

RESOLUCIÓN CNEE-255-2023
Guatemala, 27 de octubre de 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 determinan 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-110-2020, 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 Oriente, 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 Oriente, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominársele 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 Oriente, 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 Oriente, 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 siete millones doscientos ochenta y cuatro mil quetzales (Q.7,284,000.00), perteneciente a la Distribuidora, 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 Oriente, 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.1,195,731.41, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.008281 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 144,400,000 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 por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.214515; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.259282; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.310214; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda MT (FACFMT) es de 1.310214; y, **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.364819.
 - I.III. 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)	22.964455
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.198386
Baja Tensión Simple Pre-Pago - BTSP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	NA
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	22.964455
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.973064
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	22.964455
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.294383
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.230874
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	2.022077
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.873687
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1034.624639
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.383341
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	51.253506
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	98.481705
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1034.624639
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.384673
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	27.175376
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	83.645198
Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1034.624639
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.402457
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.384962
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.369445
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.221055
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	55.222045
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	113.820777
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1034.624639
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.383732
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	19.996789
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	87.607813

Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores - BTDFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1034.624639
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.383732
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	18.987777
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	79.807385
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3925.836631
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.242720
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.662043
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	73.326774
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFF -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3925.836631
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.243110
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	42.219737
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.046190
Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3925.836631
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.259912
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.244185
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.230236
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.096839
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	28.726474
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	107.833492
Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3925.836631
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.243079
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.753000
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	69.098268
Media Tensión con Demanda Autoprodutores - MTDFFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3925.836631
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.243079
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.633992
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.046190
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.267819
Tarifa de Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.267819

Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.910866
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.198913
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.196430
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.194227
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	192.557326
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PeajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.057344
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.056628
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.055993
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	65.697627

Nota 1: La desagregación de la Tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024, es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.812424 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.385962 Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la tarifa BTS de DEORSA para el período de 1 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024, es la siguiente: Cargos por Generación y Transporte: 1.498991 Q/kWh y Cargos por Distribución 0.474073 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)** CACYRBS_m = 315.10 Quetzales, **B)** CACYRBTB-BTH_m = 945.35 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH_m = 2,836.38 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 Oriente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de siete millones doscientos ochenta y cuatro mil quetzales (Q.7,284,000.00), perteneciente a la Distribuidora, 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-214-2023-10-19, remitida por Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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 Araúz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-255-2023

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-110-2020, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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-110-2020:

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

GENERADOR / CONCEPTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 19 - OXEC II	Q883,880.20	Q883,818.91	Q877,088.96	Q2,644,788.07
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - ESCRITURA PUBLICA 17 - AGUACAPA	Q0.00	Q0.00	Q1,075,510.21	Q1,075,510.21
RENACE - ESCRITURA PUBLICA 08 - RENACE II FASE 1	Q1,089,708.50	Q1,343,150.31	Q0.00	Q2,432,858.82
HIDRO XACBAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 15 - HIDROXACBAL	Q4,091,570.15	Q5,271,375.89	Q5,703,859.04	Q15,066,805.08
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 18 - EL TAMARINDO	Q0.00	Q1,286,093.92	Q1,922,363.97	Q3,208,457.89
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - ESCRITURA PUBLICA 08 - RENACE	Q459,270.57	Q0.00	Q0.00	Q459,270.57
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - ESCRITURA PUBLICA 23 - BIOMASS BLOQUE 6	Q61,782.41	Q61,507.08	Q61,007.23	Q184,296.73
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 18 - OXEC	Q0.00	Q769,376.20	Q825,403.86	Q1,594,780.06
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - ESCRITURA PUBLICA 12 - EL COBANO	Q456,135.25	Q546,444.28	Q630,251.73	Q1,632,831.25
ENERGIAS DEL OCOSITO, S.A. - ESCRITURA PUBLICA 14	Q246,082.99	Q260,800.04	Q282,208.45	Q789,091.49
GENERADORA NACIONAL - ESCRITURA PUBLICA 05 - OXEC II	Q0.00	Q0.00	Q907,872.99	Q907,872.99
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - ESCRITURA PUBLICA 16 - JURUN MARINALA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - ESCRITURA PUBLICA 16 - CHIXOY	Q0.00	Q0.00	Q1,639,738.63	Q1,639,738.63
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 08 - HIDROELECTRICA RAAXHA	Q1,354,940.21	Q1,514,215.16	Q2,073,845.43	Q4,943,000.80
REGIONAL ENERGETICA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 09 - EL LIBERTADOR	Q428,878.31	Q425,716.08	Q453,717.02	Q1,308,311.41
CORALITO S.A. - ESCRITURA PUBLICA 01 - CORALITO	Q437,353.96	Q469,857.57	Q474,838.39	Q1,382,049.92



GENERADOR / CONCEPTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
AGROPECUARIA ALTORR S.A. - ESCRITURA PUBLICA 13 - SANTA TERESA	Q369,154.46	Q361,058.40	Q357,975.64	Q1,088,188.49
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS - ESCRITURA PUBLICA 04 - GENERADORA ELECTRICA LA PAZ	Q236,520.74	Q291,352.19	Q292,982.23	Q820,855.16
ANACAPRI S.A. - ESCRITURA PUBLICA 17 - HORUS II / PLANTA 6	Q0.00	Q566,633.92	Q557,132.09	Q1,123,766.01
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 20 - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M)	Q99,913.92	Q0.00	Q0.00	Q99,913.92
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - ESCRITURA PUBLICA 11 - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE	Q420,200.13	Q309,149.19	Q80,443.03	Q809,792.35
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - ESCRITURA PUBLICA 01 - GENOR	Q0.00	Q643,551.00	Q169,401.27	Q812,952.28
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ESCRITURA PUBLICA 15 - ENERGIA DEL CARIBE MER-MEXICO	Q4,954,315.29	Q5,067,872.31	Q3,658,364.73	Q13,680,552.33
INGENIO MAGDALENA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 24 - MAGDALENA BLOQUE 5	Q132,732.90	Q31,943.76	Q298.83	Q164,975.49
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 22 - HIDRO XACBAL DELTA	Q959,806.83	Q0.00	Q1,089,548.78	Q2,049,355.61
JAGUAR ENERGY LLC - ESCRITURA PUBLICA 37 - JAGUAR ENERGY	Q21,359,085.19	Q21,623,725.73	Q17,447,591.24	Q60,430,402.17
EOLICO SAN ANTONIO S.A. - ESCRITURA PUBLICA 12 - EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO	Q11,527,968.22	Q7,243,073.18	Q6,373,127.28	Q25,144,168.67
TUNCAJ S.A. - ESCRITURA PUBLICA 05 - PEDRO DE ALVARADO	Q703,704.35	Q667,346.04	Q676,672.25	Q2,047,722.64
TUNCAJ S.A. - ESCRITURA PUBLICA 05 - AVELLANA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TUNCAJ S.A. - ESCRITURA PUBLICA 05 - TAXISCO	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TUNCAJ S.A. - ESCRITURA PUBLICA 05 - BUENA VISTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TUNCAJ S.A. - ESCRITURA PUBLICA 05 - EL JOBO	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
HIDRO SACJA - ESCRITURA PUBLICA 10	Q1,311,755.72	Q1,258,182.53	Q1,291,712.60	Q3,861,650.84
AGROFORESTAL EL CEDRO S.A. - ESCRITURA PUBLICA 12 - HIDROSAN 1	Q0.00	Q4,463.87	Q42,990.88	Q47,454.76
ADMINISTRADORA OPERATIVA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 31 - ATLANTICO 1 (SERVICIOS CM)	Q902,651.98	Q906,719.58	Q438,160.83	Q2,247,532.38
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	-Q7,698,093.47	-Q7,067,142.92	-Q1,700,478.71	-Q16,465,715.10
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q1,236,179.97	-Q1,179,322.46	-Q1,213,440.56	-Q3,628,942.98
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q2,088,325.19	Q1,132,766.22	Q1,089,163.77	Q4,310,255.18
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q1,452,585.91	Q1,393,095.99	Q1,632,660.85	Q4,478,342.76
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	-Q216,596.43	-Q344,163.22	-Q354,119.95	-Q914,879.59
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q5,846.31	Q373.04	Q92,798.54	Q99,017.89
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q587,078.28	Q430,276.07	Q331,850.94	Q1,349,205.28
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
Ajuste	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL DE COSTOS DE ENERGIA EN EL TRIMESTRE	Q47,470,378.09	Q46,173,309.87	Q49,282,542.49	Q142,926,230.45

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-110-2020:

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



TARIFA	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
BTS	Q45,333,486.00	Q46,399,650.87	Q49,111,045.87	Q140,844,182.75
BTSA	Q785,718.42	Q795,092.19	Q891,297.78	Q2,472,108.39
BTDP	Q5,829,231.80	Q5,685,862.73	Q5,885,759.49	Q17,400,854.01
BTDFF	Q13,259,183.67	Q13,119,035.79	Q13,600,178.81	Q39,978,398.27
BTDPA	Q26,249.19	Q20,355.41	Q53,865.34	Q100,469.93
BTDFFPA	Q322,223.17	Q308,954.50	Q335,136.87	Q966,314.54
MTDP	Q96,120.66	Q87,382.42	Q88,176.81	Q271,679.89
MTDFP	Q4,133,069.17	Q3,932,358.56	Q4,232,488.43	Q12,297,916.16
MTDPA	Q125,261.14	Q105,552.22	Q124,385.18	Q355,198.54
MTDFPA	Q164,904.22	Q157,219.62	Q141,019.51	Q463,143.35
AP	Q5,114,091.20	Q5,170,712.45	Q5,233,154.43	Q15,517,958.09
VSC	Q230,199.54	Q230,199.54	Q230,287.23	Q690,686.32
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q1,123,830.66	Q1,201,890.92	Q1,075,873.75	Q3,401,595.33
TOTAL	Q76,543,568.85	Q77,214,267.21	Q81,002,669.50	Q234,760,505.57

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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	= APE _n
CÁLCULO:	Q142,926,230.45	-	Q234,760,505.57	= -Q91,834,275.12

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-110-2020:

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

GENERADOR / CONCEPTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 19 - OXEC II	Q122,713.06	Q122,166.19	Q125,212.50	Q370,091.75
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - ESCRITURA PUBLICA 17 - AGUACAPA	Q0.00	Q0.00	Q247,098.79	Q247,098.79
RENACE - ESCRITURA PUBLICA 08 - RENACE II FASE 1	Q1,831,004.58	Q1,822,844.64	Q0.00	Q3,653,849.22
HIDRO XACBAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 15 - HIDROXACBAL	Q673,607.17	Q670,605.21	Q687,327.31	Q2,031,539.69



GENERADOR / CONCEPTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 18 - EL TAMARINDO	Q0.00	Q189,773.54	Q274,930.92	Q464,704.46
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - ESCRITURA PUBLICA 08 - RENACE I	Q207,604.90	Q0.00	Q0.00	Q207,604.90
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - ESCRITURA PUBLICA 23 - BIOMASS BLOQUE 6	Q1,356,732.63	Q1,350,686.30	Q1,384,366.78	Q4,091,785.71
GENERADORA NACIONAL S.A. - ESCRITURA PUBLICA 18 - OXEC	Q0.00	Q111,767.54	Q114,554.55	Q226,322.09
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - ESCRITURA PUBLICA 12 - EL COBANO	Q140,362.07	Q139,736.54	Q143,220.99	Q423,319.60
ENERGÍAS DEL OCOSITO, S.A. - ESCRITURA PUBLICA 14	Q50,376.73	Q50,152.23	Q51,402.82	Q151,931.78
GENERADORA NACIONAL - ESCRITURA PUBLICA 05 - OXEC II	Q0.00	Q0.00	Q223,288.24	Q223,288.24
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - ESCRITURA PUBLICA 16 - CHIXOY	Q0.00	Q0.00	Q406,103.09	Q406,103.09
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 20 - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M)	Q404,366.13	Q0.00	Q0.00	Q404,366.13
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - ESCRITURA PUBLICA 11 - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE	Q193,041.67	Q192,181.37	Q196,973.58	Q582,196.62
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - ESCRITURA PUBLICA 01 - GENOR	Q0.00	Q126,586.15	Q129,742.68	Q256,328.83
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ESCRITURA PUBLICA 15 - ENERGIA DEL CARIBE MER-MEXICO	Q3,773,132.58	Q3,756,317.48	Q3,849,984.38	Q11,379,434.44
INGENIO MAGDALENA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 24 - MAGDALENA BLOQUE 5	Q250,303.79	Q249,188.31	Q255,402.02	Q754,894.12
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - ESCRITURA PUBLICA 56 - HIDROELECTRICA EL CANADA	Q260,524.53	Q260,610.95	Q260,173.59	Q781,309.07
TERMICA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 19 - TERMICA II	Q115,614.25	Q115,652.60	Q115,458.51	Q346,725.36
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - ESCRITURA PUBLICA 32 - HIDROELECTRICA EL CANADA	Q44,945.83	Q44,960.74	Q44,885.29	Q134,791.86
RENOVABLES DE GUATEMALA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 09 - HIDROELECTRICA PALO VIEJO	Q112,391.69	Q112,428.97	Q112,240.29	Q337,060.95
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - ESCRITURA PUBLICA 04 - GENOR	Q331,798.85	Q344,526.18	Q85,836.78	Q762,161.81
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y COMAÑIA SOCIEDAD COMANDITA POR ACCIONES - ESCRITURA PUBLICA 10 - ARIZONA	Q781,935.57	Q782,194.93	Q780,882.25	Q2,345,012.75
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. - ESCRITURA PUBLICA 09 - EL MANANTIAL BLOQUE 2	Q112,154.29	Q112,191.49	Q112,003.21	Q336,348.99
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 22 - HIDRO XACBAL DELTA	Q1,456,153.60	Q0.00	Q1,521,751.93	Q2,977,905.53
JAGUAR ENERGY LLC - ESCRITURA PUBLICA 37 - JAGUAR ENERGY	Q13,941,397.74	Q13,879,267.38	Q14,225,358.46	Q42,046,023.58
ADMINISTRADORA OPERATIVA S.A. - ESCRITURA PUBLICA 31 - ATLANTICO 1 (SERVICIOS CM)	Q725,963.58	Q722,728.30	Q740,750.13	Q2,189,442.01
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q625,358.57	Q600,963.33	Q850,761.64	Q2,077,083.54
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	-Q93,242.39	-Q85,673.04	-Q88,278.68	-Q267,194.11
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q5,863,283.29	Q5,662,415.44	Q7,050,204.20	Q18,575,902.93
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q3,027,490.58	Q2,948,914.14	Q3,041,071.78	Q9,017,476.50
Ajustes	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q36,309,015.29	Q34,283,186.91	Q36,942,708.03	Q107,534,910.22

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-110-2020:

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

TARIFA	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
BTS	Q5,195,591.00	Q5,317,782.27	Q5,628,530.48	Q16,141,903.75
BTSA	Q65,567.70	Q66,349.94	Q74,378.23	Q206,295.87
BDTP	Q482,705.52	Q482,603.01	Q492,853.71	Q1,458,162.25
BDTFP	Q1,025,163.88	Q1,023,071.38	Q1,053,779.56	Q3,102,014.82
BDTPA	Q2,979.52	Q3,059.51	Q3,919.37	Q9,958.40
BDTFPA	Q26,146.17	Q26,696.81	Q30,038.66	Q82,881.65
MTDP	Q7,998.61	Q7,971.95	Q7,545.36	Q23,515.92
MTDFPA	Q491,733.28	Q504,736.96	Q543,621.33	Q1,540,091.57
MTDPA	Q9,151.50	Q9,261.76	Q10,254.09	Q28,667.34
MTDFPA	Q24,471.51	Q23,463.05	Q28,427.98	Q76,362.53
AP	Q642,652.25	Q649,767.45	Q657,614.10	Q1,950,033.81
VSC	Q17,157.46	Q17,157.46	Q17,163.99	Q51,478.91
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q159,898.62	Q161,449.95	Q160,547.56	Q481,896.13
TOTAL	Q8,151,217.02	Q8,293,371.50	Q8,708,674.43	Q25,153,262.94

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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:

FÓRMULA:	$APP_n = CCPR_n - \sum_{t=1}^3 \sum_{r=1}^{MAD} (DF_{t,t-1} \cdot PTP_{t,t-1} \cdot PFP_{t,t-1}) - \sum_{t=1}^3 \sum_{r=1}^{MRENS} (EF_{t,t-1} \cdot PTP_{t,t-1} \cdot PFP_{t,t-1})$				
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
CÁLCULO:	Q107,534,910.22	-	Q25,153,262.94	=	Q82,381,647.29

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-110-2020, 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 -Q116,726.77 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:

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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q116,726.77
Monto Recuperado por Ajuste Trimestral en el Trimestre Anterior	-Q138,625.23
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q21,898.46

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-Informe-1249**, 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	-Q116,726.77
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q1,478,273.66
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q1,361,546.88

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q1,361,546.88

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

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	-Q1,339,648.43
---------------------------------	-----------------------

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

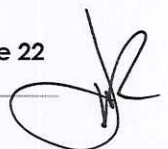
Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que, no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, y que el marco regulatorio y normativa vigente establece que 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-186-2023**, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de **Q 24,055,000.00**, perteneciente a la Distribuidora adicionando los intereses respectivos por **Q 420,962.50**, resultando un total de **Q 24,475,962.50**.

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-NotaS2023-95**, 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 Oriente, S.A., mediante nota remitida **GG-214-2023-10-19** manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliara en un trimestre equivalente a **Q 7,284,000.00** perteneciente a la Distribuidora 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-159-2023-07-24** remitida por Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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	Q1,026,405.16
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q7,284,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q24,475,962.50
TOTAL APO	Q18,218,367.66

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
=:

- 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-110-2020, 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:

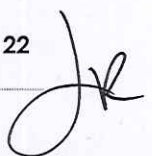
$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q28,534,083.23	19.96%	Q10,878,294.60	10.12%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q19,912,260.41	13.93%	Q22,735,087.74	21.14%
Ajuste por Pérdidas de Potencia y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q8,621,822.82	6.04%	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-110-2020, 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-110-2020 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	Q82,381,647.29
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q91,834,275.12
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q18,218,367.66
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNAn	-Q1,339,648.43
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTSn	-Q8,621,822.82
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q1,195,731.41

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EPn+1	144,400,000
--	--------------	--------------------

AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	ATn	-Q0.008281
--	------------	-------------------

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

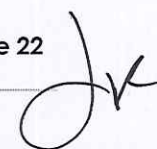
Según lo dispuesto en el numeral 13 de la Resolución CNEE-110-2020, "en caso de atraso en el pago por parte del Usuario a la Distribuidora, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora se calcula como la 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 de noviembre de 2023 al 31 de enero de 2024**, los cargos por energía y potencia de las Tarifas BTS, BTSA, AP, APPN y VSC de DEORSA son los siguientes:

Tarifa BTS	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.385962	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.812424	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.198386	Q/kWh



Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.382898	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.590166	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.973064	Q/kWh

Tarifa AP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.380584	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.887235	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.267819	Q/kWh

Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.380584	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.887235	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.267819	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.383519	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.527347	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.910866	Q/kWh

D) Ajuste Semestral:

Con base a lo estipulado en los numerales 68 y 72 de la Resolución CNEE-110-2020, 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-110-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de DEORSA:

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	47.96797%
TC N	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CD,BT	52.032027%
IPC N	173.1
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00
CDBT	114.1946
Σ CPIBTp	Q 847,594.21
Dmax Base BT	230,288.91

FACDBT	1.214515
---------------	-----------------

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	43.54599%
TC N	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CD,MT	56.454006%
IPC N	173.10
IPC 0	126.83
K CD,N	1.000000
Cuota	Q 4,100,868.51
CDMT	84.144407
Sumatoria Dmax m,MT	1,827,956.60
Σ CPIMTp	Q1,693,535.72
Demanda Máxima Base Media Tensión	285,358.32
FACDMT	1.259282

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 68 de la Resolución CNEE-110-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de DEORSA:

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	17.05749%
TC N	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.00000
PIPC CF,BT	82.9425%
IPC N	173.1
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
Σ CPICFBTp	0
CFBTo	19.72
Usuarios Baja Tensión	763,457

FACFBT	1.310214
---------------	-----------------

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	17.0575%
TC N	7.85833
TC 0	7.52213
FAA	1.0000
PIPC CF,MT	82.942512%
IPC N	173.10
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
CFMTo	2,996.33
Usuarios Media Tensión	127.00

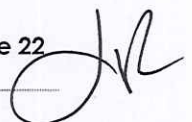
FACFMT	1.310214
---------------	-----------------

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
CACYRBTSS-BTSH-BTSA-BTSPP_0	Q 315.10
CACYRBDTP-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_0	Q 945.35
CACYRMTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_0	Q 2,836.38

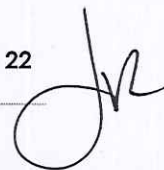


4. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

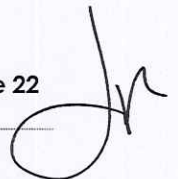
De acuerdo a lo estipulado en el numeral romano IV de la resolución CNEE-110-2020 y a lo indicado en el Dictamen identificado como GTTE-DictamenET-55 del departamento de Estudios Tarifarios, en el presente ajuste semestral a aplicarse del periodo del 1 de noviembre 2023 al 30 de abril 2024 a los cargos por Distribución y cargos por consumidor que se incluyeron los siguientes montos:

Programas de Inversión (Baja Tensión)	Monto (Quetzales)
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Najtilabaj	Q 43,483.13
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Panhux	Q 15,879.36
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Santa Cruz del Quetzal	Q 29,590.36
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Purulhá	Q 55,281.21
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Rubel Cruz	Q 47,360.62
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Xicacao	Q 92,203.41
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chicocox	Q 15,072.85
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chisantiago	Q 30,150.73
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chuachiyac	Q 20,779.00
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Chup	Q 75,241.26
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Jocote	Q 32,223.48
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Naranja	Q 12,882.13
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - La Laguna	Q 7,965.59
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Malena	Q 78,000.52
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Palá	Q 86,961.36
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Xeyoch	Q 47,093.87
VNR 2023 - PER - DEORSA - Guatemala - Villa Canales - San Rafael, El Jocofillo	Q 5,658.08
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Moyuta - Amate Raizudo	Q 7,746.00
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Moyuta - Los Horcones	Q 19,790.39
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - El Güisocoyol	Q 9,543.21
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - El Jobo	Q 22,819.45
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - La Estancia	Q 20,842.03
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - La Sincuya	Q 14,044.72
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Las Mesetas	Q 15,512.31
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Manuel Ávila	Q 4,548.06
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Santa Emilia	Q 5,743.38
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Sitio Sur	Q 11,085.24
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Sunzapote	Q 20,092.47
TOTAL	Q 847,594.21

Programas de Inversión (Media Tensión)	Monto (Quetzales)
GASTO 2023 - ATDE - DEORSA - Jalapa - Jalapa - Mataquescuintla	Q 148,508.72
GASTO 2023 - ATDE - DEORSA - Jutiapa - Comapa - Aldea Guachipilín	Q 174,784.20
GASTO 2023 - ATDE - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Aldea Barra del Jiote	Q 254,739.05
GASTO 2023 - ATDE - DEORSA - Santa Rosa - Santa Rosa - Aldea El Junquillo	Q 264,460.69
GASTO 2023 - ATDE - DEORSA - Campañas de Comunicación Preventiva	Q 43,548.05
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Najtilabaj	Q 30,071.80
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Panhux	Q 14,089.00
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Cristóbal Verapaz - Santa Cruz del Quetzal	Q 26,561.69
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Purulhá	Q 55,869.03
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Rubel Cruz	Q 42,320.77
VNR 2023 - PER - DEORSA - Alta Verapaz - San Pedro Carchá - Xicacao	Q 59,852.16
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chicocox	Q 13,513.23
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chisantiago	Q 30,293.78
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Chuachiyac	Q 13,534.04
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Chup	Q 54,045.99
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Jocote	Q 24,168.43
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - El Naranja	Q 12,084.22



Programas de Inversión (Media Tensión)	Monto (Quetzales)
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - La Laguna	Q 3,155.65
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Malena	Q 73,996.74
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Palá	Q 67,358.05
VNR 2023 - PER - DEORSA - Baja Verapaz - Cubulco - Xeyoch	Q 38,028.51
VNR 2023 - PER - DEORSA - Guatemala - Villa Canales - San Rafael, El Jocotillo	Q 8,914.02
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Moyuta - Amate Raizudo	Q 12,590.61
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Moyuta - Los Horcones	Q 29,107.56
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - El Güisoyol	Q 19,805.07
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - El Jobo	Q 35,614.44
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - La Estancia	Q 37,938.33
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - La Sincuya	Q 29,218.55
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Las Mesetas	Q 19,520.66
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Manuel Ávila	Q 8,012.21
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Santa Emilia	Q 6,777.43
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Sifio Sur	Q 10,565.02
VNR 2023 - PER - DEORSA - Jutiapa - Pasaco - Sunzapote	Q 30,488.02
TOTAL	Q 1,693,535.72



CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 05 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-255-2023** de fecha veintisiete de octubre de dos mil veintitrés, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima -DEORSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Hilda Franco, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

ENERGUATE
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

RECIBO
31 OCT 2023

Gerencia de Regulación y Tarifas

Recibido: 10.05
(f) Notificado

Carlos Soyos

(f) Notificador

Ref: GJ-Proyresoldir-4490

Exp: GTTE-23-118

Adjunto: 16 folios

WV

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador