

RESOLUCIÓN CNEE-113-2024
Guatemala, 24 de abril de 2024
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 4 establece, que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, definir las tarifas de distribución sujetas a regulación; asimismo el artículo 76 de la Ley citada señala que: "...Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica".

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, preceptúa en el artículo 87 que: "Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución (...) la Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente (...) Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determinó que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales...". Con fundamento en la norma antes citada, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la Resolución CNEE-108-2020, publicada en el Diario de Centro América, el 29 de abril de 2020, la cual contiene el Pliego Tarifario, para ser aplicado por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima** a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social; mismo que en el apartado "FÓRMULAS DE AJUSTE", Numeral "65. Ajuste Trimestral", establece las fórmulas para determinar los cálculos al precio de la energía, para ser consignados en el presente ajuste trimestral.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, aprobó el Informe de Costos Mayoristas, correspondiente al período comprendido del uno de mayo de dos mil veinticuatro al treinta de abril de dos mil veinticinco, del cual se derivan los precios base anuales de energía y potencia que se trasladan a tarifas en el presente ajuste tarifario.

CONSIDERANDO:

Que el Departamento de Ajustes Tarifarios de la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, efectuó la fiscalización de la documentación de soporte presentada por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominarse indistintamente la Distribuidora) y estableció que en los documentos presentados existen diferencias e inconsistencias, por lo que se le confirió audiencia, a efecto de que se pronunciara al respecto; la Distribuidora evacuó la audiencia conferida, exponiendo los argumentos que estimó pertinentes; por lo que, de acuerdo con la información regulatoria con la que se cuenta y de conformidad con el procedimiento y metodología establecida en el marco legal vigente, la Gerencia de Tarifas emitió el dictamen técnico de soporte, por medio del cual determinó el cálculo del ajuste trimestral que le corresponde aplicar a **Distribuidora de Electricidad**



de Occidente, Sociedad Anónima, estableciéndose la procedencia legal de dicho cálculo, por medio del dictamen jurídico correspondiente.

CONSIDERANDO:

Que debido a la variación de los costos de adquisición de energía y potencia en el trimestre anterior, resultó una variación significativa en el Ajuste Trimestral, lo cual derivó en que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitara a **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, aplicar el mecanismo establecido en el último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el sentido de ampliar el período de recuperación de los saldos en un trimestre por un monto equivalente a noventa y seis millones quinientos cuarenta y ocho mil quetzales (Q. 96,548,000.00), perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 1, 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92 y 115 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I. Aprobar para **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, la aplicación en la facturación mensual de sus usuarios de la **Tarifa No Social** del Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, lo siguiente:
 - I.I. El Monto a Recuperar resultante es de Q. 3,316,663.25, perteneciente a la Distribuidora; mismo que la Distribuidora deberá recuperar a través de aplicar, en la facturación del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**, el Ajuste Trimestral equivalente a 0.022701 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 146,100,000 kWh.
 - I.II. Los Precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo de 2024 al 30 de abril de 2025**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	58.06586	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.163551	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST _{BTSA}	1.151147	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST _{AP}	1.137904	Q/kWh	Precio Base de la energía Alumbrado Público
PEST _{VSC}	1.153519	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BTDP}	1.152826	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BTDPA}	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.159886	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFPA}	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores



Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PEST _{MTDP}	1.151027	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDPA}	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.15476	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MTDFPA}	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{PUNTA}	1.202101	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.163938	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.105756	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEa}	1.040933	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.911267	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

- I.III. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de mayo de 2024 al 31 de octubre de 2024**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.210743; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.262626; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.342231; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda (FACFMT) es de 1.342231 y; **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.381140.
- I.IV. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**, son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.510562
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.293391
Baja Tensión Simple Pre-Pago - BTSPP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	N/A
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.510562
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.102687
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.510562
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.395204
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.337315
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	2.040247
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.964613
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1058.016051
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.367791
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	43.632486
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.954803
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1058.016051
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.376029
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.522580
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	71.264534
Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1058.016051
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.425284
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.380757
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.312871
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.237237
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	50.247866
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	123.792759
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - BTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1058.016051
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.368019
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	62.554702
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.617846
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores – BTDFPA-	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1058.016051
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.368019
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	45.454275
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	72.562881
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3991.704665
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.221265
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	46.622740
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	59.502059
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3991.704665
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.225153
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	37.483471
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	51.038423



Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3991.704665
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.274449
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.234710
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.174125
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.106624
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	53.691490
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	56.001920
Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3991.704665
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.222630
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	45.514770
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	60.105707
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores - MTDFA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3991.704665
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.222630
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.553695
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	51.038423
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.201213
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.201213
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.908755
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.204268
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.197904
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.188200
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	159.202163
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.050584
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.049008
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.046605
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	62.575184

Nota 1: la desagregación de la Tarifa BTS de DEOCSA para el período del 1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.913086 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.380305 Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la Tarifa BSA de DEOCSA para el período del 1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024 es la siguiente: Cargo por Generación y Transporte: 1.515699 Q/kWh y Cargos por Distribución: 0.586988 Q/kWh.



ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-113-2024

A) Ajuste Trimestral al Precio de la Energía:

De acuerdo al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad "Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución. La Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente".

Con base en lo anterior y en el Apartado "FÓRMULAS DE AJUSTE", Numeral "65. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-108-2020, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de Tarifa No Social, a continuación, se presentan los cálculos que fueron efectuados para determinar el Ajuste Trimestral al Precio de la Energía para el período comprendido del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**.

1. Costos de energía:

Para el trimestre enero - marzo 2024, la Distribuidora incurrió en los costos por suministro de energía que se describen a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020:

$$CCER_n = \sum_{i=1}^3 CE_i$$

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 19)	Q88,048.53	Q44,881.72	Q39,511.37	Q172,441.62
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No.18)	Q0.00	Q60,411.30	Q0.00	Q60,411.30
RENACE (RENACE II FASE 2) (Escritura Pública 9)	Q0.00	Q1,441,423.71	Q575,884.30	Q2,017,308.01
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 7) EL CAFETAL	Q230,968.86	Q216,236.42	Q194,331.28	Q641,536.56
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 14)	Q0.00	Q154,594.19	Q0.00	Q154,594.19
INDE (Escritura Pública 16) (AGUACAPA)	Q1,313,553.64	Q1,229,768.08	Q1,302,005.05	Q3,845,326.77
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q0.00	Q1,097,463.70	Q864,016.17	Q1,961,479.88
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) EL TAMARINDO	Q958,092.59	Q717,181.46	Q649,661.44	Q2,324,935.49
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q80,757.95	Q57,816.94	Q42,378.32	Q180,953.21
ENERGIAS DEL OCOSITO (Escritura Pública 5)	Q0.00	Q462,354.80	Q376,209.32	Q838,564.12
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q638,389.66	Q405,397.93	Q1,043,787.60
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q0.00	Q191,849.95	Q203,119.27	Q394,969.22
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública 21)	Q1,175,506.04	Q819,999.69	Q719,664.53	Q2,715,170.26
HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA (Escritura Pública No. 2)	Q0.00	Q15,098.80	Q0.00	Q15,098.80
ENERGIAS RENOVABLES AMLO LA CEIBA (Escritura Pública No. 5)	Q0.00	Q18,790.66	Q0.00	Q18,790.66
HIDROELECTRICA EL COROZO (Escritura Pública No. 6)	Q0.00	Q83,418.56	Q0.00	Q83,418.56
AGUILAR, ARIMANY S.A. (Escritura Pública 3)	Q0.00	Q2,193,818.01	Q0.00	Q2,193,818.01
GENERADORA DE ENERGIA EL PRADO S.A. (Escritura Pública 11)	Q0.00	Q6.06	Q0.00	Q6.06
HIDROELECTRICA SAMUC S.A II (Escritura Pública 10)	Q0.00	Q230,610.88	Q0.00	Q230,610.88
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q0.00	Q395,223.78	Q418,439.35	Q813,663.12
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 8) LA PERLA	Q0.00	Q324,704.29	Q0.00	Q324,704.29
HIDROELECTRICA MAXANAL (ESCRITURA PUBLICA 2)	Q0.00	Q299,244.00	Q0.00	Q299,244.00
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q59,354.23	Q51,005.54	Q46,324.05	Q156,683.82
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q0.00	Q1,376,553.71	Q1,075,953.47	Q2,452,507.18
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q1,732,280.19	Q1,216,339.49	Q1,287,787.67	Q4,236,407.35
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q0.00	Q1,841,932.79	Q1,063,706.46	Q2,905,639.25
PUNTA DEL CIELO (Escritura Pública No.6)	Q0.00	Q237,847.66	Q141,859.30	Q379,706.96
CAUDALES RENOVABLES	Q0.00	Q762,590.65	Q671,356.18	Q1,433,946.83
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q179,358.60	Q152,866.32	Q167,157.72	Q499,382.64
HIDROELECTRICA SAMUC S.A I (Escritura Pública 9)	Q252,717.70	Q249,840.33	Q92,871.61	Q595,429.64
JAGUAR ENERGY	Q23,526,778.94	Q13,320,131.85	Q22,398,134.32	Q59,245,045.11
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q1,323,949.89	Q1,239,501.21	Q491,407.04	Q3,054,858.14
GENERADORA NACIONAL S.A. (Escritura Pública 7)	Q174,562.66	Q211,763.77	Q6,600.38	Q392,926.81

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q259,055.19	Q208,194.98	Q218,506.80	Q685,756.97
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q141,965.24	Q132,909.93	Q140,717.10	Q415,592.28
COMPAÑÍA AGRICOLA O.V. (Escritura Pública No.5)	Q343.80	Q3.68	Q3.64	Q351.13
SIBO (Escritura Pública 27)	Q929,357.08	Q1,026,785.57	Q1,225,973.24	Q3,182,115.88
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q1,044,627.35	Q1,324,960.07	Q0.00	Q2,369,587.42
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q1,287,129.69	Q1,543,981.91	Q2,029,573.23	Q4,860,684.83
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q1,719,346.67	Q1,501,523.35	Q14,903,997.59	Q18,124,867.61
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q1,570,096.93	-Q1,499,633.95	-Q2,590,827.62	-Q5,660,558.50
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q1,182,242.21	Q429,911.65	Q521,497.94	Q2,133,651.79
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q1,370,496.85	Q1,382,640.23	Q1,809,569.01	Q4,562,706.09
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	-Q37,038.81	-Q118,699.88	-Q4,415.19	-Q160,153.88
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	-Q8,706.32	Q0.00	-Q57,720.86	-Q66,427.18
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q244,701.38	Q316,481.33	Q322,812.22	Q883,994.93
Ajuste	-Q175.78	Q0.00	Q0.00	-Q175.78
TOTAL DE COSTOS DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE	Q37,659,177.44	Q37,602,718.85	Q51,753,463.65	Q127,015,359.93

Nota: Todos los costos han sido cargados como valores provisionales, pues se están llevando a cabo procesos de revisión del cumplimiento de condiciones obtenidas en las licitaciones, Art. 71 LGE.

2. Ingresos por energía:

Durante el trimestre febrero – abril 2024, la Distribuidora emitió a sus usuarios de la Tarifa No Social la facturación por consumo de energía eléctrica (dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, existe un desfase de un mes respecto al trimestre de costos), siendo dicha facturación equivalente a los ingresos por concepto de energía que se detallan a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020:

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$$

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q40,437,079.26	Q40,686,637.83	Q40,618,563.92	Q121,742,281.01
BTSA	Q547,794.73	Q505,488.55	Q533,966.84	Q1,587,250.12
BTDP	Q4,287,319.45	Q4,096,126.84	Q4,430,291.72	Q12,813,738.00
BTDFF	Q13,051,388.53	Q13,900,630.35	Q12,880,308.03	Q39,832,326.91
BTDPA	Q69,806.86	Q64,181.48	Q76,429.41	Q210,417.76
BTDFFPA	Q300,171.01	Q308,250.67	Q258,677.48	Q867,099.15
MTDP	Q380,644.64	Q409,956.74	Q411,427.83	Q1,202,029.21
MTDFF	Q4,680,364.37	Q4,708,283.35	Q4,258,794.63	Q13,647,442.35
MTDPA	Q12,947.60	Q17,263.47	Q15,105.54	Q45,316.61
MTDFFPA	Q153,355.10	Q163,524.52	Q188,214.98	Q505,094.61
AP	Q7,469,374.50	Q7,090,027.61	Q7,467,940.05	Q22,027,342.16
VSC	Q246,168.64	Q230,878.85	Q246,308.17	Q723,355.66
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q1,242,394.10	Q1,165,184.46	Q1,198,755.72	Q3,606,334.27
TOTAL	Q72,878,808.79	Q73,346,434.73	Q72,584,784.31	Q218,810,027.83

3. Ajuste por Energía (APE), Costos – Ingresos:

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020, el cálculo del Ajuste por Energía (APE), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de energía e ingresos por ventas de energía obtenidos por la Distribuidora, tal como se presenta a continuación:

FÓRMULA: $APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
CÁLCULO:	Q127,015,359.93	-	Q218,810,027.83	=	-Q91,794,667.90

4. Costos de potencia:

Para el trimestre enero – marzo 2024, la Distribuidora incurrió en los costos por suministro de potencia que se describen a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^3 CP_i$$

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 19)	Q503,517.57	Q503,910.88	Q499,090.72	Q1,506,519.17
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No.18)	Q0.00	Q39,772.25	Q0.00	Q39,772.25
RENACE (RENACE II FASE 2) (Escritura Pública 9)	Q0.00	Q1,936,221.34	Q1,917,700.40	Q3,853,921.74
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 7) EL CAFETAL	Q344,211.14	Q344,480.01	Q341,184.88	Q1,029,876.04
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 14)	Q0.00	Q68,479.00	Q0.00	Q68,479.00
INDE (Escritura Pública 16) (AGUACAPA)	Q1,008,630.57	Q1,009,418.43	Q999,762.83	Q3,017,811.83
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q0.00	Q503,198.14	Q498,384.79	Q1,001,582.93
GENERADORA NACIONAL (Escritura Publica 15) EL TAMARINDO	Q363,617.70	Q363,901.73	Q360,420.83	Q1,087,940.26
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q1,781,571.86	Q1,782,963.47	Q1,765,908.52	Q5,330,443.85
ENERGIAS DEL OCOSITO (Escritura Pública 5)	Q0.00	Q250,078.24	Q247,686.11	Q497,764.35
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q151,625.72	Q150,175.34	Q301,801.07
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q0.00	Q842,224.59	Q834,168.29	Q1,676,392.88
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública No. 21)	Q3,426,921.18	Q3,429,598.00	Q3,396,792.17	Q10,253,311.35
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q0.00	Q477,412.59	Q472,845.89	Q950,258.48
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q545,698.93	Q546,125.18	Q540,901.22	Q1,632,725.33
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q0.00	Q282,193.53	Q279,494.20	Q561,687.73
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q909,044.26	Q909,754.33	Q901,052.07	Q2,719,850.66
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q0.00	Q4,210,616.50	Q4,170,339.83	Q8,380,956.33
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q67,984.25	Q68,037.36	Q67,386.55	Q203,408.16
JAGUAR ENERGY	Q17,711,508.57	Q9,175,164.68	Q0.00	Q26,886,673.24
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q266,652.98	Q266,861.27	Q264,308.61	Q797,822.86
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q189,420.99	Q189,568.95	Q187,755.63	Q566,745.57
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q3,117,535.63	Q3,119,970.78	Q3,090,126.69	Q9,327,633.10
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q443,576.18	Q443,922.66	Q0.00	Q887,498.83
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q979,716.02	Q980,481.29	Q971,102.49	Q2,931,299.80
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q554,805.65	Q511,930.68	Q459,611.92	Q1,526,348.25
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q512,447.60	Q631,432.56	Q824,267.47	Q1,968,147.63
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q4,943,903.34	Q4,905,376.67	Q5,762,837.63	Q15,612,117.64
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q2,328,798.94	Q2,248,107.24	Q2,206,648.37	Q6,783,554.56
Ajuste	-Q2,940,300.26	-Q7,471,040.50	-Q31,504.77	-Q10,442,845.54
TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q37,059,263.10	Q32,721,787.56	Q31,178,448.67	Q100,959,499.33

Nota: Todos los costos han sido cargados como valores provisionales, pues se están llevando a cabo procesos de revisión del cumplimiento de condiciones obtenidas en las licitaciones, Art. 71 LGE.

5. Ingresos por potencia:

Durante el trimestre febrero - abril 2024, la Distribuidora emitió a sus usuarios de la Tarifa No Social, la facturación por consumo de potencia (dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo existe un desfase de un mes respecto al trimestre de costos), siendo dicha facturación equivalente a los ingresos por concepto de potencia que se detallan a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020:

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$$

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q5,375,007.09	Q5,408,179.10	Q5,399,130.53	Q16,182,316.72
BTSA	Q58,957.20	Q54,403.94	Q57,468.95	Q170,830.09
BTDP	Q290,521.59	Q291,235.91	Q289,939.37	Q871,696.87
BTDFP	Q967,691.41	Q1,033,591.24	Q928,546.11	Q2,929,828.76
BTDPA	Q27,324.53	Q23,939.58	Q27,163.44	Q78,427.56
BTDFPA	Q74,636.35	Q78,136.77	Q80,605.81	Q233,378.93
MTDP	Q38,832.91	Q37,107.97	Q36,471.69	Q112,412.56
MTDFP	Q404,082.24	Q401,378.18	Q354,887.51	Q1,160,347.92
MTDPA	Q4,428.11	Q4,349.04	Q4,269.96	Q13,047.12
MTDFPA	Q50,259.85	Q51,062.05	Q51,140.72	Q152,462.62
AP	Q929,437.67	Q882,234.34	Q929,259.17	Q2,740,931.18
VSC	Q19,434.88	Q18,227.76	Q19,445.89	Q57,108.53
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q109,994.40	Q98,908.48	Q107,268.13	Q316,171.01
TOTAL	Q8,350,608.23	Q8,382,754.34	Q8,285,597.30	Q25,018,959.87

6. Ajuste por Potencia (APP), Costos – Ingresos:

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020, el cálculo del Ajuste por Potencia (APP), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de potencia e ingresos por ventas de potencia obtenidos por la Distribuidora, tal como se presenta a continuación:

$$\text{FÓRMULA: } APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$$

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
CÁLCULO:	Q100,959,499.33	-	Q25,018,959.87	=	Q75,940,539.46

7. Saldo No Ajustado (SNA):

Con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la definición y formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020, el concepto de Saldo No Ajustado, se divide en dos partes, las cuales son:

7.1. Saldo No Ajustado por recuperación prevista del Monto a Recuperar (MR) a través de la aplicación del Ajuste Trimestral del Trimestre Anterior:

Este tipo de Saldo No Ajustado tiene su origen en la diferencia existente entre la proyección de ventas utilizado en el cálculo del Ajuste Trimestral y las ventas reales obtenidas durante el trimestre, lo cual resulta en una recuperación diferente a la esperada.

Así, en el ajuste anterior se proyectó que, aplicando el Ajuste Trimestral calculado sobre la proyección de ventas del trimestre, resultaría el Monto a Recuperar equivalente a **Q 2,089,077.06**, sin embargo, las ventas reales regularmente varían levemente de la proyección, y debido a estas variaciones entre las ventas proyectadas y las ventas reales, también el monto recuperado varía respecto al calculado en el ajuste anterior. El cálculo del Saldo No Ajustado se presenta a continuación:

$$SNA_n = \underbrace{APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1}}_{\text{Monto a Recuperar}} - \underbrace{AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{varTNS} EF_{t,n-1}}_{\text{Monto Recuperado}}$$

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	Q2,089,077.06
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	Q2,283,516.32
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q194,439.26

7.2. Saldo No Ajustado por disposición del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, literalmente indica que: "Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales". Derivado de ello todos aquellos montos (cargos o ingresos), que no fueron incluidos en ajustes trimestrales anteriores deben trasladarse al siguiente ajuste.

Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza auditorías a cada ajuste efectuado con la finalidad de verificar la existencia de estos montos que deberán trasladarse al siguiente ajuste. Para el presente caso, los resultados de la auditoría efectuada al ajuste anterior, que obra en el informe **GTA-InfAudisNA-8**, adjunto al expediente correspondiente.

El monto por el **Saldo No Ajustado** en el presente ajuste trimestral por disposición del artículo 87 de la Ley General de Electricidad es:

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	Q2,089,077.06
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q10,606,118.54
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q12,695,195.59

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q12,695,195.59

Así, la sumatoria de los montos por los dos conceptos de Saldo no Ajustado fue la siguiente:

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	-Q12,889,634.86
---------------------------------	------------------------

8. Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el Trimestre (APO):

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que, no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, y que el marco regulatorio

y normativa vigente establece que es necesario cubrirlos, para el funcionamiento y estabilidad de la cadena de suministro del servicio eléctrico. En el presente ajuste se distinguen los siguientes elementos de este concepto:

8.1. Cuotas al Administrador del Mercado Mayorista –AMM–:

Con base en el artículo 29 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, todo agente que realice transacciones en el Mercado Mayorista pagará mensualmente una Cuota por Administración y Operación para financiar el presupuesto anual del Administrador del Mercado Mayorista.

8.2. Cuotas al Ente Operador Regional –EOR– y a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–:

Con base en el artículo 2 de la Resolución 846-03 del Administrador del Mercado Mayorista, "Los Participantes Consumidores deberán pagar el Cargo por Servicio de Operación del Sistema y el Cargo por Regulación del Mercado Eléctrico Regional". La institución encargada de la Operación del Sistema eléctrico regional de Centro América es el Ente Operador Regional –EOR– y la institución encargada de la Regulación del Mercado Eléctrico Regional es la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica – CRIE –.

8.3. Ampliación del plazo de recuperación de saldos:

Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el numeral I.IV de la resolución **CNEE-36-2024**, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de **Q 52,645,000.00**, perteneciente a los Usuarios, adicionando los intereses respectivos por **Q 921,287.50**, resultando un total de **Q 53,566,287.50**.

Derivado de que en el presente ajuste se observaron variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y los costos reales de la Distribuidora, CNEE, mediante nota **GTTA-NotaS2024-33**, solicitó a la Distribuidora la aplicación de lo estipulado en el último párrafo del artículo 87 del RLGE, en el sentido de ampliar el plazo de recuperación a lo cual Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A., mediante su nota **RT-141-2024** manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliará en un trimestre equivalente a **Q 96,548,000.00** perteneciente a los Usuarios mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como **GG-009-2024-01-23** remitida por Distribuidora de Electricidad de Occidente.

A continuación, se presenta la fórmula de cálculo y la consolidación de estos cargos que fueron trasladados a tarifas:

$$APO_n = \sum COR_n$$

CONCEPTO	MONTO
Cuotas AMM, EOR, CRIE	Q1,103,021.63
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q53,566,287.50
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q96,548,000.00
TOTAL, APO	Q44,084,734.13

9. Criterios aplicados en temas puntuales de liquidación en el presente Ajuste Trimestral

En cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 87 del RLGE (revisión y análisis de la documentación presentada por las Distribuidoras para el cálculo de los ajustes) y con respaldo en el Artículo 71 de la Ley General de Electricidad ("Los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones"), se ha procedido a realizar procesos

de análisis para verificar que los costos facturados para ser trasladados a tarifas reflejen correctamente: las condiciones contractuales, bases de licitación, términos de referencia y documentación relacionada. Lo anterior cobra mayor relevancia al tomar en consideración la amplia gama y cantidad de contratos suscritos, derivado de los procesos de licitación realizados.

Así, derivado que dichos procesos de revisión se están llevando a cabo de manera detallada, los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, dado el referido proceso de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.

Inclusión provisional de costos de compra de energía:

- Se están revisando las condiciones contractuales de manera que reflejen íntegramente las condiciones obtenidas en las licitaciones (TDR's, Bases de Licitación y/o adendas).
- Derivado de ello, todos los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, sujetos de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.
- En aquellos casos en los que existan discrepancias entre los generadores y la distribuidora por montos, cantidad y/o precios de energía y potencia facturados, CNEE está dando el seguimiento correspondiente para que se apliquen las condiciones obtenidas en las licitaciones para el traslado a tarifa (Art. 71 LGE).

Art. 50 bis del RAMM (Res. CNEE-140-2007), Saldo del Precio de la Potencia – SPLA –:

- La CNEE emitió en diciembre 2017 la resolución CNEE-267-2017, con la cual se realizó la modificación y/o corrección del cálculo y aplicación del Saldo del Precio de la Potencia por parte del AMM (artículo 50bis del RAMM).
- Se están trasladando a tarifas los valores consignados por el AMM en el Informe de Transacciones Económicas, verificando la correcta aplicación de lo dispuesto en la Resolución CNEE-267-2017.

10. Ajustes por Pérdidas No Reconocidas de Energía y Potencia (APENR y APPNR):

Las pérdidas de energía y potencia se dan a lo largo de la conducción de la electricidad desde la entrada de la red de la Distribuidora hasta los medidores de los usuarios o consumidores. Básicamente, estas pérdidas tienen un origen técnico debido a que la energía eléctrica a lo largo de su recorrido por los cables y transformadores va teniendo un margen de disipación en forma de calor, provocando pérdidas de energía y potencia eléctrica. Con base en lo estipulado en la Resolución CNEE-108-2020, Numerales "66. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "67. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas", se establece que los usuarios deben pagar un costo por estas pérdidas hasta un límite establecido. Más allá de este límite, es la Distribuidora quien debe asumir los costos

de estas pérdidas. A estos costos que la Distribuidora debe asumir se les denomina Ajustes por Pérdidas No Reconocidas de Energía y Potencia (APENR y APPNR). A continuación, se presenta la formulación y cálculo de dichos ajustes:

$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q29,079,262.17	22.89%	Q8,550,152.90	8.47%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q17,054,954.58	13.47%	Q22,270,587.22	22.06%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q12,024,307.59	9.42%	Q0.00	0.00%

11. Cálculo del Ajuste Trimestral (AT):

Con base en lo estipulado en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el numeral 65 de la Resolución CNEE-108-2020, a continuación, se expone el cálculo del valor del Ajuste Trimestral, integrando todas las variables expuestas anteriormente. Para el efecto se aplicó la fórmula de cálculo definida en la Resolución CNEE-108-2020 de todas las variables indicadas, constituyendo esta expresión un valor denominado "Monto a Recuperar", el cual con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se dividió entre la proyección de ventas de energía de la Distribuidora para el próximo trimestre. Así, para el trimestre del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**, el Ajuste Trimestral calculado fue el siguiente:

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APPn	Q75,940,539.46
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q91,794,667.90
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APON	Q44,084,734.13
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA n	-Q12,889,634.86
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q12,024,307.59
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	Q3,316,663.25

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EPn+1	146,100,000
--	--------------	--------------------

AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	ATn	Q0.022701
--	------------	------------------

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral 13 de la Resolución CNEE-108-2020, "en caso de atraso en el pago por parte del Usuario a la Distribuidora, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora se calculada como la tasa mensual equivalente al promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras". Así para el

presente ajuste, se expone el cálculo de la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
ENERO	12.18%	0.96239%
FEBRERO	12.24%	0.96689%
MARZO	12.21%	0.96464%
Tasa de Mora para el Trimestre		0.964639%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del **1 de mayo de 2024 al 31 de julio de 2024**, los cargos por energía y potencia de las Tarifas BTS, BTSA, BTSLAP, APPN y VSC de DEOCSA son los siguientes:

Tarifa BTS	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.380305	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.913086	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.293391	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.365832	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.736855	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.102687	Q/kWh

Tarifa BTSA P	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.350381	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.850832	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.201213	Q/kWh

Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.350381	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.850832	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.201213	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.368600	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.540155	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.908755	Q/kWh

D) Ajuste Anual:

Los Precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo de 2024 al 30 de abril de 2025**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	58.06586	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.163551	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST _{BTSA}	1.151147	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST _{AP}	1.137904	Q/kWh	Precio Base de la energía Alumbrado Público

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PEST _{VSC}	1.153519	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BTDP}	1.152826	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BTDPA}	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.159886	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFPA}	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{MTDP}	1.151027	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDPA}	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.15476	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MTDFPA}	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{PUNTA}	1.202101	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.163938	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.105756	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEa}	1.040933	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.911267	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

E) Ajuste Semestral:

Con base a lo estipulado en los numerales 68, 69 y 72 de la Resolución CNEE-108-2020, se procedió al cálculo del ajuste de cada uno de los cargos especificados en dichos numerales de la mencionada resolución, como se expone a continuación:

1. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD):

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 68 de la Resolución CNEE-108-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de DEOCSA:

1.1. Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT):

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CD, BT	50.00409%
TC N	7.79165
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CD, BT	49.995908%
IPC N	175.17
IPC 0	126.83

K CD, N	1.00
CDBT	119.34
Dmax baseBT	312,806.66
Σ CPIBTp	Q 842,252.52

FACDBT	1.210743
---------------	-----------------

1.2. Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT):

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CD, MT	47.09570%
TC N	7.79165
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CD, MT	52.9043%
IPC N	175.17
IPC 0	126.83
K CD, N	1.00
Cuota	Q 5,123,002.37
CDMT	72.752987
Sumatoria Dmax, MT	2,306,937.75
Dmax baseMT	363,979.67
Σ CPIMTp	Q 3,3337,687.58
CAS	132,500.00
FACDMT	1.262626

2. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF)

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 69 de la Resolución CNEE-108-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de DEOCSA:

2.1. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT:

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CF, BT	11.26783%
TC N	7.79165
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CF, BT	88.73217%
IPC N	175.17
IPC 0	126.83
K CF, N	1.00
CFBTo	18.90
UsuBT	1,177,292
FACFBT	1.342231

2.2. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT:

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CF, MT	11.26783%
TC N	7.79165
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CF, MT	88.73217%
IPC N	175.17
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
CFMTo	2,973.93
UsuMT	107.00
FACFMT	1.342231

3. Ajuste a los Cargos por Conexión y Reconexión (CACYR)

CONCEPTO	VALOR
IPC N	175.17
IPC 0	126.83
FACACYRm	1.381140

CONCEPTO	VALOR
CACYRBTS-BTSH-BTSA-BTSP_m	Q 309.86
CACYRBD-BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m	Q 929.62
CACYRMTDP-MTDFP-MTDA-MTHA_m	Q 2,789.20

4. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De acuerdo a lo estipulado en el numeral romano IV de la resolución CNEE-108-2020 y a lo indicado en el Dictamen identificado como GTTE-DictamenET-93 del departamento de Estudios Tarifarios, en el presente ajuste semestral a aplicarse del periodo de **1 de mayo al 31 de octubre de 2024** a los cargos por Distribución y cargos por consumidor que se incluyeron los siguientes montos:

Programas de Inversión (Baja Tensión)		
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Chimaltenango - San Martín Jilotepeque - La Estancita - BT	Q	55,928.13
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Concepción Huista - Tzunul - BT	Q	9,540.38
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - El Limonar - BT	Q	3,195.55
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Gómez Chichim - BT	Q	22,225.67

VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Río San Juan - BT	Q	4,002.60
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Sechul - BT	Q	16,294.07
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Chenihuitz Chiquito - BT	Q	6,900.62
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuicoyg - BT	Q	51,862.69
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuispac - BT	Q	7,989.96
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Txenijok - BT	Q	9,761.88
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Quiché - Chajul - Ilom - BT	Q	153,086.66
VNR 2023 - PER - DEOCSA - San Marcos - Concepción Tutuapa - El Retiro - BT	Q	33,459.79
VNR 2024 - PER - DEOCSA - NUEVO SAN JOSE - CHAJUL - QUICHÉ - BT	Q	9,483.07
VNR 2024 - PER - DEOCSA - POMBALSÉ - CHAJUL - QUICHÉ - BT	Q	22,312.75
VNR 2024 - PER - DEOCSA - RIVERA SHELL - SAN ANTONIO SUCHITEPÉQUEZ - BT	Q	15,431.76
VNR 2024 - PER - DEOCSA - SANTA CECILIA - CHAJUL - QUICHÉ - BT	Q	36,468.26
VNR 2024 - PER - DEOCSA - SANTA EULALIA - CHAJUL - QUICHÉ - BT	Q	26,100.38
VNR 2024 - PER - DEOCSA - VINO NUEVO - SAN ANTONIO SUCHITEPÉQUEZ - BT	Q	10,857.59
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - CANTÓN POXLAJUJ - TOTOTONICAPAN - TOTONICAPAN - BT	Q	190,317.62
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ALDEA XAJAXAC - Los Encuentros - SOLOLÁ - BT	Q	157,033.10
Total	Q	842,252.52

Programas de Inversión (Media Tensión)		
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Chimaltenango - San Marín Jilotepeque - La Estancita - MT	Q	67,158.87
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Concepción Huista - Tzunul - MT	Q	4,579.52
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Gómez Chichim - MT	Q	41,279.96
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Río San Juan - MT	Q	2,439.42
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Sechul - MT	Q	13,035.18
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Chenihuitz Chiquito - MT	Q	12,518.86
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuicoyg - MT	Q	52,754.32
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuispac - MT	Q	11,613.43
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Txenijok - MT	Q	21,782.67
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Quiché - Chajul - Ilom - MT	Q	132,684.56
VNR 2023 - PER - DEOCSA - San Marcos - Concepción Tutuapa - El Retiro - MT	Q	28,173.05
VNR 2024 - PER - DEOCSA - NUEVO SAN JOSE - CHAJUL - QUICHÉ - MT	Q	45,898.40
VNR 2024 - PER - DEOCSA - POMBALSÉ - CHAJUL - QUICHÉ - MT	Q	89,818.65
VNR 2024 - PER - DEOCSA - RIVERA SHELL - SAN ANTONIO SUCHITEPÉQUEZ - MT	Q	5,996.83
VNR 2024 - PER - DEOCSA - SANTA CECILIA - CHAJUL - QUICHÉ - MT	Q	27,478.00
VNR 2024 - PER - DEOCSA - SANTA EULALIA - CHAJUL - QUICHÉ - MT	Q	17,679.80
VNR 2024 - PER - DEOCSA - VINO NUEVO - SAN ANTONIO SUCHITEPÉQUEZ - MT	Q	11,279.27
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ALDEA PAXTOCA - TOTOTONICAPAN - TOTONICAPAN - MT	Q	160,404.61
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ESPERANZA - La Esperanza - QUEZALTENANGO - MT	Q	264,893.30
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ALDEA PACHAY - Comalapa - CHIMALTENANGO - MT	Q	222,019.22

GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ALDEA XAJAXAC - Los Encuentros - SOLOLÁ - MT	Q	-
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - FERTIORGANICO EL TEJAR - El Tejar - CHIMALTENANGO - MT	Q	179,242.67
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ISIDRO BIXCUL - Sololá - SOLOLÁ - MT	Q	184,018.54
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - ALDEA LAS LOMAS - Zaragoza - CHIMALTENANGO - MT	Q	345,568.41
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - LOS CERRITOS - Chiché - QUICHÉ - MT	Q	259,824.37
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - SAN PEDRO NECTA - San Sebastián - HUEHUETENANGO - MT	Q	66,569.86
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - SAN MIGUELITO GÉNOVA - Génova - QUEZALTENANGO - MT	Q	186,650.52
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - MUNI NUEVA CONCEPCIÓN - Nueva Concepción - ESCUINTLA - MT	Q	338,264.39
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - NOVA CHAMPERICO - Champerico - RETALHULEU - MT	Q	171,783.83
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - SAMALÁ - Santa Cruz Muluá - SUCHITEPÉQUEZ - MT	Q	87,306.11
GASTO 2024 - ATDE - DEOCSA - PUJULIL - Sololá - SOLOLÁ - MT	Q	284,970.94
Total	Q	3,337,687.58

En el presente ajuste tarifario se trasladan los costos en concepto de Auditorías a los proyectos de inversión realizados por DEOCSA por un monto de **Q. 132,500.00** sin IVA.

Costo de Auditoría DEOCSA (monto sin IVA)	Q. 132,500.00
---	----------------------

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 39 minutos del día 29 de **abril de dos mil veinticuatro**, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-113-2024** de fecha **veinticuatro de abril de dos mil veinticuatro**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima -DEOCSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mejía, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado

(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4640
Exp: GTTA-24-42


Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

DY

