

**RESOLUCIÓN CNEE-182-2023**  
Guatemala, 26 de julio 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 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...". Con fundamento en la norma antes citada, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la Resolución CNEE-153-2018, publicada en el Diario de Centro América, el 31 de julio de del año 2018, la cual contiene el Pliego Tarifario, para ser aplicado por Empresa Eléctrica de Guatemala, 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; por lo que, derivado que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante la Resolución CNEE-181-2023 dispuso prorrogar la vigencia del pliego tarifario fijado por medio de la Resolución CNEE-153-2018, es procedente realizar el ajuste trimestral con base en dicho Pliego Tarifario.

**CONSIDERANDO:**

Que el Departamento de Ajustes Tarifarios de la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, efectuó la fiscalización de la documentación de soporte presentada por **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 cuarenta y nueve millones novecientos mil quetzales (Q.49,900,000.00) pertenecientes 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 Q13,880,330.07, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de agosto de 2023 al 31 de octubre de 2023**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.026439 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 525,000,000 kWh.
  - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de agosto de 2023 al 31 de enero de 2024**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.158736; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.379252; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.298464; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT (FACFMT) es de 1.294953 y **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.339352.
  - I.III. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de agosto de 2023 al 31 de octubre de 2023**, son los siguientes:

<b>Baja Tensión Simple - BTS -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	10.985336
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.474046
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.182403
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.523975
<b>Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -</b>	

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	12.083870
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.585856
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.487244
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.327019
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.250291
<b>Baja Tensión con Demanda En Punta - Btdp-</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	131.824033
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.085641
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	43.653303
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	69.549724
<b>BAJA TENSION Con Demanda fuera de Punta - BTDfp</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	131.824033
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.087312
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	24.072515
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	32.815273
<b>BAJA TENSION HORARIA CON DEMANDA - BTHD -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	145.006436
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.099662
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.091323
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.065181
Cargo Unitario por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.988453
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	39.450049
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	38.789477
<b>BAJA TENSION CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES - BTDA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	153.794705
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.085100
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	41.477508
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	41.200025
<b>MEDIA TENSION Con Demanda en Punta - MTDp</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	876.450568
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.026830
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	35.948505
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	20.617972
<b>MEDIA TENSION Con Demanda fuera de Punta - MTDfp</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	876.450568
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.027417
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.528302
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	13.688700

MEDIA TENSION HORARIA CON DEMANDA - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	964.095625
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.039623
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.031728
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.006980
Cargo Unitario por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.934343
Cargo Unitario por Potencia Punta (Q/kW-mes)	38.987947
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	14.422363
MEDIA TENSION CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES - MTD A -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	986.006889
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.027790
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	48.885724
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	23.373137
TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO - AP	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.576157
TARIFA DE ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.576157
TARIFA VIGILANCIA, SEGURIDAD O COMUNICACIONES - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.347055
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN - PEAJEFT_BT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.078098
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.077505
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.075645
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	73.898808
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN - PEAJEFT_MT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.019576
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.019427
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.018961
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	25.367651

**Nota 1:** La desagregación de la Tarifa BTS de EEGSA para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2023 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.386600 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.087446 Q/kWh

**Nota 2:** Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la Tarifa BTSA de EEGSA para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2023 es la siguiente: Cargo por Generación y Transporte: 1.226571 Q/kWh y Cargos por Distribución: 0.297404 Q/kWh.

- I.IV. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de agosto de 2023 al 31 de enero de 2024**, son los siguientes: **A)** CACYRBTS\_m = 226.93 Quetzales, **B)** CACYRBTB-BTH\_m = 292.47 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH\_m = 455.09 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 agosto de 2023 al 31 de octubre de 2023**.
- I.VI. Que **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de cuarenta y nueve millones novecientos mil quetzales (Q.49,900,000.00) pertenecientes 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-EEGSA-030-2023, remitida por **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 determinara 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

Resolución CNEE-182-2023

Página 5 de 22

## ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-182-2023

### 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-153-2018, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la 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 agosto al 31 de octubre de 2023.

#### 1. Costos de energía:

Para el trimestre de abril a junio de 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-153-2018:

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

GENERADOR	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
TECNOGUAT (Escritura Pública No. 20)	Q947,747.35	Q386,601.94	Q575,882.25	Q1,910,231.54
INDE-ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q5,728,773.81	Q4,500,835.04	Q4,171,323.91	Q14,400,932.75
INGENIO LA UNION (Escritura Pública No. 15)	Q371,297.65	Q3,889,342.94	Q3,885,243.05	Q8,145,883.63
AGRICOLA LA ENTRADA (Escritura Pública No. 20)	Q175,657.72	Q378,471.00	Q925,556.56	Q1,479,685.28
RENACE (Escritura Pública No. 19)	Q598,607.21	Q976,884.72	Q2,273,278.48	Q3,848,770.42
RENACE (Escritura Pública No. 18)	Q598,607.21	Q976,884.72	Q2,273,278.48	Q3,848,770.42
AGROINDUSTRIAL PIEDRA NEGRA (Escritura Pública No. 35)	Q701,254.58	Q806,462.06	Q819,333.67	Q2,327,050.32
INDUSTRIAS BIOGAS (Escritura Pública No. 34)	Q504,002.58	Q562,804.14	Q579,275.10	Q1,646,081.82
INDUSTRIAS BIOGAS (Escritura Pública No. 17)	Q264,065.80	Q254,460.79	Q253,739.34	Q772,265.92
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 7)	Q92,942.67	Q137,034.48	Q152,242.73	Q382,219.89
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 16)	Q92,942.69	Q137,034.48	Q152,242.73	Q382,219.91
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 15)	Q1,254,925.61	Q1,310,818.03	Q1,270,985.18	Q3,836,728.82
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q1,254,925.61	Q1,310,818.03	Q1,270,985.18	Q3,836,728.82
HIDROCUTZÁN (Escritura Pública No. 17)	Q110,514.65	Q115,489.33	Q180,410.53	Q406,414.50
RENACE (Escritura Pública No. 16)	Q581,652.76	Q607,583.14	Q1,472,800.10	Q2,662,035.99
RENACE (Escritura Pública No. 15)	Q581,652.76	Q607,583.14	Q1,472,800.10	Q2,662,035.99
ANACAPRI (Escritura Pública No. 30)	Q2,164,360.84	Q2,042,632.38	Q1,832,351.29	Q6,039,344.50
CENTRAL AGROINDUSTRIAL, S.A. (Escritura Pública No. 30)	Q9,206,053.11	Q0.00	Q0.00	Q9,206,053.11
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 12)	Q11,353.81	Q18,629.15	Q34,484.00	Q64,466.96
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 10)	Q11,353.81	Q18,629.15	Q34,484.00	Q64,466.96
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 12)	Q4,006,881.55	Q4,185,294.52	Q4,058,112.71	Q12,250,288.78
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 10)	Q4,006,881.55	Q4,185,294.52	Q4,058,112.71	Q12,250,288.78
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 30)	Q889,015.43	Q937,080.33	Q3,137,926.34	Q4,964,022.09
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 28)	Q889,015.43	Q937,080.33	Q3,137,926.34	Q4,964,022.09
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 24)	Q285,442.73	Q321,715.37	Q475,717.35	Q1,082,875.44
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 23)	Q285,442.73	Q321,715.37	Q475,717.35	Q1,082,875.44
AGROFORESTAL EL CEDRO, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 13)	Q59,761.89	Q15,897.74	Q29,977.61	Q105,637.24
OXEC (Escritura Pública No. 25)	Q211,581.94	Q201,811.13	Q539,122.84	Q952,515.91
OXEC (Escritura Pública No. 24)	Q211,581.94	Q201,811.13	Q539,122.84	Q952,515.91
SERGESA (Escritura Pública No. 10)	Q186,217.32	Q239,626.63	Q105,033.24	Q530,877.19
HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS (Escritura Pública No. 11)	Q148,112.38	Q150,022.26	Q127,143.45	Q425,278.09
AGEN, S.A. (Escritura Pública No. 01)	Q548,949.56	Q835,982.38	Q925,877.41	Q2,310,809.35

GENERADOR	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
RENACE (Escritura Pública No. 14)	Q314,977.02	Q328,947.53	Q845,221.60	Q1,489,146.16
RENACE (Escritura Pública No. 13)	Q314,977.02	Q328,947.53	Q845,221.60	Q1,489,146.16
GENEPAL (Escritura Pública No. 11)	Q421,723.89	Q352,837.64	Q677,764.45	Q1,452,325.98
GENEPAL (Escritura Pública No. 12)	Q421,723.89	Q352,837.64	Q677,764.45	Q1,452,325.98
GENERADORA LAS UVITAS (Escritura Pública No. 9)	Q112,064.09	Q130,417.20	Q328,611.06	Q571,092.36
OSCANA (Escritura Pública No. 02)	Q99,208.98	Q101,163.53	Q120,216.94	Q320,589.45
RENACE (Escritura Pública No. 18-1)	Q228,835.14	Q239,015.53	Q231,752.38	Q699,603.05
RENACE (Escritura Pública No. 17)	Q228,835.14	Q239,015.53	Q231,752.38	Q699,603.05
OXEC II (Escritura Pública No. 27)	Q466,298.20	Q894,376.84	Q1,692,286.22	Q3,052,961.26
OXEC II (Escritura Pública No. 26)	Q466,298.20	Q894,376.84	Q1,692,286.22	Q3,052,961.26
HIDROPOWER SDMM (Escritura Pública No. 12)	Q812,960.63	Q588,603.31	Q810,449.46	Q2,212,013.40
XOLHUITZ (Escritura Pública No. 13)	Q245,395.36	Q333,586.46	Q606,660.01	Q1,185,641.82
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública No. 10)	Q69,974.02	Q73,096.11	Q198,449.66	Q341,519.79
AGROCOMERCIALIZADORA POLOCHIC (Escritura Pública No. 12)	Q69,974.02	Q73,096.11	Q198,449.66	Q341,519.79
OXEC II (Escritura Pública No. 8)	Q493,473.96	Q593,127.64	Q1,116,139.03	Q2,202,740.62
OXEC II (Escritura Pública No. 06)	Q493,473.96	Q593,127.64	Q1,116,139.03	Q2,202,740.62
AGROPROP (Escritura Pública No. 14)	Q83,242.49	Q126,213.10	Q169,396.35	Q378,851.93
COMAPSA (Escritura Pública No. 16)	Q258,391.69	Q119,112.08	Q316,233.77	Q693,737.54
HIDROELECTRICA GUAYACÁN (Escritura Pública No. 21)	Q244,011.98	Q239,600.97	Q293,381.52	Q776,994.47
BIOMASS (Escritura Pública No. 08)	Q76,842.84	Q80,378.61	Q80,533.95	Q237,755.40
BIOMASS (Escritura Pública No. 31)	Q76,842.84	Q80,378.61	Q80,533.95	Q237,755.40
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 9)	Q128,148.69	Q121,100.25	Q226,806.54	Q476,055.48
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 10)	Q128,148.69	Q121,100.25	Q226,806.54	Q476,055.48
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 4)	Q169,343.99	Q176,837.97	Q457,745.61	Q803,927.57
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 03)	Q169,343.99	Q176,837.97	Q457,745.61	Q803,927.57
TRANSMISION DE ELECTRICIDAD (ESCRITURA PUBLICA No. 09)	Q4,256,672.28	Q3,936,465.61	Q1,840,119.58	Q10,033,257.47
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 18)	Q66,944.32	Q57,482.99	Q189,270.89	Q313,698.21
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 13)	Q66,944.32	Q57,482.99	Q189,270.89	Q313,698.21
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 20)	Q281,138.67	Q274,051.67	Q499,813.90	Q1,055,004.23
ENERGIA LIMPIA (Escritura Pública No. 19)	Q281,138.67	Q274,051.67	Q499,813.90	Q1,055,004.23
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 23)	Q879,306.04	Q926,847.78	Q1,273,134.15	Q3,079,287.97
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 22)	Q879,306.04	Q926,847.78	Q1,273,134.15	Q3,079,287.97
ANACAPRI (Escritura Pública No. 15)	Q7,554,113.31	Q7,087,222.97	Q7,069,382.30	Q21,710,718.58
VIENTO BLANCO (Escritura Pública No. 2)	Q2,268,167.42	Q2,741,655.70	Q1,689,150.82	Q6,698,973.94
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 19)	Q151,556.08	Q177,070.57	Q374,272.35	Q702,899.00
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 18)	Q151,556.08	Q177,070.57	Q374,272.35	Q702,899.00
SERVICIOS CM, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 37)	Q784,531.91	Q2,211,259.83	Q3,333,537.47	Q6,329,329.21
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 16)	Q3,053,490.75	Q3,316,065.81	Q3,262,938.78	Q9,632,495.34
BIOMASS (Escritura Pública No. 07)	Q28,150.35	Q80,378.61	Q31,645.95	Q140,174.92
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 01)	Q5,398,796.51	Q5,863,048.56	Q4,051,197.64	Q15,313,042.71
CINCO, M. (Escritura Pública No. 33)	Q34,528.33	Q38,827.98	Q37,221.40	Q110,577.71
BIOMASS (Escritura Pública No. 32)	Q28,150.35	Q30,693.42	Q31,645.95	Q90,489.73
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 28)	Q921,048.61	Q1,649,827.99	Q1,499,281.91	Q4,070,158.51
GENOSA (Escritura Pública No. 12)	Q1,151,909.28	Q1,495,673.15	Q1,499,224.86	Q4,146,807.29
CINCO M. (Escritura Pública No. 34)	Q34,528.33	Q38,827.98	Q37,221.40	Q110,577.71
SERVICIOS, C.M (ESCRITURA PUBLICA No. 36)	Q784,531.91	Q2,158,703.70	Q3,333,537.47	Q6,276,773.08
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 5)	Q5,453,368.32	Q6,643,595.69	Q6,518,035.67	Q18,614,999.68
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 12)	Q5,423,753.30	Q6,643,595.69	Q6,626,669.60	Q18,694,018.59
GENOSA (Escritura Pública No. 13)	Q1,149,525.96	Q1,472,633.73	Q1,499,224.86	Q4,121,384.55
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 27)	Q921,048.61	Q1,665,118.66	Q1,499,281.91	Q4,085,449.18
SAN JOSÉ (Escritura Pública 22)	Q0.00	Q11,189,813.76	Q7,401,854.44	Q18,591,668.20
GENOR (Escritura Pública 21)	Q0.00	Q1,191,291.35	Q1,193,574.27	Q2,384,865.62
JAGUAR (Escritura Pública 23)	Q0.00	Q11,693,216.48	Q9,148,504.45	Q20,841,720.94
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q53,820,059.12	Q55,493,172.71	Q20,776,486.62	Q130,089,718.44
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q4,140,901.21	-Q5,921,012.27	-Q6,601,273.01	-Q16,663,186.49
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q4,460,357.18	Q6,351,255.43	Q7,702,990.14	Q18,514,602.76
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRO)	Q3,510,277.61	Q5,286,023.46	Q5,826,717.32	Q14,623,018.39
Cargo Art.50 Bis RAMM / SPLA	Q18,108.10	Q11,281.75	Q16,176.24	Q45,566.09
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	-Q1,863,886.77	-Q33.43	-Q1,064,132.88	-Q2,928,053.09
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q1,762,896.87	Q1,180,366.58	Q1,340,960.58	Q4,284,224.03
<b>TOTAL COSTOS DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE</b>	<b>Q143,147,204.05</b>	<b>Q175,300,654.96</b>	<b>Q149,212,993.17</b>	<b>Q467,660,852.17</b>

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 de mayo a julio 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-153-2018:

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

TARIFA	may-23	jun-23	jul-23	TOTAL
BTS	Q100,101,589.06	Q98,774,800.54	Q99,762,123.70	Q298,638,513.30
BTSPP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTSA	Q916,573.28	Q956,495.66	Q966,060.63	Q2,839,129.57
BTSH Punta	Q460,802.78	Q454,456.08	Q459,001.02	Q1,374,259.88
BTSH Intermedia	Q1,341,944.82	Q1,347,914.78	Q1,361,393.88	Q4,051,253.48
BTSH Valle	Q510,350.91	Q506,862.09	Q511,930.48	Q1,529,143.48
BTSH Valle Adicional	Q151,977.03	Q149,350.49	Q150,844.41	Q452,171.94
BTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTHD PUNTA	Q11,604,732.06	Q11,363,075.29	Q11,476,705.64	Q34,444,512.99
BTHD INTERMEDIA	Q45,579,419.24	Q45,483,745.52	Q45,938,582.99	Q137,001,747.75
BTHD VALLE	Q12,618,545.37	Q12,394,648.65	Q12,518,595.55	Q37,531,789.56
BTHD VALLE ADICIONAL	Q3,091,793.38	Q2,950,092.13	Q2,979,593.01	Q9,021,478.51
BTDA	Q1,114,874.73	Q1,204,834.91	Q1,216,882.89	Q3,536,592.53
MTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTHD PUNTA	Q2,961,584.20	Q3,100,612.54	Q3,131,618.96	Q9,193,815.70
MTHD INTERMEDIA	Q11,376,283.58	Q12,054,606.72	Q12,175,152.05	Q35,606,042.34
MTHD VALLE	Q3,674,720.15	Q3,896,930.04	Q3,935,899.24	Q11,507,549.43
MTHD VALLE ADICIONAL	Q630,350.82	Q718,025.06	Q725,204.98	Q2,073,580.85
MTDA	Q1,305,246.20	Q1,352,372.34	Q1,365,895.99	Q4,023,514.53
AP	Q15,147,020.18	Q14,668,852.84	Q14,815,541.53	Q44,631,414.55
APPN	Q620,386.45	Q598,806.44	Q604,794.20	Q1,823,987.09
VSC	Q198,507.79	Q191,945.66	Q193,865.17	Q584,318.61
PeajeFT_BT P.Energía en Punta	Q27,347.90	Q27,347.90	Q27,347.90	Q82,043.71
PeajeFT_BT P.Energía en Intermedia	Q97,135.00	Q97,135.00	Q97,135.00	Q291,405.00
PeajeFT_BT P.Energía en Valle	Q35,905.75	Q35,905.75	Q35,905.75	Q107,717.26
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q544,157.64	Q544,157.64	Q544,157.64	Q1,632,472.93
PeajeFT_MT P.Energía en Intermedia	Q1,903,071.37	Q1,903,071.37	Q1,903,071.37	Q5,709,214.11
PeajeFT_MT P.Energía en Valle	Q900,405.31	Q900,405.31	Q900,405.31	Q2,701,215.93
<b>TOTAL</b>	<b>Q216,914,725.00</b>	<b>Q215,676,450.75</b>	<b>Q217,797,709.28</b>	<b>Q650,388,885.03</b>

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-153-2018, 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:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	<b>COSTOS</b>	-	<b>INGRESOS</b>	= <b>APE<sub>n</sub></b>
CÁLCULO:	Q467,660,852.17	-	Q650,388,885.03	= -Q182,728,032.86

## 4. Costos de potencia:

Para el trimestre de abril a junio 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-153-2018:



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

GENERADOR	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
TECNOGUAT (Escritura Pública No. 20)	Q158,740.71	Q160,110.56	Q160,419.99	Q479,271.27
INDE-ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q1,240,161.83	Q942,908.05	Q903,005.93	Q3,086,075.81
INGENIO LA UNION (Escritura Pública No. 15)	Q514,793.97	Q1,105,132.05	Q1,107,267.86	Q2,727,193.87
RENACE (Escritura Pública No. 19)	Q503,230.41	Q519,524.18	Q520,528.23	Q1,543,282.82
RENACE (Escritura Pública No. 18)	Q503,230.41	Q519,524.18	Q520,528.23	Q1,543,282.82
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 7)	Q71,872.31	Q74,178.41	Q74,321.77	Q220,372.49
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 16)	Q71,872.35	Q74,178.41	Q74,321.77	Q220,372.53
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 15)	Q324,102.69	Q334,369.00	Q335,015.21	Q993,486.89
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q324,102.69	Q334,369.00	Q335,015.21	Q993,486.89
RENACE (Escritura Pública No. 16)	Q2,310,313.13	Q2,382,713.28	Q2,387,318.17	Q7,080,344.58
RENACE (Escritura Pública No. 15)	Q2,310,313.13	Q2,382,713.28	Q2,387,318.17	Q7,080,344.58
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 12)	Q616,232.32	Q635,454.33	Q636,682.43	Q1,888,369.07
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 10)	Q616,232.32	Q635,454.33	Q636,682.43	Q1,888,369.07
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 12)	Q972,308.07	Q1,003,106.99	Q1,005,045.62	Q2,980,460.67
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 10)	Q972,308.07	Q1,003,106.99	Q1,005,045.62	Q2,980,460.67
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 30)	Q713,394.06	Q719,550.26	Q720,940.89	Q2,153,885.21
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 28)	Q713,394.06	Q719,550.26	Q720,940.89	Q2,153,885.21
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 24)	Q123,841.40	Q127,641.15	Q127,887.83	Q379,370.38
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 23)	Q123,841.40	Q127,641.15	Q127,887.83	Q379,370.38
OXEC (Escritura Pública No. 25)	Q107,159.61	Q108,084.34	Q108,293.23	Q323,537.19
OXEC (Escritura Pública No. 24)	Q107,159.61	Q108,084.34	Q108,293.23	Q323,537.19
RENACE (Escritura Pública No. 14)	Q1,061,963.82	Q1,095,416.60	Q1,097,533.63	Q3,254,914.06
RENACE (Escritura Pública No. 13)	Q1,061,963.82	Q1,095,416.60	Q1,097,533.63	Q3,254,914.06
GENEPAL (Escritura Pública No. 11)	Q284,225.83	Q292,969.29	Q293,535.49	Q870,730.61
GENEPAL (Escritura Pública No. 12)	Q284,225.83	Q292,969.29	Q293,535.49	Q870,730.61
RENACE (Escritura Pública No. 18-1)	Q240,808.12	Q242,886.16	Q243,355.57	Q727,049.86
RENACE (Escritura Pública No. 17)	Q240,808.12	Q242,886.16	Q243,355.57	Q727,049.86
OXEC II (Escritura Pública No. 27)	Q257,183.08	Q259,402.42	Q259,903.75	Q776,489.25
OXEC II (Escritura Pública No. 26)	Q257,183.08	Q259,402.42	Q259,903.75	Q776,489.25
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública No. 10)	Q291,016.62	Q300,207.30	Q300,787.49	Q892,011.40
AGROCOMERCIALIZADORA POLOCHIC (Escritura Pública No. 12)	Q291,016.62	Q300,207.30	Q300,787.49	Q892,011.40
OXEC II (Escritura Pública No. 8)	Q154,743.30	Q159,649.08	Q159,957.62	Q474,349.99
OXEC II (Escritura Pública No. 06)	Q154,743.30	Q159,649.08	Q159,957.62	Q474,349.99
BIOMASS (Escritura Pública No. 08)	Q1,711,471.49	Q1,765,102.34	Q1,768,513.62	Q5,245,087.45
BIOMASS (Escritura Pública No. 31)	Q1,711,471.49	Q1,765,102.34	Q1,768,513.62	Q5,245,087.45
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 9)	Q88,993.65	Q91,810.97	Q91,988.41	Q272,793.03
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 10)	Q88,993.65	Q91,810.97	Q91,988.41	Q272,793.03
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 4)	Q94,300.46	Q95,114.22	Q95,298.04	Q284,712.73
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 03)	Q94,300.46	Q95,114.22	Q95,298.04	Q284,712.73
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 18)	Q119,055.54	Q122,778.96	Q123,016.24	Q364,850.73
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 13)	Q119,055.54	Q122,778.96	Q123,016.24	Q364,850.73
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 20)	Q1,881,698.75	Q1,940,271.84	Q1,944,021.66	Q5,765,992.25
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 19)	Q1,881,698.75	Q1,940,271.84	Q1,944,021.66	Q5,765,992.25
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 23)	Q642,957.69	Q648,506.06	Q649,759.38	Q1,941,223.13
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 22)	Q642,957.69	Q648,506.06	Q649,759.38	Q1,941,223.13
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 19)	Q133,975.53	Q135,131.66	Q135,392.82	Q404,500.01
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 18)	Q133,975.53	Q135,131.66	Q135,392.82	Q404,500.01
SERVICIOS CM, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 37)	Q1,773,754.97	Q1,829,778.65	Q1,833,314.93	Q5,436,848.54
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 16)	Q927,641.05	Q935,646.08	Q937,454.34	Q2,800,741.47
BIOMASS (Escritura Pública No. 07)	Q356,132.82	Q1,765,102.34	Q359,900.26	Q2,481,135.42
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 01)	Q1,264,965.07	Q1,275,881.02	Q1,278,346.83	Q3,819,192.92
CINCO, M. (Escritura Pública No. 33)	Q385,967.26	Q389,297.94	Q390,050.31	Q1,165,315.52
BIOMASS (Escritura Pública No. 32)	Q356,132.82	Q359,206.05	Q359,900.26	Q1,075,239.13
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 28)	Q611,351.77	Q630,863.34	Q632,082.57	Q1,874,297.68
GENOSA (Escritura Pública No. 12)	Q243,577.42	Q251,144.29	Q251,629.66	Q746,351.38
CINCO M. (Escritura Pública No. 34)	Q385,967.26	Q389,297.94	Q390,050.31	Q1,165,315.52
SERVICIOS, C.M (ESCRITURA PÚBLICA No. 36)	Q1,773,754.97	Q1,829,778.65	Q1,833,314.93	Q5,436,848.54
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 5)	Q4,759,765.19	Q4,908,826.54	Q4,918,313.47	Q14,586,905.21
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 12)	Q4,759,765.19	Q4,908,826.54	Q4,918,313.47	Q14,586,905.21
GENOSA (Escritura Pública No. 13)	Q243,577.38	Q251,144.29	Q251,629.66	Q746,351.34
INDE-EGEE (Escritura Pública No. 29)	Q820,719.96	Q0.00	Q0.00	Q820,719.96
TERMICA, S.A. (Escritura Pública No. 33)	Q300,217.84	Q39,069.50	Q63,033.49	Q402,320.83
TERMICA, S.A. (Escritura Pública No. 32)	Q300,217.84	Q301,059.10	Q301,659.66	Q902,936.60

GENERADOR	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 27)	Q611,351.77	Q630,863.34	Q632,082.57	Q1,874,297.68
SAN JOSÉ (Escritura Pública 22)	Q0.00	Q3,220,670.54	Q3,226,894.90	Q6,447,565.44
GENOR (Escritura Pública 21)	Q0.00	Q251,630.07	Q252,116.37	Q503,746.44
JAGUAR (Escritura Pública 23)	Q0.00	Q3,890,043.44	Q3,897,561.44	Q7,787,604.88
GENOR (Escritura Pública No. 30)	Q396,575.28	Q0.00	Q0.00	Q396,575.28
ENERGÍAS SAN JOSÉ ( EP 28)	Q281,514.51	Q0.00	Q0.00	Q281,514.51
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRA)	Q1,782,676.68	Q1,917,176.93	Q1,982,691.73	Q5,682,545.35
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q1,129,329.97	Q294,493.13	Q422,318.54	Q1,846,141.65
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q14,687,171.54	Q14,907,265.11	Q14,965,087.53	Q44,559,524.18
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION ETCEE	Q566,132.39	Q604,566.05	Q604,349.17	Q1,775,047.62
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION TROLEC	Q9,672,904.71	Q10,329,378.24	Q10,325,707.60	Q30,327,990.55
<b>TOTAL COMPRAS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE</b>	<b>Q75,714,557.99</b>	<b>Q83,021,001.19</b>	<b>Q83,356,691.97</b>	<b>Q242,092,251.16</b>

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 de mayo a julio 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-153-2018:

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

TARIFA	may-23	jun-23	jul-23	TOTAL
BTS	Q11,211,996.26	Q11,063,387.75	Q11,173,974.04	Q33,449,358.05
BTSPP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTSA	Q116,878.04	Q121,968.79	Q123,188.48	Q362,035.32
BTSH Punta	Q91,806.92	Q90,542.45	Q91,447.95	Q273,797.33
BTSH Intermedia	Q160,975.22	Q161,691.36	Q163,308.27	Q485,974.85
BTSH Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTSH Valle Adicional	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTHD PUNTA	Q6,758,227.34	Q6,805,725.20	Q6,805,725.20	Q20,369,677.75
BTHD INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTHD VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTHD VALLE ADICIONAL	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTDA	Q403,617.63	Q416,434.18	Q416,434.18	Q1,236,485.99
MTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTHD PUNTA	Q1,552,617.01	Q1,718,861.62	Q1,718,861.62	Q4,990,340.25
MTHD INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTHD VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTHD VALLE ADICIONAL	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDA	Q298,398.46	Q320,201.49	Q320,201.49	Q938,801.44
AP	Q2,211,958.70	Q2,142,130.69	Q2,163,552.02	Q6,517,641.41
APPN	Q90,596.64	Q87,445.26	Q88,319.67	Q266,361.57
VSC	Q15,102.15	Q14,602.92	Q14,748.95	Q44,454.02
PeajeFT_BT P.Energia en Punta	Q16,302.04	Q16,302.04	Q16,302.04	Q48,906.13
PeajeFT_BT P.Energia en Intermedia	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_BT P.Energia en Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q324,791.02	Q324,791.02	Q324,791.02	Q974,373.07
PeajeFT_MT P.Energia en Intermedia	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_MT P.Energia en Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
<b>TOTAL</b>	<b>Q23,253,267.46</b>	<b>Q23,284,084.78</b>	<b>Q23,420,854.95</b>	<b>Q69,958,207.19</b>

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-153-2018, 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:	$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{marD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarETNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1})$		
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS = APPn
CÁLCULO:	Q242,092,251.16	-	Q69,958,207.19 = Q172,134,043.97

## 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-153-2018, 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 utilizada 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 a la proyección de ventas de 525,000,000 kWh se devolvería un monto de Q. 18,579,700.62 a favor de los Usuarios, sin embargo, las ventas reales 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:

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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q18,579,700.62
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q20,850,673.17
<b>SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO</b>	<b>Q2,270,972.56</b>

### 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.

Con base en la resolución emitida por el Ministerio de Energía y Minas, identificada como MEM-RESOL-1451-2022, donde se declaró con lugar el recurso de revocatoria parcial interpuesto por la entidad Renace, Sociedad Anónima en contra de la resolución CNEE-92-2018, ordenando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica acreditar el monto debitado del cálculo a la Distribuidora en concepto de la penalizaciones a Renace, Sociedad Anónima; consecuentemente, se debe dar cumplimiento a lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas en el presente ajuste tarifario, por lo que se procede a la devolución del monto referido de la siguiente manera:

Escritura Pública No.	Generador	Resolución CNEE	Resolución Ministerio de Energía y Minas	Monto Traslado en el presente Ajuste Trimestral
No. 15 y 16 del 25/02/2013	RENACE, S.A.	CNEE-92-2018	MEM-RESOL-1451-2022	Q 5,667,727.96
<b>Monto total trasladado en el presente Ajuste Tarifario ordenado por MEM-RESOL-1451-2022</b>				<b>Q 5,667,727.96</b>

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, el resultado de la auditoría efectuada al ajuste anterior obra en el informe GTA-Informe-1231, adjunto al expediente del presente ajuste trimestral.

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q18,579,700.62
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q17,169,180.30
<b>SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA</b>	<b>Q1,410,520.31</b>

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

<b>TOTAL SALDO NO AJUSTADO</b>	<b>Q3,681,492.87</b>
--------------------------------	----------------------

#### 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-153-2018, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que, no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, 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 debe pagar 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 Período de Recuperación de los Saldos – APRS–:

Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el numeral I.V de la resolución CNEE-112-2023, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 38,310,000.00 perteneciente la Distribuidora, adicionando los intereses respectivos por Q 622,537.50, resultando un total de Q 38,932,537.50.

Derivado que en el presente ajuste se observaron variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y los costos reales de la Distribuidora, CNEE, mediante nota GTTA-Notas2023-59, 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 de un monto de Q 49,900,000.00 pertenecientes 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-EEGSA-030-2023 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. a esta Comisión.

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	DOCUMENTO	abr-23	may-23	jun-23	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	2166390A-396035718683AF196C-992887240	Q979,647.25	Q994,527.75	Q994,527.75	Q2,968,702.76
Pago EOR	F-13626EstimadoEstimado	Q226,960.48	Q226,960.48	Q226,960.48	Q680,881.45
Pago CRIE	F-12817EstimadoEstimado	Q116,681.41	Q116,681.41	Q116,681.41	Q350,044.24
Creación de Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos					-Q49,900,000.00
Devolución por Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos					Q38,932,537.50
<b>TOTAL AJUSTE POR OTROS</b>					<b>-Q6,967,834.05</b>

## 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).
- Los resultados de estas disposiciones se reflejan en los ITE's remitidos por el AMM, los cuales se consideran en la integración trimestral de costos.

Inclusión de las resoluciones CNEE-219-2019 y CNEE-220-2019

Se tiene conocimiento que las Resoluciones CNEE-219-2019 y CNEE-220-2019 están vigentes, por lo cual se aplican durante la vigencia del actual pliego tarifario.

**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-153-2018, 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 de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q27,104,183.85	5.80%	Q496,917.27	0.21%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q38,665,513.05	8.28%	Q24,953,845.71	10.31%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q0.00	0.00%	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-153-2018, 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-153-2018, constituyendo 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 agosto al 31 de octubre del 2023, el Ajuste Trimestral calculado será 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	APP <sub>n</sub>	Q172,134,043.97
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE <sub>n</sub>	-Q182,728,032.86
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO <sub>n</sub>	-Q6,967,834.05
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA <sub>n</sub>	Q3,681,492.87
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR <sup>TNS</sup> <sub>n</sub>	Q0.00
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR <sup>TNS</sup> <sub>n</sub>	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR <sub>n+1</sub>	-Q13,880,330.07
<b>FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1</b>	<b>EP<sub>n+1</sub></b>	<b>525,000,000</b>
<b>AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n</b>	<b>AT<sub>n</sub></b>	<b>-Q0.026439</b>

**B) Cálculo de la tasa de interés por mora**

Según lo dispuesto en el numeral 13 de la Resolución CNEE-153-2018, "En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, 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 será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del 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 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 agosto al 31 de octubre de 2023:

MES	TASA ANUAL
abr-23	11.93%
may-23	11.98%
jun-23	11.98%
<b>Tasa Promedio</b>	<b>11.96%</b>

<b>Tasa de Interés por Mora</b>	<b>0.946125%</b>
---------------------------------	------------------

**C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS**

Para el trimestre del 1 de agosto al 31 de octubre del 2023, los cargos por potencia de la tarifa BTS, BTSA, AP, APPN y VSC de EEGSA son los siguientes:

BTS

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.087446	Q/kWh
Potencia	0.386600	Q/kWh
Tarifa total	1.474046	Q/kWh

BTSA

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.084862	Q/kWh
Potencia	0.439113	Q/kWh
Tarifa total:	1.523975	Q/kWh



AP

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.076890	Q/kWh
Potencia	0.499267	Q/kWh
Tarifa total	1.576157	Q/kWh

APPN

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.076890	Q/kWh
Potencia	0.499267	Q/kWh
Tarifa total	1.576157	Q/kWh

VSC

Concepto	Monto	Dimensional
Energía:	1.085033	Q/kWh
Potencia:	0.262022	Q/kWh
Tarifa total:	1.347055	Q/kWh

#### D) Ajuste Semestral

Con base en lo estipulado en los numerales 68 y 69 de la Resolución CNEE-153-2018, 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-153-2018, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de EEGSA:

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

$$FACD_{BT} = \left[ 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=N} CPIBT_p - \sum_{n=1}^{n=N} MINRBT}{CDBT * D_{max, BAJA BT} * 12} \right] * \left( PD_{CD, BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD, BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD, N}}{K_{CD, N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	61.084016%
TC N	Q7.845760
TC 0	Q7.522130
FAA	1.00
PIPC CD,BT	38.915984%
IPC N	169.87
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00
CDBT	64.044418
Sumatoria CPIBTp	Q160,499.18
Sumatoria MINRBT	Q0.00
DmaxBaseBT	614,446.97
<b>FACDBT</b>	<b>1.158736</b>

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

$$FACD_{MT} = \left( 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=n} CPIMT_p - \sum_{u} MINRMT}{CDMT * D_{max,BaseMT} * 12} \right) * \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}} + \frac{CAS}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,MT	48.786541%
TC N	Q7.84576
TC 0	Q7.52213
FAA	1.00
PIPC CD,MT	51.213459%
IPC N	169.87
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00
Cuota	Q14,426,170.15
Sumatoria Dmax m,MT	Q5,262,533.22
CAS	Q0.00
Sumatoria CIPMTp	Q21,599,544.44
Sumatoria MINRMT	0.00
CDMT	28.324555
DmaxBaseMT	865,878.8
<b>FACD<sub>MT</sub></b>	<b>1.379252</b>

## 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-153-2018, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de EEGSA:

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

$$FACF_{BT} = \left( 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=N} CPIBT_p}{CFBT_0 * UsuBT * 12} \right) * \left( PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	20.322449%
TC N	Q7.845760
TC 0	Q7.522130
FAA	1.00
PIPC CF,BT	79.677551%
IPC N	169.87
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
Sumatoria CPIBTp	Q2,322,027.78
CFBT0	Q9.316244
UsuBT	1,374,235
<b>FACFBT</b>	<b>1.298464</b>

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

$$FACF_{MT} = \left( 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=N} CPIMT_p}{CF_{0,MT} * UsuMT * 12} \right) * \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

El cálculo del ajuste este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	20.322449%
TC N	7.84576
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CF,MT	79.677551%
IPC N	169.87
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
Sumatoria CPIMTp	Q44,847.00
CF0,MT	Q503.56
UsuMT	600.00
<b>FAC<sub>MT</sub></b>	<b>1.294953</b>

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 69 de la Resolución CNEE-153-2018, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Corte y Reconexión para la Tarifa No Social de EEGSA:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

El cálculo del ajuste a estos cargos, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
IPC N	169.87
IPC 0	126.83
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	<b>1.339352</b>

Con base en el ajuste anterior, es posible determinar que los cargos por corte y reconexión quedan con los siguientes valores:

CONCEPTO	VALOR Q
CACYR <sub>BTS_m</sub> (Quetzales)	226.93
CACYR <sub>BTD_BTH_m</sub> (Quetzales)	292.47
CACYR <sub>MTD_MTH_m</sub> (Quetzales)	455.09

#### 4. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De acuerdo a lo estipulado en el numeral romano IV de la resolución CNEE-153-2018 en el presente ajuste semestral a aplicarse del periodo del 1 de agosto de 2023 al 31 de enero de 2024 a los cargos por Distribución y cargos por consumidor que se incluyeron los siguientes montos:

Proyectos de Inversión incluidos en el cargo de Distribución de Baja Tensión	Monto (Quetzales)
VNR-CD-2019-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 84,607.21
VNR-CD-2020-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 75,891.97
(-) Monto de Inversiones No Realizadas	-
<b>TOTAL</b>	<b>Q 160,499.18</b>

Proyectos de Inversión incluidos en el cargo de Distribución de Media Tensión	Monto (Quetzales)
VNR-CD-2018-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 213,578.13
VNR-CD-2019-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 142,016.89
VNR-CD-2020-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 108,848.37
VNR-CD-2021-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 264,033.98
VNR-CD-2022-ELECTRIFICACIÓN RURAL	Q 246,883.98
VNR-CD-2019-MEDIDORES TOTALIZADORES	Q 534,026.55
VNR-CD-2020-MEDIDORES TOTALIZADORES	Q 119,137.30
VNR-CD-2022-MEDIDORES TOTALIZADORES	Q 777,578.68
VNR-CD-2019-PCBs	Q 2,386.76
VNR-CD-2020-PCBs	Q 5,198.35
VNR-CD-2019-SECCIONADORES AUTOMATIZADOS	Q 4,128,078.37
VNR-CD-2020-SECCIONADORES AUTOMATIZADOS	Q 140,715.55
VNR-CD-2021-SECCIONADORES AUTOMATIZADOS	Q 123,205.87
VNR-CD-2022-SECCIONADORES AUTOMATIZADOS	Q 628,681.57
VNR-CD-2019-SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE AMI	Q 8,989,654.08
VNR-CD-2020-SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE AMI	Q 1,045,528.92
VNR-CD-2021-SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE AMI	Q 510,785.95
VNR-CD-2022-SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE AMI	Q 756,169.86
VNR-CD-2020-SISTEMA INTEGRAL DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA (SIMC)	Q 1,553,003.49
VNR-CD-2021-SISTEMA INTEGRAL DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA (SIMC)	Q 831,273.37
VNR-CD-2022-SISTEMA INTEGRAL DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA (SIMC)	Q 478,758.42
<b>SUBTOTAL</b>	<b>Q 21,599,544.44</b>
(-) Monto de Inversiones No Realizadas	-
<b>TOTAL</b>	<b>Q 21,599,544.44</b>

Proyectos de Inversión incluidos en el cargo por Consumidor Baja Tensión	Monto (Quetzales)
VNR-CF-2019-SISTEMA INFORMÁTICO INTEGRADO DE ATENCIÓN AL USUARIO (SIAU)	Q 1,812,954.00
VNR-CF-2021-AGENCIAS COMERCIALES	Q 435,179.46
VNR-CF-2022-OFICINAS COMERCIALES	Q 73,894.32
<b>TOTAL</b>	<b>Q 2,322,027.78</b>

Proyectos de Inversión incluidos en el cargo por Consumidor Media Tensión	Monto (Quetzales)
VNR-CF-2019-SISTEMA INFORMÁTICO INTEGRADO DE ATENCIÓN AL USUARIO (SIAU)	Q 44,847.00
<b>TOTAL</b>	<b>Q 44,847.00</b>

Dichos montos trasladados como lo indican las resoluciones CNEE-219-2019 y CNEE-220-2019 forman parte de los costos eficientes incluidos en el cálculo tarifario, en este caso específico para la Distribuidora.

## CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 08 horas con 58 minutos del día 31 de julio de dos mil veintitrés, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-182-2023** de fecha **veintiséis de julio de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima -EEGSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Alex Mejías, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

Alex Mejías

(f) Notificado

Doc: GJ-ProyResolDir-4412  
Exp: GTTA-23-110

DY



Walter E. Valenzuela L.

(f) Notificador

  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Mensajero - Notificador  
Walter E. Valenzuela L.