



Gobierno de la
República de Honduras



Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

Junio
2021

Informe de Ajuste Tarifario Tercer Trimestre 2021

Ajuste del Costo Base de Generación

2021



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Tercer Trimestre 2021

**Ajuste del Costo Base de Generación
julio-septiembre 2021**

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

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, junio 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. Cálculo de otros ajustes.....	13
2.6. Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre de 2021	13
2.7. Costo base de generación a utilizar en el cálculo del pliego tarifario del tercer trimestre de 2021 (ajustado).....	14
4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 3er ajuste 2021	15
4.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	16
4.2. Pliego tarifario.....	17
5. Conclusiones y recomendaciones.....	18
Anexos:.....	20

Índice de Tablas y Figuras

Tablas

Tabla 1: Costos reales de generación marzo -mayo de 2021 (Datos: ODS)	11
Tabla 2: Costos de energía y potencia previstos y reales Mar-May 2021 (Datos: ODS)	12
Tabla 3: Costos de generación previstos para el tercer trimestre 2021 (Datos: ODS) ...	13
Tabla 4: Costo medio total de generación tercer trimestre 2021 (Datos: ODS).....	14
Tabla 5: Pliego tarifario para usuarios de la ENEE vigente de julio a septiembre de 2021	17
Tabla 6: Comparación entre ajustes de tarifas promedio	18
Tabla 7: Pliego tarifario ENEE de Jul-Sep 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: Variabilidad del tipo de cambio del dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario julio-sept. 2021 (Datos: BCH)	15
Fig. 4: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio	16
Fig. 5: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE).....	17

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 del mes de julio 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 julio. 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 3er 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.

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

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 y la variable del costo marginal promedio 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 presentaron una tendencia al alza en los meses de enero a abril de 2021. Asimismo, al comparar en valores porcentuales el promedio de los precios reales de combustible de los meses de enero a abril de 2021 respecto a los previstos, se observa un aumento de 48.97% 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 26.79%. 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.

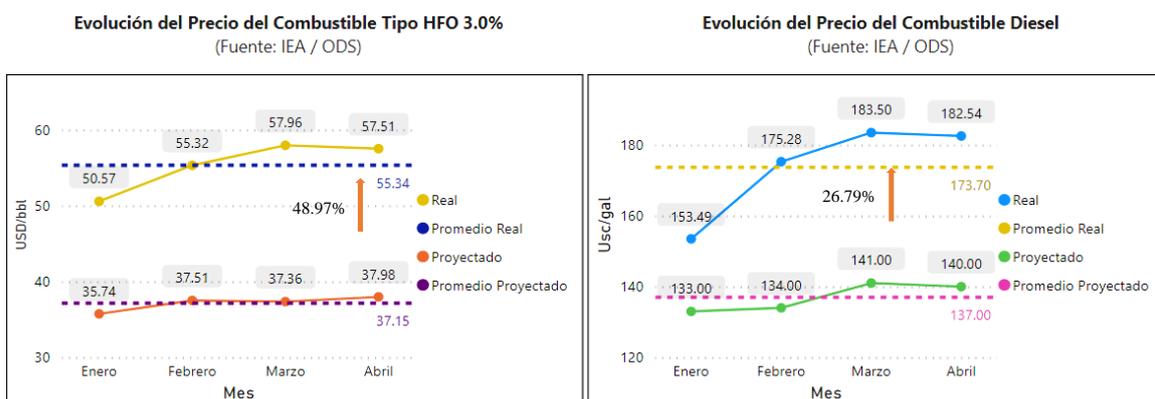


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a abril de 2021

2.1.2. Costo marginal promedio

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

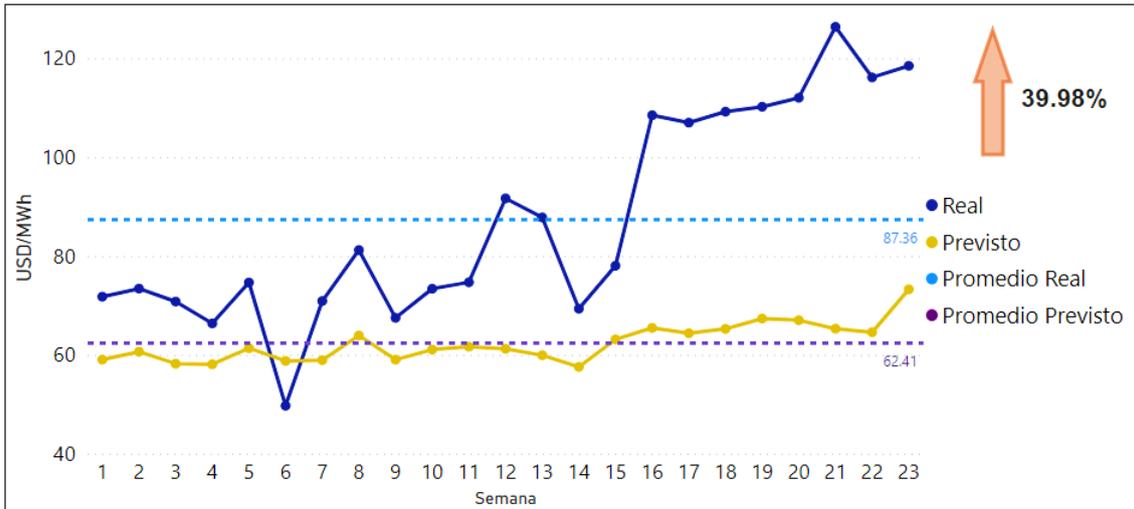


Fig. 2 se observa que los costos marginales reales del SIN presentan una tendencia al alza desde el inicio del presente año; situación debida al incremento de los precios internacionales de los combustibles, los cuales afectan los costos variables térmicos y estos a su vez a los precios nodales del sistema. Por otra parte, se observa que en términos relativos los costos marginales promedio reales son un 39.98% mayores respecto a los previstos por el Operador del Sistema en el informe de Costo Base de Generación 2021.

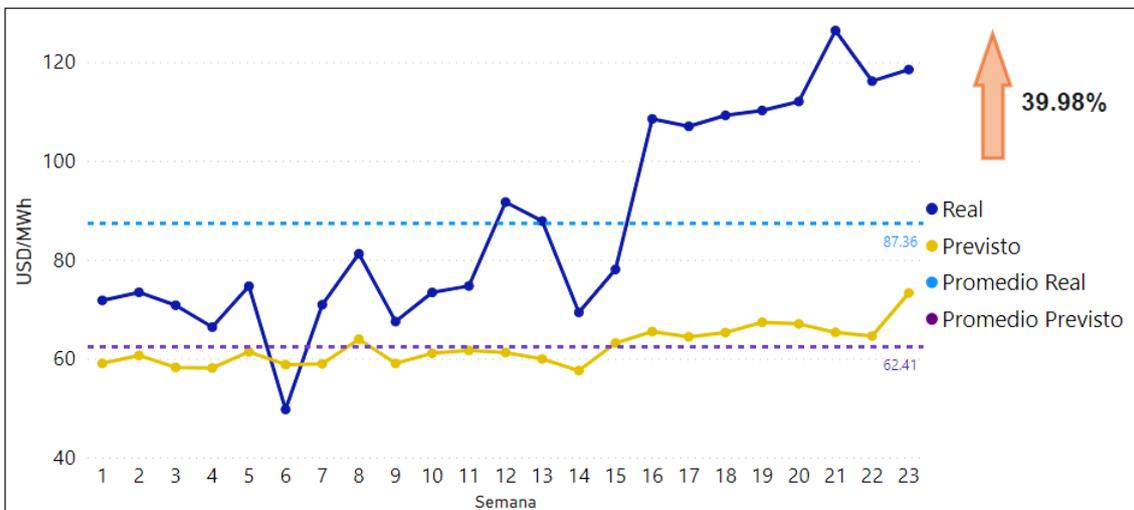


Fig. 2: Comparativo costos marginales promedios semanales año 2021

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 tercer 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.

Con base en 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 marzo a mayo de 2021³. La Tabla 1 muestra de manera detallada dichos costos. Se observa que el costo medio de generación real por mes es de 120.00 USD/MWh en el mes de marzo, 123.50 USD/MWh en el mes de abril y 127.61 USD/MWh en el mes de mayo.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto por mes fue de 116.12 USD/MWh en el mes de marzo y 107.25 USD/MWh en los meses de abril y mayo 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 marzo a mayo.

Tabla 1: Costos reales de generación marzo -mayo 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	201.77	8,354,475.85	19,058,641.41	27,413,117.27	135.87
	Hidroeléctrica	82.34	1,038,623.71	9,292,906.78	10,331,530.49	125.48
	Biomasa	44.29	326,005.71	5,650,125.85	5,976,131.56	134.93
	Eólica	85.62	1,004,744.67	11,726,891.11	12,731,635.78	148.70
	Solar Fotovoltaica	95.28	1,142,287.68	12,539,572.24	13,681,859.93	143.60
	Geotérmica	25.15	268,631.03	2,677,681.26	2,946,312.29	117.15
	MER	4.35	49,474.06	452,919.33	502,393.39	115.61
	Total Contratos	538.79	12,184,242.72	61,398,737.99	73,582,980.70	136.57
Oportunidad	Térmica	6.15	414,544.02	596,875.49	1,011,419.51	164.42
	Hidroeléctrica	251.09	1,794,854.28	19,260,713.80	21,055,568.08	83.86
	Biomasa	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	4.19	0.00	417,492.02	417,492.02	99.69
	Geotérmica	0.74	0.00	53,218.96	53,218.96	71.54
	Total M. de Oportunidad	262.21	2,209,398.30	20,328,300.27	22,537,698.57	85.95
	Total marzo	801.01	14,393,641.02	81,727,038.26	96,120,679.27	120.00
Contratos	Térmica	268.48	8,380,027.43	27,085,322.22	35,465,349.65	132.10
	Hidroeléctrica	76.39	1,034,186.16	8,629,377.85	9,663,564.01	126.50
	Biomasa	38.04	282,228.68	5,510,318.31	5,792,546.99	152.27
	Eólica	45.62	780,886.20	6,256,976.95	7,037,863.15	154.29
	Solar Fotovoltaica	91.51	1,133,737.59	12,043,148.36	13,176,885.95	143.99
	Geotérmica	24.35	265,344.71	2,599,297.57	2,864,642.28	117.63
	MER	2.60	29,619.65	271,620.12	301,239.77	115.90
	Total Contratos	547.00	11,906,030.42	62,396,061.38	74,302,091.80	135.84
Oportunidad	Térmica	6.20	323,823.32	721,461.34	1,045,284.66	168.65

³ Expedientes LT-04-2021, LT-05-2021 y LT-06-2021

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Hidroeléctrica	249.17	1,794,854.28	22,340,123.45	24,134,977.73	96.86
	Biomasa	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	13.87	0.00	1,329,542.98	1,329,542.98	95.86
	Geotérmica	0.11	0.00	10,293.99	10,293.99	91.90
	Total M. de Oportunidad	269.41	2,118,677.60	24,401,421.76	26,520,099.36	98.44
Total abril		816.41	14,024,708.01	86,797,483.14	100,822,191.15	123.50
Contratos	Térmica	320.06	7,635,144.66	33,241,093.48	40,876,238.14	127.71
	Hidroeléctrica	64.77	984,781.18	7,279,757.70	8,264,538.88	127.59
	Biomasa	39.00	195,696.03	5,684,249.30	5,879,945.33	150.76
	Eólica	58.47	877,195.59	8,065,187.01	8,942,382.60	152.94
	Solar Fotovoltaica	87.33	1,046,988.29	11,488,372.87	12,535,361.16	143.54
	Geotérmica	25.24	268,433.96	2,702,061.31	2,970,495.27	117.68
	MER	4.40	48,744.30	461,577.81	510,322.11	115.86
	Total Contratos	599.28	11,056,984.00	68,922,299.48	79,979,283.48	133.46
Oportunidad	Térmica	15.92	859,694.99	2,277,312.72	3,137,007.71	197.10
	Hidroeléctrica	263.38	1,794,854.28	27,566,118.77	29,360,973.05	111.58
	Biomasa	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	17.40	0.00	1,865,379.80	1,865,379.80	107.19
	Geotérmica	0.10	0.00	13,700.53	13,700.53	132.48
	Total M. de Oportunidad	296.89	2,654,549.27	31,722,511.82	34,377,061.09	115.79
Total mayo		896.17	13,711,533.28	100,644,811.30	114,356,344.58	127.61
Total marzo-mayo 2021		2,513.59	42,129,882.31	269,169,332.70	311,299,215.01	123.85

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 marzo a mayo 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 34,607,846.47 el cual debe ser sumado al Costo Base de Generación previsto contemplado para el tercer trimestre del año 2021.

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

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo	81,727,038	14,393,641	76,228,229	16,784,795	5,498,809	-2,391,154	3,107,655.54
Abril	86,797,483	14,024,708	73,097,802	14,463,763	13,699,681	-439,055	13,260,626.29
Mayo	100,644,811	13,711,533	80,239,833	15,876,947	20,404,978	-2,165,413	18,239,564.63
Total	269,169,333	42,129,882	229,565,865	47,125,504	39,603,468	-4,995,622	34,607,846.47

2.5. Cálculo de otros ajustes

En el artículo 18, numeral 3 del RTP, 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 , los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para este último período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el Operador del Sistema y aprobados por la CREE.”

En función de lo anterior, el 30 de junio de 2021 el Operador del Sistema presentó ante la CREE un escrito mediante el cual solicitó la aprobación de un ajuste que asciende a USD 200,414.66 a favor de la ENEE.

El 30 de junio de 2021 las unidades técnicas y legales de la CREE emitieron un dictamen en el cual se recomendó aprobar el ajuste presentado por el Operador del Sistema e incorporar dicho ajuste en el tercer ajuste tarifario conforme con lo establecido en el artículo 18 numeral 3 del RTP.

2.6. Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre de 2021

Tal como se mencionó en la sección 2, el costo medio de generación previsto para el tercer trimestre de 2021 es de 106.87 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: 2,493.595 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 796.95 GWh (31.96%), solar fotovoltaica 281.78 GWh (11.30%), biomasa 97.00 GWh (3.89%), eólica 157.10 GWh (6.30%) y geotérmica 79.54 GWh (3.19%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 55.92 GWh, que representará el 2.79% del total de generación prevista en el tercer trimestre.
- Déficit de energía eléctrica: 0.00 GWh.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 39.11 USD/bbl para el HFO 3.0% y 146.33 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 66 USD/MWh.

Tabla 3: Costos de generación previstos para el tercer 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	752,366.41	19,988,617.91	56,648,480.23	76,637,098.14	101.86

	Hidroeléctrica	226,000.91	3,013,027.94	25,346,113.47	28,359,141.41	125.48
	Biomasa	92,619.05	1,048,499.43	13,459,841.12	14,508,340.55	156.65
	Eólica	157,172.47	2,433,524.83	21,579,249.97	24,012,774.80	152.78
	Solar Fotovoltaica	281,859.31	3,416,904.35	37,442,034.35	40,858,938.70	144.96
	Geotérmica	80,843.71	885,859.72	8,634,202.82	9,520,062.54	117.76
	Total	1,590,861.86	30,786,434.18	163,109,921.96	193,896,356.14	121.88
Oportunidad	Térmica	44,602.51	7,088,223.60	3,637,208.57	10,725,432.17	240.47
	Hidroeléctrica	785,666.32	5,396,998.32	49,063,997.49	54,460,995.81	69.32
	Biomasa	2,999.37	211,403.16	396,694.70	608,097.86	202.74
	MER	69,465.07		6,787,873.25	6,787,873.25	97.72
	Total	902,733.27	12,696,625.08	59,885,774.00	72,582,399.08	80.40
Total julio-septiembre 2021		2,493,595.13	43,483,059.26	222,995,695.97	266,478,755.22	106.87

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

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de energía es de 105.31 USD/MWh, el costo medio de la potencia es de 15.44 USD/MWh y el costo medio de generación es de 120.82 USD/MWh. En la Tabla 4 se muestra de manera detallada el cálculo de dichos costos.

Tabla 4: Costo medio total de generación tercer 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	752,366.41	19,988,617.91	56,648,480.23	76,637,098.14	101.86
	Hidroeléctrica	226,000.91	3,013,027.94	25,346,113.47	28,359,141.41	125.48
	Biomasa	92,619.05	1,048,499.43	13,459,841.12	14,508,340.55	156.65
	Eólica	157,172.47	2,433,524.83	21,579,249.97	24,012,774.80	152.78
	Solar Fotovoltaica	281,859.31	3,416,904.35	37,442,034.35	40,858,938.70	144.96
	Geotérmica	80,843.71	885,859.72	8,634,202.82	9,520,062.54	117.76
	Total	1,590,861.86	30,786,434.18	163,109,921.96	193,896,356.14	121.88
Oportunidad	Térmica	44,602.51	7,088,223.60	3,637,208.57	10,725,432.17	240.47
	Hidroeléctrica	785,666.32	5,396,998.32	49,063,997.49	54,460,995.81	69.32
	Biomasa	2,999.37	211,403.16	396,694.70	608,097.86	202.74
	MER	69,465.07		6,787,873.25	6,787,873.25	97.72
	Total	902,733.27	12,696,625.08	59,885,774.00	72,582,399.08	80.40
Total julio-septiembre 2021		2,493,595.13	43,483,059.26	222,995,695.96	266,478,755.22	106.87
Diferencial Mar-May 2021			-4,995,621.67	39,603,468.14	34,607,846.47	
Otros ajustes					200,414.66	

Ajuste julio-septiembre 2021	2,493,595.13	38,487,437.60	262,599,164.10	301,287,016.36	120.82
------------------------------	--------------	---------------	----------------	----------------	--------

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 24.05 Lempiras por dólar, el cual fue determinado al día 29 de junio de 2021. Con respecto al ajuste anterior el tipo de cambio disminuyó un 0.62%. La Fig. 3 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.

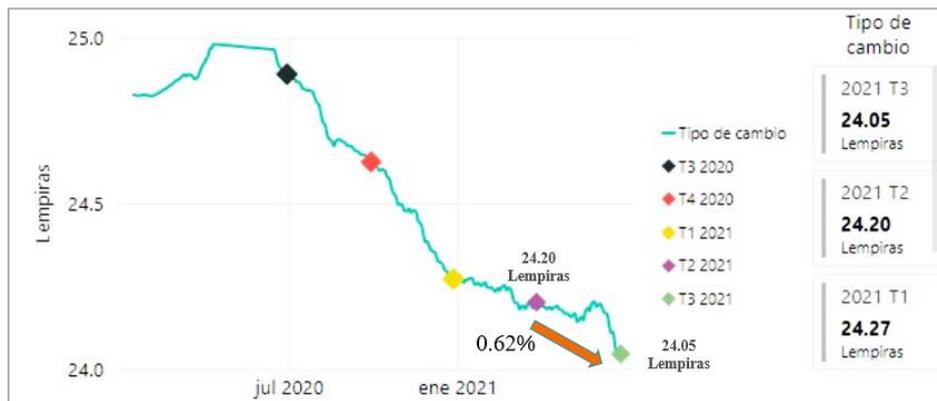


Fig. 3: Variabilidad del tipo de cambio del dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario julio-sept. 2021 (Datos: BCH)

4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 3er 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 el nuevo pliego 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 9.13 % respecto a la tarifa promedio vigente, la cual pasa de 4.0830 L/kWh a 4.4556 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. 4 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 0.3984 L/kWh, y que el impacto de la variación del tipo de cambio fue de -0.0258 L/kWh.

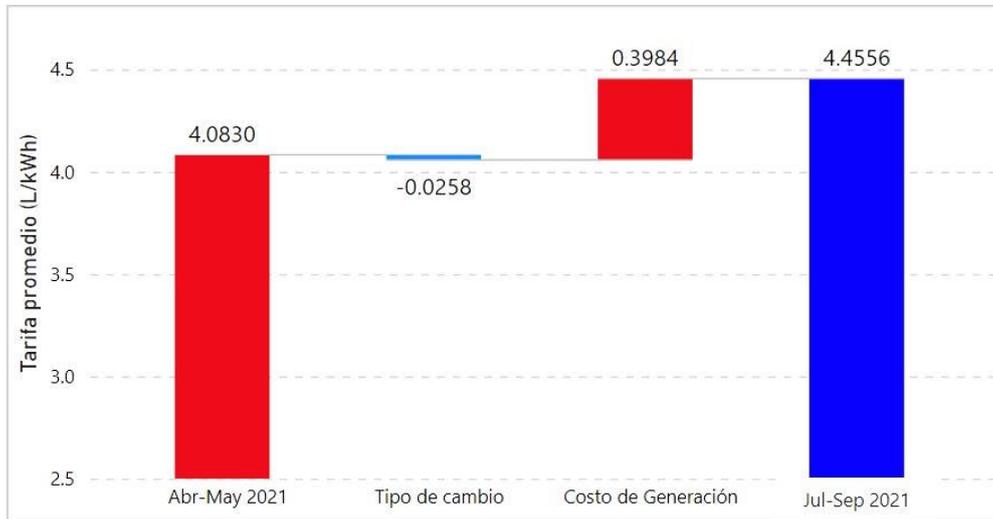


Fig. 4: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

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. 5 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 0.74% de la tarifa promedio.

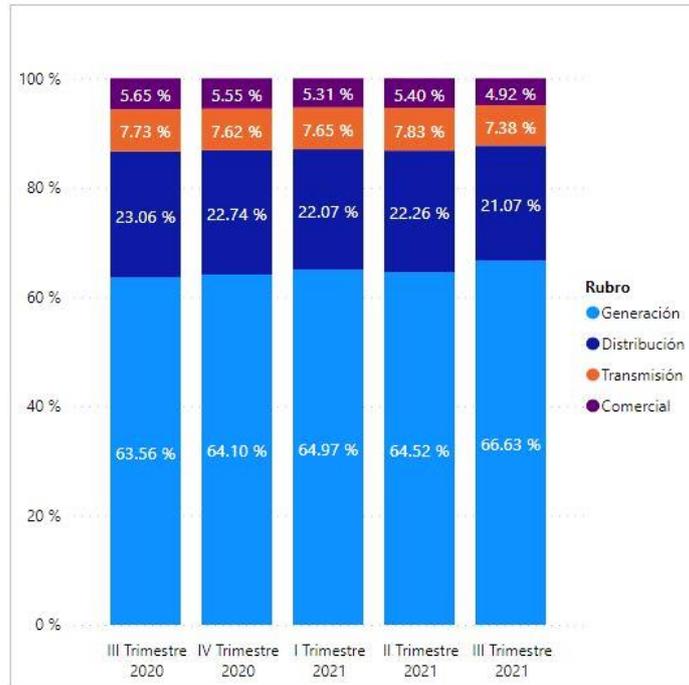


Fig. 5: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.2. Pliego tarifario

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 del pliego tarifario del trimestre anterior.

Tabla 5: Pliego tarifario para usuarios de la ENEE vigente de julio a septiembre de 2021

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[L/Abon. -m]		[L/kWh]		[L/kW mes]	
	Abr-Jun 2021	Jul-Sep 2021	Abr-Jun 2021	Jul-Sep 2021	Abr-Jun 2021	Jul-Sep 2021
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.28	56.09	3.3657	3.6812		
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.28	56.09				
Primeros 50 kWh/mes			3.3657	3.6812		
Siguientes kWh/mes			4.3796	4.7902		
Baja Tensión	56.28	56.09	4.4082	4.8105		
Alumbrado Público	62.29	61.89	3.4028	3.7429		
Media Tensión	2,420.23	2,404.63	2.6437	2.9996	304.797	302.83
Alta Tensión	6,050.58	6,011.58	2.4725	2.8166	263.126	261.43

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 11.19%.

Tabla 6: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(Abr-Jun – Jul-Sep 2021)

Servicio:	Tarifa Promedio* [L/kWh]		Ajuste	
	Abr-jun 2021	Jul-sep 2021	[L/kWh]	[%]
Residencial	4.4763	4.855	0.3787	8.46
Baja Tensión	4.4601	4.8622	0.4021	9.02
Media Tensión	3.4355	3.7863	0.3509	10.21
Alta Tensión	3.0432	3.3836	0.3404	11.19

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

5. 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:

5.1. Conclusiones

- El Costo Base de Generación aprobado mediante el Acuerdo CREE-104 prevé que, para el tercer trimestre de 2021, el costo de generación medio será de 106.87 USD/MWh y la energía proyectada será 2,493.595 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 796.95 GWh (31.96%), solar fotovoltaica 281.78 GWh (11.30%), biomasa 97.00 GWh (3.89%), eólica 157.10 GWh (6.30%) y geotérmica 79.54 GWh (3.19%). Es importante indicar que para este trimestre se ha previsto comprar en el MER 55.92 GWh, que representará el 2.79% del total de generación prevista en el tercer trimestre
- La diferencia total entre el costo de generación real y el previsto entre los meses de marzo a febrero 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 34,607,846.47, que se suma al ajuste a favor de la ENEE presentado por el Operador del Sistema, el cual asciende a un monto de USD 200,414.66, y que son montos que deben 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 julio a septiembre de 2021, lo que

resulta en un costo base de generación ajustado equivalente de 120.82 USD/MWh para ese trimestre.

- La actualización en los costos de energía y potencia da como resultado un aumento en el costo de generación, el cual pasó de un valor medio en el trimestre anterior de 106.74 USD/MWh a un valor medio de 120.84 USD/MWh, lo que en términos relativos significa un aumento del 13.21%.
- Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.05 lempiras por dólar, el cual es menor al tipo de cambio de 24.20 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 incorporación de otro ajuste solicitado por el Operador del Sistema y el tipo de cambio, da como resultado un aumento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.08 L/kWh que fuera aplicada en el trimestre anterior a un valor de 4.46 L/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento global del 9.13%.

5.2. Recomendaciones

- Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al directorio de comisionados aprobar el siguiente pliego tarifario el cual deberá aplicar la ENEE en su facturación a los Usuarios finales a partir del mes de julio de 2021.

Tabla 7: Pliego tarifario ENEE de Jul-Sep 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	56.09		3.6812
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.09		
Primeros 50 kWh/mes			3.6812
Siguientes kWh/mes			4.7902
Servicio General en Baja Tensión	56.09		4.8105
Servicio en Media Tensión	2,404.63	302.8323	2.9996
Servicio en Alta Tensión	6,011.58	261.4299	2.8166

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	61.89	3.7429

Anexos:

A. Datos a introducir en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada Generales

Definición de Bloques Horarios

Día	Periodo de Punta			Periodo Intermedio			Periodo de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin
Laborable	10	11	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

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	24.0463

Fecha de Ajuste

Mes / Año:	jul-21
------------	--------

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:

Hora 1	11
Hora 2	12
Hora 3	19
Hora 4	20

- 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)		
Supuestos	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 a una tasa de paros forzados del 2%.		
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instalada	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
Costo de Operación	89.169447		1.1
$cp = 1 + \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$			
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales					
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	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

• Pliego tarifario

Variables de Entrada de Subsidio		Tarifas Sin Subsidio										Tarifas Con Subsidio				
Factor Subsidio Cruzado 1	0.83	Servicio Comercial	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		
Factor Subsidio Cruzado 2	1.08															
Servicio Residencial 0 - 50 kWh/mes		56.0901	197.7732	4.0376	3.2059	2.2090	4.4352	6.6724	56.0901	164.1517	3.3512	2.6609	1.8334	3.6812		
> 50 kWh/mes		56.0901	197.7732	4.0376	3.2059	2.2090	4.4352	4.7504	56.0901	213.6022	4.3607	3.4624	2.3858	4.7902		
Servicio General en BT		56.0901	241.1725	4.1396	3.2868	2.2647	4.8105	4.8587	56.0901	241.1725	4.1396	3.2868	2.2647	4.8105		
Alumbrado Público		61.8872	320.5196	3.8951	3.0927	2.1310	3.7429	4.8743	61.8872	320.5196	3.8951	3.0927	2.1310	3.7429		
Servicio Industrial en MT		2,404.6300	302.8323	3.6730	2.9418	2.0456	2.9996	3.7863	2,404.6300	302.8323	3.6730	2.9418	2.0456	2.9996		
Servicio Industrial en AT		6,011.5750	261.4299	3.4686	2.7586	1.9672	2.8166	3.3836	6,011.5750	261.4299	3.4686	2.7586	1.9672	2.8166		
		Promedio Global							4.455614759							
									4.016984140							
PLIEGO TARIFARIO																
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria					Diferencia							
	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	Tarifa Nueva	Tarifa Actual	Diferencia					
Servicio Residencial									4,4556148	4,0830	9.126%					
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.09		3.6812													
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.09		3.6812													
Primeros 50 kWh/mes			4.7902	56.0901	213.6022	4.3607	3.4624	2.3858								
Siguientes kWh/mes																
Servicio General en Baja Tensión	56.09		4.8105	56.0901	241.1725	4.1396	3.2868	2.2647								
Alumbrado Público*	61.89		3.7429													
Servicio en Media Tensión	2,404.63	302.8323	2.9996	2,404.6300	302.8323	3.6730	2.9418	2.0456								
Servicio en Alta Tensión	6,011.58	261.4299	2.8166	6,011.5750	261.4299	3.4686	2.7586	1.9672								

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