, causando un déficit con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE por un monto de USD 59,196,485.69, monto que debe ser pagados por los usuarios por medio de un ajuste a los ingresos requeridos para la compra de energía por la ENEE para el trimestre de octubre a diciembre de 2021, lo que resulta en un costo base de generación ajustado equivalente de 136.12 USD/MWh para ese trimestre.
- La actualización en los costos de energía y potencia da como resultado un aumento en el costo de generación que forma parte de los costos de la estructura tarifaria, el cual pasó de un valor medio en el trimestre anterior de 120.84 USD/MWh a un valor medio de 136.12 USD/MWh, lo que en términos relativos significa un aumento del 12.66%.
- La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica aprobó la modificación al presupuesto del Operador del Sistema del año 2021, la cual fue aprobada mediante la Resolución CREE 44-2021. Dicha modificación establece que el presupuesto anual será de L 187,557,606.75, que representa una reducción de 2.48% respecto al presupuesto aprobado por la CREE en marzo de 2021, es decir, una reducción de L 4,771.239, que debe verse reflejada en los meses octubre noviembre y diciembre de 2021
- Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.25 lempiras por dólar, el cual es menor al tipo de cambio de 24.05 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- El resultado de las variaciones de los factores que intervienen en la formación del cálculo tarifario, como ser los costos previstos de generación, la diferencia entre los costos de generación reales y previstos, la modificación del presupuesto del Operador

del Sistema y el tipo de cambio, da como resultado un aumento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.46 L/kWh que fuera aplicada en el trimestre anterior a un valor de 4.93 L/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento global del 10.62%.

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 octubre de 2021.

Tabla 7: Estructura tarifaria ENEE de Oct-Dic 2021

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.34		4.0814
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.34		
Primeros 50 kWh/mes			4.0814
Siguientes kWh/mes			5.3110
Servicio General en Baja Tensión	56.34		5.3227
Servicio en Media Tensión	2,424.99	305.3964	3.4333
Servicio en Alta Tensión	6,062.48	263.6435	3.2344

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	62.41	4.1708

Encargada de la Unidad de Tarifas

Anexos:

A. Datos por introducir en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada

Generales

Día	Definición de Bloques Horarios								
	Periodo de Punta			Periodo Intermedio			Periodo de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin
Laborable	10	11 19	16 22	9	6 17 23	10 18 24	5	1	5
Sábado	2	13 20	13 20	16	7 14 21	12 19 24	6	1	6
Domingo y Feriado	0			8	12 18	13 23	16	1 24	11 17 24

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	24.2023

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	dic-20

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribución:

Hora 1	11
--------	----

- Cargo por la operación

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	
Número de Años Inversión del Operador del Sistema	10
Número de Años Hardware Operador del Sistema	5
Número de Años Mobiliario Operador del Sistema	10

Ajuste	
Ajuste Costo O&M	1 1.721
Cargo del MER	2,266.2841

Operación del Sistema y Cargo del MER

No.	Institución	Año de inicio	Costos de Inversión Miles de USD\$				Valor del Terreno Miles USD\$	O&M Miles USD\$	O&M Ajustado Miles USD\$	Anualidades Miles USD\$					Valor Presente
			Hardware & Software	Mobiliario, Capacitación	Otros Costos	Total				1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	
1	Operador del Sistema	2016	98.81	171.79		270.60	8,221.88	8,221.88	8,276.84	8,276.84	8,276.84	8,276.84	8,276.84	30,979.06	

- Costos de generación (costo de capacidad y costos marginales)

Variables de Entrada Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario	
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 11kW 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%.	
Supuestos			
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instala	676		
Costo O&M \$/kw año	7.04		
Años Vida útil de Turbina	20		
Factor con reducción de capacidad	95%		
Paros Forzados	2%		
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1		
Cálculos:			
FRC Turbina de Gas	0.12		
Anualidad	82.129447		
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447		
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$			
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales

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	121.85	132.85	118.22	96.98	
Intermedio	99.58	105.82	96.50	88.45	
Valle	75.30	78.62	74.67	71.66	

142.14 120.82

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

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	Potencia	Energía	Energía	Energía	Monómico	Costo promedio	Cargo Fijo	Potencia	Energía	Energía	Monómico	
	L/abnd-m	L/kv-m	Punta L/kv/h	Intermedio L/kv/h	Valle L/kv/h	(Potencia y Energía)* L/kv/h	L/kv/h	L/abnd-m	L/kv-m	Punta L/kv/h	Intermedio L/kv/h	Valle L/kv/h	(Potencia y Energía)* L/kv/h
Servicio Residencial	56.3389	199.4477	4.6134	3.6859	2.5519	4.9174	7.1645	56.3389	165.5416	3.8291	3.0427	2.1181	4.0814
> 50 kWh/mes	56.3389	199.4477	4.6134	3.6859	2.5519	4.9174	5.2340	56.3389	215.4107	4.9827	3.9593	2.7561	5.3110
< 50 kWh/mes	56.3389	243.2146	4.7299	3.7585	2.6163	5.3227	5.3711	56.3389	243.2146	4.7299	3.7585	2.6163	5.3227
Servicio General en BT	62.4112	323.2335	4.4506	3.5365	2.4618	4.1708	5.3118	62.4112	323.2335	4.4506	3.5365	2.4618	4.1708
Alumbrado Público	2,424.9900	305.3964	4.1951	3.3629	2.3628	3.4333	4.2268	2,424.9900	305.3964	4.1951	3.3629	2.3628	3.4333
Servicio Industrial en MT	6,062.4750	263.6435	3.9780	3.1646	2.2722	3.2344	3.8063	6,062.4750	263.6435	3.9780	3.1646	2.2722	3.2344
Servicio Industrial en AT													
Precio Monómico de Medio y Alta Tensión en la correspondencia a Energía.													
Promedio Global 4.928731734													
4.016934140													
PLIEGO TARIFARIO													
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria				Diferencia					
	Cargo Fijo L/aband-m	Precio de la Energía L/kv-mes	Precio de la Energía L/kv/h	Cargo Fijo L/aband-m	Precio de la Energía L/kv-mes	Punta L/kv/h	Intermedio L/kv/h		Valle L/kv/h				
Servicio Residencial													
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.34		4.0814										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.34		4.0814	56.3389	215.4107	4.9827	3.9593	2.7561					
Primeros 50 kWh/mes			4.0814										
Siguientes kWh/mes			5.3110										
Servicio General en Baja Tensión	56.34		5.3227	56.3389	243.2146	4.7299	3.7585	2.6163					
Alumbrado Público*	62.41		4.1708										
Servicio en Media Tensión	2,424.99	305.3964	3.4333	2,424.9900	305.3964	4.1951	3.3629	2.3628					
Servicio en Alta Tensión	6,062.48	263.6435	3.2344	6,062.4750	263.6435	3.9780	3.1646	2.2722					

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