

RESOLUCIÓN CNEE-253-2023
Guatemala, 27 de octubre 2023
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 determinara 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 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 treinta millones quinientos veintitrés mil quetzales (Q.30,523,000.00) 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.4,796,721.70, perteneciente a la Distribuidora; mismo que la Distribuidora deberá recuperar a través de aplicar, en la facturación del **1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024**, el Ajuste Trimestral equivalente a 0.034311 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 139,800,000 kWh.
 - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de noviembre de 2023 al 30 de abril de 2024**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión (FACDBT) es de 1.206526; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión (FACDMT) es de 1.249143; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT (FACFMT) es de 1.328748; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.328748; y, **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.364819.
 - I.III. Los cargos Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024**, son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.274390
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.328403
Baja Tensión Simple Pre-Pago - BTSPP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	NA
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.274390
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.148703
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.274390
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.411329
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.364439
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	2.121604
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.977952
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1047.387901
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.415112
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	43.316175
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.424784
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1047.387901
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.417182
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.330306
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	70.809209
Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1047.387901
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.447814
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.414190
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.398875
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.255223
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	49.883597
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	123.040142
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores -BTDPA-	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1047.387901
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.415449
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	62.101215
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.089980

Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores - BTdfPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1047.387901
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.415449
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	45.124757
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	72.099258
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3951.606561
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.266378
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	46.284752
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	58.866663
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3951.606561
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.267209
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	37.211736
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	50.493407
Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3951.606561
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.295804
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.265796
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.252128
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.123924
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	53.302257
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	55.403901
Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores - MTDPA-	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3951.606561
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.267416
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	45.184814
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	59.463865
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores - MTDfPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3951.606561
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.267416
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.288701
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	50.493407
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.260172
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	

Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.260172
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.952361
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.207766
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.202959
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.200770
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	158.260009
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.051450
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.050260
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.049718
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	61.913114

Nota 1: La desagregación de la Tarifa BTS de DEOCSA para el período del 1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.907093 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.421310 Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la Tarifa BTS de DEOCSA para el período del 1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024 es la siguiente: Cargo por Generación y Transporte: 1.565465 Q/kWh y Cargos por Distribución: 0.583238 Q/kWh.

- I.IV. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de noviembre de 2023 al 30 de abril de 2024**, son los siguientes: **A)** CACYRBTS_m = 306.20 Quetzales, **B)** CACYRBDT-BTH_m = 918.64 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH_m = 2,756.24 Quetzales.
- I.V. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 0.946125% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024**.
- I.VI. Que **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto equivalente a treinta millones quinientos veintitrés mil quetzales (Q.30,523,000.00) perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses de acuerdo a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GG-212-2023-10-19 remitida por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima** a esta Comisión.
- II. La Distribuidora no podrá aplicar en las facturas de los usuarios de la **Tarifa No Social**, ningún valor superior a los aprobados en esta resolución.
- III. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá en cualquier momento, requerir información y fiscalizar la correcta aplicación de lo aquí resuelto; quedando el

contenido de la presente resolución y los valores aprobados en la misma, sujetos a las modificaciones que pudieran darse como resultado de las auditorías que practique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con posterioridad a la notificación de la presente resolución.

- IV. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral y si por efecto de las auditorías que practique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo al numeral anterior de esta resolución, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la Distribuidora, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como Saldo No Ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

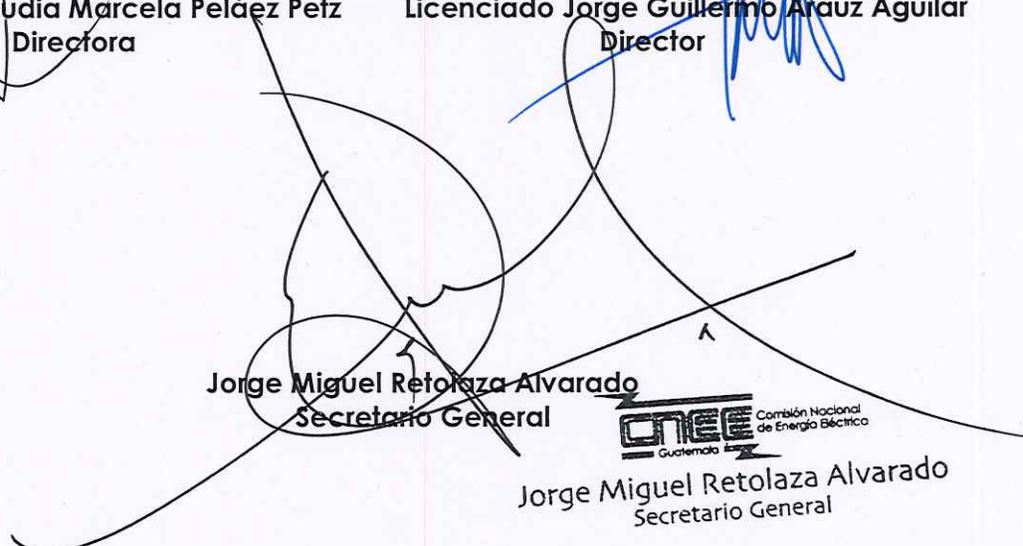
NOTIFÍQUESE. -


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente




Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-253-2023

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 noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024.

1. Costos de energía:

Para el trimestre julio - septiembre 2023, 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	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
INDE (Escritura Pública No. 15) CHIXOY	Q0.00	Q0.00	Q1,354,311.29	Q1,354,311.29
OEXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q0.00	Q0.00	Q1,021,770.38	Q1,021,770.38
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) EL TAMARINDO	Q0.00	Q0.00	Q1,587,740.38	Q1,587,740.38
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q0.00	Q0.00	Q60,288.94	Q60,288.94
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q642,700.79	Q681,726.80	Q1,324,427.59
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q0.00	Q353,587.00	Q421,063.11	Q774,650.11
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública No. 21)	Q24,835.90	Q0.00	Q1,532,249.10	Q1,557,085.00
HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA (Escritura Pública No. 2)	Q90,492.11	Q87,890.23	Q143,527.80	Q321,910.15
ENERGIAS RENOVABLES AMLO LA CEIBA (Escritura Pública No. 5)	Q121,088.72	Q113,016.99	Q177,081.31	Q411,187.02
HIDROELECTRICA EL COROZO (Escritura Pública No. 6)	Q127,170.19	Q94,270.47	Q153,819.83	Q375,260.50
AGUILAR, ARIMANY S.A. (Escritura Pública 3)	Q1,662,515.05	Q1,578,316.09	Q1,312,020.07	Q4,552,851.21
GENERADORA DE ENERGIA EL PRADO S.A. (Escritura Pública 11)	Q78,105.72	Q90,707.09	Q163,082.38	Q331,895.19
HIDROELECTRICA SAMUC S.A II (Escritura Pública 10)	Q322,475.45	Q313,070.34	Q340,229.25	Q975,775.03
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 17)	Q7,108,082.19	Q7,207,076.75	Q4,617,713.79	Q18,932,872.72
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q658,986.40	Q0.00	Q0.00	Q658,986.40
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 8) LA PERLA	Q539,349.07	Q577,196.08	Q513,137.59	Q1,629,682.74
HIDROELECTRICA MAXANAL (ESCRITURA PUBLICA 2)	Q240,065.23	Q249,912.95	Q285,649.90	Q775,628.09
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q84,192.44	Q0.00	Q0.00	Q84,192.44
OEXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q1,270,774.77	Q1,259,844.13	Q1,236,113.54	Q3,766,732.44
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q3,447,760.75	Q4,403,460.18	Q4,710,995.13	Q12,562,216.06
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q1,563,516.66	Q1,665,079.31	Q0.00	Q3,228,595.97
PUNTA DEL CIELO (Escritura Pública No.6)	Q265,034.11	Q339,451.75	Q340,886.84	Q945,372.70
CAUDALES RENOVABLES	Q860,646.00	Q671,705.16	Q893,328.47	Q2,425,679.62
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q207,361.78	Q217,860.13	Q233,084.76	Q658,306.67
HIDROELECTRICA SAMUC S.A I (Escritura Pública 9)	Q270,057.15	Q228,220.65	Q245,101.48	Q743,379.29
JAGUAR ENERGY	Q21,997,835.19	Q22,077,545.41	Q17,708,785.34	Q61,784,165.95
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q913,010.53	Q1,168,868.88	Q1,146,293.47	Q3,228,172.88
GENERADORA NACIONAL S.A. (Escritura Pública 7)	Q219,600.91	Q360,644.51	Q422,582.22	Q1,002,827.64
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q384,362.27	Q456,473.92	Q520,544.56	Q1,361,380.76
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q88,644.30	Q87,485.08	Q85,795.41	Q261,924.79
COMPAÑÍA AGRICOLA O.V. (Escritura Pública No.5)	Q8,242.53	Q5,692.62	Q13,275.09	Q27,210.25



GENERADOR / CONCEPTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
SIBO (Escritura Pública 27)	Q696,296.92	Q671,885.43	Q688,383.35	Q2,056,565.70
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q88,443.08	Q45,535.17	Q82,661.46	Q216,639.71
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q131,929.29	Q98,608.20	Q116,072.69	Q346,610.18
MAGDALENA (Escritura Pública No.23)	Q9,785.44	Q6,003.77	Q0.00	Q15,789.21
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	-Q8,123,121.87	-Q10,121,397.76	-Q5,936,745.13	-Q24,181,264.77
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q1,150,412.06	-Q1,086,327.82	-Q1,106,868.76	-Q3,343,608.63
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q1,817,789.03	Q958,450.56	Q954,986.08	Q3,731,225.67
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q1,323,691.03	Q1,264,216.95	Q1,662,457.70	Q4,250,365.69
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	-Q218,421.20	-Q420,888.42	Q0.00	-Q639,309.62
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q4,317.66	-Q275.73	Q0.00	Q4,041.93
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q512,507.95	Q391,957.42	Q399,139.44	Q1,303,604.81
AJUSTES	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL DE COSTOS DE ENERGIA EN EL TRIMESTRE	Q37,647,010.73	Q36,057,844.28	Q38,782,285.07	Q112,487,140.08

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 agosto - octubre 2023, 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:

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

TARIFA	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
BTS	Q36,404,390.77	Q36,725,313.21	Q37,284,620.55	Q110,414,324.53
BTSA	Q419,636.22	Q397,521.00	Q384,565.39	Q1,201,722.60
BTDP	Q4,322,210.91	Q4,226,709.19	Q4,286,297.65	Q12,835,217.75
BTDFP	Q12,066,170.38	Q12,053,778.48	Q12,104,415.06	Q36,224,363.93
BTDPA	Q72,187.94	Q48,158.90	Q64,199.44	Q184,546.28
BTDFPA	Q188,765.66	Q236,413.53	Q193,559.59	Q618,738.77
MTDP	Q417,018.95	Q344,495.79	Q371,771.29	Q1,133,286.03
MTDFP	Q4,257,476.66	Q3,913,034.55	Q3,504,179.68	Q11,674,690.89
MTDPA	Q19,421.40	Q17,263.47	Q15,105.54	Q51,790.41
MTDFPA	Q119,941.66	Q140,371.74	Q123,345.03	Q383,658.42
AP	Q7,776,613.36	Q7,765,652.67	Q7,871,686.51	Q23,413,952.55
VSC	Q246,816.54	Q246,816.54	Q246,330.27	Q739,963.35
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q1,129,127.66	Q1,192,157.13	Q1,161,676.25	Q3,482,961.03
TOTAL	Q67,439,778.10	Q67,307,686.19	Q67,611,752.25	Q202,359,216.53

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:

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



CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
CÁLCULO:	Q112,487,140.08	-	Q202,359,216.53	=	-Q89,872,076.46

4. Costos de potencia:

Para el trimestre julio - septiembre 2023, 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	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
INDE (Escritura Pública No. 15) CHIXOY	Q0.00	Q0.00	Q335,413.21	Q335,413.21
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q0.00	Q0.00	Q251,297.64	Q251,297.64
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) EL TAMARINDO	Q0.00	Q0.00	Q227,074.03	Q227,074.03
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q0.00	Q0.00	Q1,112,566.00	Q1,112,566.00
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q93,365.36	Q94,614.18	Q187,979.53
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q0.00	Q518,609.90	Q525,546.63	Q1,044,156.53
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública No. 21)	Q37,679.34	Q0.00	Q2,140,063.00	Q2,177,742.33
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 17)	Q5,413,623.03	Q5,342,828.12	Q5,414,291.87	Q16,170,743.02
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q297,867.80	Q0.00	Q0.00	Q297,867.80
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q340,739.04	Q0.00	Q0.00	Q340,739.04
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q176,066.50	Q173,764.05	Q176,088.25	Q525,918.80
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q567,614.94	Q560,192.14	Q567,685.07	Q1,695,492.15
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q2,627,092.56	Q2,259,715.35	Q0.00	Q4,886,807.91
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q42,449.94	Q41,894.82	Q42,455.19	Q126,799.95
JAGUAR ENERGY	Q14,358,319.50	Q14,170,553.22	Q14,360,093.44	Q42,888,966.15
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q166,500.38	Q164,323.03	Q166,520.95	Q497,344.36
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q118,276.07	Q116,729.36	Q118,290.69	Q353,296.11
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q1,946,615.67	Q1,921,159.43	Q1,946,856.17	Q5,814,631.26
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q276,972.72	Q273,350.70	Q277,006.94	Q827,330.37
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q611,742.98	Q603,743.11	Q611,818.56	Q1,827,304.66
MAGDALENA (Escritura Pública No.23)	Q210,918.44	Q208,160.22	Q389,827.31	Q808,905.98
TÉRMICA (Escritura Pública No. 21)	Q0.00	Q112,647.31	Q0.00	Q112,647.31
INGENIO TULULA (Escritura Pública 3)	Q445,132.54	Q461,689.44	Q69,862.09	Q976,684.06
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q541,529.26	Q516,426.28	Q680,702.16	Q1,738,657.70
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q226,196.94	Q264,426.46	-Q30.33	Q490,593.07
CRÉDITO POR REMANENTE DE DESVÍOS DE POTENCIA	Q0.00	Q0.00	-Q392,387.13	-Q392,387.13
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q4,778,396.08	Q4,585,942.43	Q6,013,623.71	Q15,377,962.23
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q2,146,030.31	Q2,086,799.05	Q2,181,376.84	Q6,414,206.19
Ajuste	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q35,329,764.04	Q34,476,319.75	Q37,310,656.47	Q107,116,740.26

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 agosto - octubre 2023, 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:

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



TARIFA	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
BTS	Q4,838,971.12	Q4,881,629.00	Q4,955,973.67	Q14,676,573.79
BTSA	Q45,163.95	Q42,783.77	Q41,389.41	Q129,337.13
BTDP	Q295,719.53	Q284,236.24	Q306,050.56	Q886,006.33
BTDFF	Q921,218.42	Q910,676.37	Q926,947.23	Q2,758,842.02
BTDPA	Q25,585.70	Q26,857.29	Q18,698.86	Q71,141.85
BTDFFPA	Q64,799.15	Q69,047.20	Q61,192.83	Q195,039.17
MTDP	Q37,120.37	Q34,614.01	Q34,323.80	Q106,058.18
MTDFF	Q359,837.49	Q360,420.60	Q318,394.55	Q1,038,652.64
MTDPA	Q4,202.19	Q4,349.04	Q4,428.11	Q12,979.34
MTDFFPA	Q48,699.44	Q51,958.52	Q31,584.67	Q132,242.63
AP	Q967,668.36	Q966,304.49	Q979,498.61	Q2,913,471.45
VSC	Q19,486.03	Q19,486.03	Q19,447.64	Q58,419.70
PecajeFT_MT P.Energía en Punta	Q100,915.79	Q98,908.48	Q103,834.17	Q303,658.43
TOTAL	Q7,729,387.52	Q7,751,271.01	Q7,801,764.10	Q23,282,422.64

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:

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

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
CÁLCULO:	Q107,116,740.26	-	Q23,282,422.64	=	Q83,834,317.62

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 5,453,718.67, 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:



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

Monto a Recuperar

Monto Recuperado

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	Q 5,453,718.67
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	Q 6,297,051.70
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q 843,333.03

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 GTTA-Informe-1248, 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	Q5,453,718.67
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	Q6,643,620.94
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q1,189,902.27

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	Q1,189,902.27

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

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	Q346,569.24
---------------------------------	--------------------



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-184-2023, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 9,717,000.00, perteneciente a los Usuarios, adicionando los intereses respectivos por Q 170,047.50, resultando un total de Q 9,887,047.50.

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 GTA-NotaS2023-97, 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 nota remitida GG-212-2023-10-19 manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliará en un trimestre equivalente a Q.30,523,000.00 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-157-2023-07-24 remitida por Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.

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	Q950,551.84
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q30,523,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q9,887,047.50
TOTAL, AJUSTES POR OTROS	Q21,586,504.34

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:

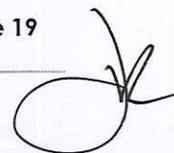
$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$

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	Q26,253,630.90	23.34%	Q10,776,507.98	10.06%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q15,155,037.85	13.47%	Q23,300,266.08	21.75%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q11,098,593.05	9.87%	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 noviembre de 2023 al 31 de enero 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	Q83,834,317.62
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q89,872,076.46
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q21,586,504.34
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA n	Q346,569.24
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q11,098,593.05
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	Q4,796,721.70
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EPn+1	139,800,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	ATn	Q0.034311

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 noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
JULIO	11.98%	0.94738%
AGOSTO	11.96%	0.94587%
SEPTIEMBRE	11.95%	0.94512%
Tasa de Mora para el Trimestre		0.946125%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del 1 noviembre de 2023 al 31 de enero 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:	1.421310	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.907093	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.328403	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.416685	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.732018	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.148703	Q/kWh

Tarifa BTSLAP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.414924	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.845248	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.260172	Q/kWh



Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.414924	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.845248	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.260172	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.415752	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.536609	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.952361	Q/kWh

D) 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	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CD,BT	49.995908%
IPC N	173.1
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00
\sum CPiBTp	Q 662,809.4
CDBT	119.34
Dmax Base BT	312,806.66

FACD_{BT}	1.206526
--------------------------	-----------------

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	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CD,MT	52.9043%
IPC N	173.10
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00000
Cuota	Q 4,731,798.04
CDMT	72.752987
Sumatoria Dmax m,MT	2,220,500.82
Σ CPIMTp	Q 1,517,658.07
Demanda Máxima Base Media Tensión	363,979.67
FACDMT	1.249143

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:

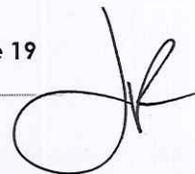
2.1. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT:

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	11.26783%
TC N	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CF,BT	88.73217%
IPC N	173.1
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
CFBTo	18.90
Usuarios Baja Tensión	1,177,292
Σ CPIECFBTp	0
FACFBT	1.328748

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	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CF,MT	88.73217%
IPC N	173.1
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
CFMTo	2,973.93
Usuarios Media Tensión	107.00
FACFMT	1.328748

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

CONCEPTO	VALOR
IPC N	173.10
IPC 0	126.83
FACACYRm	1.364819

CONCEPTO	VALOR
CACYRBTS-BTSH-BTSA-BTSP_m	Q 306.20
CACYRBD-BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m	Q 918.64
CACYRMTDP-MTDFP-MTDA-MTHA_m	Q 2,756.24

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-55 del departamento de Estudios Tarifarios, en el presente ajuste semestral a aplicarse del periodo de noviembre 2023 a abril 2024 a los cargos por Distribución y cargos por consumidor que se incluyeron los siguientes montos:

Programas de Inversión (Baja Tensión)	
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Huehuetenango - Jacaltenango - Jacaltenango	84,379.88
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Sololá - Santa Cruz La Laguna - Santa Cruz	53,806.91
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Sololá - Sololá - Aldea Las Trampas	8,189.37
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Sololá - Sololá - Pujujil II	142,185.23
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Chimaltenango - San Martín Jilotepeque - La Estancita	55,928.13
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Concepción Huista - Tzunul	9,540.38
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - El Limonar	3,195.55
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Gómez Chichim	22,225.67
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Río San Juan	4,002.60
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Sechul	16,294.07
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Chenihuitz Chiquito	6,900.62
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuicoyg	51,862.69
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuispac	7,989.96
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Txenijok	9,761.88
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Quiché - Chajul - Ilom	153,086.66
VNR 2023 - PER - DEOCSA - San Marcos - Concepción Tutuapa - El Retiro	33,459.79
Total	Q 662,809.40

Programas de Inversión (Media Tensión)	
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Chimaltenango - Tecpán - Zona 2	Q 236,404.32
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - DIGEF - Parramos - DIGEF, Escuela Pedro Molina	Q 333,247.23
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Quiché - Chichicastenango - Cantón Camanchaj	Q 122,026.59
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Quiché - Chichicastenango - Cantón Chupol	Q 172,567.14
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - San Marcos - Pajapita - Pajapita	Q 221,844.89
GASTO 2023 - ATDE - DEOCSA - Campañas de Comunicación Preventiva	Q 43,548.05
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Chimaltenango - San Martín Jilotepeque - La Estancita	Q 67,158.87
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Concepción Huista - Tzunul	Q 4,579.52
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Gómez Chichim	Q 41,279.96
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Río San Juan	Q 2,439.42
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - San Rafael Petzal - Sechul	Q 13,035.18
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Chenihuitz Chiquito	Q 12,518.86
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuicoyg	Q 52,754.32
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Tuispac	Q 11,613.43
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Huehuetenango - Todos Santos Cuchumatán - Txenijok	Q 21,782.67
VNR 2023 - PER - DEOCSA - Quiché - Chajul - Ilom	Q 132,684.56
VNR 2023 - PER - DEOCSA - San Marcos - Concepción Tutuapa - El Retiro	Q 28,173.05
Total	1,517,658.07



CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 04 minutos del día 31 de
octubre dos mil veintitrés, en Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio
Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401,
Guatemala, NOTIFIQUÉ la resolución **CNEE-253-2023** de fecha
veintisiete de octubre de dos mil veintitrés, 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
Hilda Franco, quien de
enterado **NO** () firma. DOY FE.



(f) Notificado

(f) Notificador

Ref: GJ-Proyresoldir-4489

Exp: GTTE-23-125

Adjunto: 13 folios

WV

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador