



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

RESOLUCIÓN CNEE-44-2017

Guatemala, 30 de enero de 2017

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 artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, preceptúa 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...".

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**, 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, mismos que fueron analizados y evaluados por esta Comisión como consta en el expediente respectivo, el cual contiene los documentos e informes relacionados al presente ajuste trimestral, de conformidad con el procedimiento y metodología establecidos en el marco legal.

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, por medio de oficio de fecha veinticuatro de enero del año en curso, 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 de un monto equivalente de **doscientos treinta y siete millones cuatrocientos mil quetzales (Q. 237,400,000.00)**, perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a esta Comisión, a lo cual la Distribuidora indicó estar de acuerdo.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92, 93 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 Devolver resultante es de Q 58,465,259.16, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de febrero al 30 de abril de 2017**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.121803 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 480,000,000 kWh.
 - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de febrero al 31 de julio de 2017**, así: A) El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.041043; B) El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.091882; C) El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.075853; D) El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT (FACFMT) es de 1.075853 y E) El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.194256.
 - I.III. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de febrero al 30 de abril de 2017** son los siguientes:

BAJA TENSIÓN SIMPLE (BTS)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	10.271161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.099677
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA (BTDP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.694979
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	51.538718
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	78.185846
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA (BTDFP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.703471
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	23.578522
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	29.163369
BAJA TENSIÓN HORARIA (BTH)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.698675
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.719558
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.640613



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	28.304800
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	42.007524
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA (MTDP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.649186
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	25.321178
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.368776
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA (MTDFP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.654378
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	27.202964
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.068620
MEDIA TENSIÓN HORARIA (MTH)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.652622
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.672333
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.597819
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	28.417932
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	14.175399
TARIFA ALUMBRADO PÚBLICO (AP)	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.174981
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN (PeajeFT_BT)	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.051277
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.052831
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.046955
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	79.640048
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN (PeajeFT_MT)	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.012611
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.012993
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.011548
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	23.830793

- I.IV. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de febrero al 31 de julio de 2017**, son los siguientes: A) CACYRBTS_m = 159.19 Quetzales, B) CACYRBTD-BTH_m = 256.07 Quetzales, y C) CACYRMTD-MTH_m = 1,152.34 Quetzales.
- I.V. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 1.028898% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de febrero al 30 de abril de 2017**.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

- I.VI. **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de los saldos del monto de **doscientos treinta y siete millones cuatrocientos mil quetzales (Q. 237,400,000.00)** perteneciente a los Usuarios mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 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.-

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciada Ivanova Maria Ancheta Alvarado
Directora

Licenciado Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Lic. Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ANEXO

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 "44. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-164-2013, 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 Febrero al 30 de Abril 2017.

1. Costos de energía:

Para el trimestre Octubre a Diciembre 2016, 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 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

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

GENERADOR / CONCEPTO	DOCUMENTO	Oct-16	Nov-16	Dic-16	TOTAL
CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	D-7065, D-6923, Nota de Crédito A-357, D-7065, D-7077, D-7065, D-7077, NC A-3	Q0.00	Q6,942,354.57	Q9,391,138.04	Q16,333,492.61
CENTRAL GENERADORA ELECTRICA SAN JOSE	D-3491, D-3608, D-3727	Q13,472,508.66	Q21,158,489.44	Q37,129,988.45	Q91,760,986.55
INDE- ECOPE (18.750 MW)	ECOE-2205, ECOE-2305, ECOE-2213, ECOE-2213, EST, EST, EST	Q4,858,523.23	Q4,699,557.03	Q4,224,106.64	Q13,782,186.92
INDE- ECOPE (17.50 MW)	ECOE-2206, ECOE-2206, ECOE-2214, ECOE-2214, EST, EST, EST	Q10,384,103.56	Q10,027,598.51	Q11,615,985.25	Q32,027,687.32
DUKE ENERGY (5 MW)	FACE-63-E-001-160000003157, FACE-63-E-001-160000003157, FACE-63-E-001-17000000000000	Q33,038.26	Q0.00	Q99,520.71	Q132,558.97
DUKE ENERGY (8.250 MW)	FACE-63-E-001-160000003158, FACE-63-E-001-160000003158, FACE-63-E-001-17000000000000	Q645,800.04	Q653,150.06	Q1,006,399.93	Q2,305,349.03
BIOMASS (1.6425 MW)	C-2625, C-2625, C-2750, C-2750, EST, EST, EST	Q152,112.47	Q138,053.47	Q80,778.17	Q370,944.11
BIOMASS (4 MW)	C-2601, C-2601, C-2746, C-2746, EST, EST, EST	Q123,015.34	Q118,990.40	Q111,172.12	Q353,177.86
EL COBANO	A-830, A-830, A-836, A-836, EST, EST, EST	Q819,707.08	Q479,697.73	Q366,336.87	Q1,665,741.68
HIDROKACBAL	D-3249, D-3249, D-3256, D-3256, EST, EST, EST	Q8,347,988.77	Q5,719,685.83	Q2,785,090.67	Q16,852,765.27
AGROPROP	A1-827, A-889, EST, EST, EST	Q454,924.69	Q413,818.66	Q425,708.57	Q1,294,451.91
GENOSA	A-2622, A-2622, NC A1-504, A-2624, A-2624, EST, EST, EST	Q111,306.12	Q2,611.93	Q458,441.93	Q572,360.18
RENACE	FACE-63-REN-001-16000000719, FACE-63-REN-001-16000000719, FACE-63-REN-001-16000000719	Q1,903,531.93	Q1,841,250.19	Q2,955,954.73	Q6,660,736.84
RENACE	FACE-63-REN-001-16000000722, FACE-63-REN-001-16000000722, FACE-63-REN-001-16000000722	Q4,756,313.60	Q4,440,517.18	Q2,949,406.86	Q11,146,237.64
PASABIEN	FACE-63-B-001-160000001613, FACE-63-B-001-160000001613, FACE-63-B-001-160000001613	Q1,037,718.55	Q1,003,765.40	Q374,960.75	Q2,766,444.70
OSCANA	C-183, D-1, EST, EST, EST	Q339,914.91	Q336,711.09	Q345,590.83	Q1,022,216.84
GUAYACAN	A1-833, A1-836, EST, EST, EST	Q496,329.86	Q370,299.32	Q380,378.20	Q1,247,007.38
ANACAPRI	FACE-63-E-001-160000000031, FACE-63-E-001-17000000000032, EST, EST, EST	Q8,772,892.51	Q8,669,244.12	Q8,981,194.04	Q26,423,330.67
OMEC 1 DCC	FACE-63-OMFE-001-160000000106, FACE-63-OMFE-001-160000000106, FACE-63-OMFE-001-160000000106	Q2,783,081.04	Q2,177,589.03	Q1,515,774.14	Q6,476,444.21
OMEC 2 DCC	FACE-63-OMFE-001-160000000104, FACE-63-OMFE-001-160000000104, FACE-63-OMFE-001-160000000104	Q1,101,620.06	Q1,021,456.16	Q978,330.75	Q3,101,407.57
CINCO, M	B-189, B-189, B-341, B-341, EST, EST, EST	Q151,166.84	Q110,723.45	Q67,109.37	Q329,999.66
COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC	FACE-63-PO-001-160000000030, FACE-63-PO-001-160000000030, FACE-63-PO-001-160000000030	Q147,338.51	Q302,884.65	Q113,402.07	Q563,625.23
XOLUHIT, PROVIDENCIA	A-303, A-371, EST, EST, EST	Q753,781.61	Q593,659.13	Q620,555.72	Q1,968,996.46
HIDROSACPUR (HIDROJUMINA)	C-395, C-395, C-471, C-471, EST, EST, EST	Q406,731.70	Q216,914.76	Q167,234.96	Q790,881.42
AGEN, S.A.	A1-410	Q1,982,548.36	Q1,534,269.99	Q1,577,599.78	Q5,094,418.13
ENERGIA DEL CARIBE	A-516	Q162,861.40	Q15,661.72	Q2,228,817.23	Q2,407,360.39
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q11,744,509.04	Q21,277,027.72	Q10,321,483.53	Q43,343,020.29
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q2,215,941.86	-Q1,836,209.14	-Q2,619,824.44	-Q6,671,975.43
RESULTADO POR GENERACION FORZADA	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q515,738.07	-Q393,326.50	Q173.08	Q122,584.65
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRD)	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q1,893,983.13	Q1,261,626.31	Q1,034,626.93	Q4,190,436.38
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	-Q13,080,948.20	-Q18,990,179.20	-Q13,543,020.30	-Q45,614,147.70
Cargo An.50 Bis RAMM / SPLA	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	Q922,813.37	Q722,335.07	Q433,628.75	Q2,078,777.19
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	Q158,840.57	Q5,999.29	Q894.83	Q165,734.69
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	REQ4, REQ4, REQ4	Q4,647.83	-Q6,423.10	-Q3.91	-Q1,779.18
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	REQ4, REQ4, REQ4	Q459,948.33	Q178,378.72	Q951,613.72	Q1,589,940.78
TOTAL DE COSTOS DE COMPRA DE ENERGIA EN EL TRIMESTRE					Q245,152,326.64

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

2. Ingresos por energía:

Durante el trimestre Noviembre 2016 a Enero 2017, 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 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

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

TARIFA	Nov-16	Dic-16	Ene-17	TOTAL
BTS	Q57,695,671.19	Q60,964,335.05	Q60,414,657.98	Q179,074,664.21
BTDP	Q16,335,289.60	Q16,661,747.56	Q16,510,118.52	Q49,507,155.69
BTDFP	Q30,664,762.96	Q32,250,681.28	Q31,957,185.79	Q94,872,630.03
BTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDP	Q2,741,286.85	Q2,747,706.11	Q2,722,700.62	Q8,211,693.59
MTDFP	Q14,101,528.34	Q14,327,970.61	Q14,197,579.96	Q42,627,078.91
MTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AP	Q12,119,387.58	Q12,460,638.49	Q12,347,241.45	Q36,927,267.51
PeajeFT_BT P.Energia en Punta	Q10,446.84	Q10,446.84	Q10,446.84	Q31,340.53
PeajeFT_BT P.Energia en Intermedia	Q17,778.30	Q17,778.30	Q17,778.30	Q53,334.91
PeajeFT_BT P.Energia en Valle	Q36,173.60	Q36,173.60	Q36,173.60	Q108,520.79
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q269,899.85	Q269,899.85	Q269,899.85	Q809,699.54
PeajeFT_MT P.Energia en Intermedia	Q453,987.97	Q453,987.97	Q453,987.97	Q1,361,963.90
PeajeFT_MT P.Energia en Valle	Q862,227.40	Q862,227.40	Q862,227.40	Q2,586,682.19
TOTAL	Q135,308,440.47	Q141,063,593.05	Q139,799,998.26	Q416,172,031.78

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, 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:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{l=1}^{marTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$
----------	--

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APE_n
CÁLCULO:	Q245,152,326.64	-	Q416,172,031.78	=	-Q171,019,705.15



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.qob.gt FAX (502) 2321-8002

4. Costos de potencia:

Para el trimestre Octubre a Diciembre 2016, 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 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

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

GENERADOR / CONCEPTO	DOCUMENTO	Oct-16	Nov-16	Dic-16	TOTAL
CENTRAL AGROINDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	D-7935, D-6523, Nota de Crédito A-387, D-7935, D-7992, D-7935-D-7927, A-363, EST., D-7116, EST, AOC-392,	Q1,769,937.42	Q1,441,208.93	Q1,807,601.93	Q1,290,728.57
CENTRAL GENERADORA ELECTRICA SAN JOSE	D-3491, D-3648, D-3727	Q20,547,311.87	Q20,573,743.95	Q20,549,574.24	Q61,719,666.75
INDE-ECOE (18.750 MW)	ECOE-2208, ECOE-2209, ..., ECOE-2213, ECOE-2214, ..., EST., EST.	Q1,113,148.25	Q1,113,117.96	Q1,114,215.51	Q1,340,181.71
INDE-ECOE (37.50 MW)	ECOE-2208, ..., ECOE-2214, ECOE-2214, ..., EST., EST.	Q1,621,065.54	Q1,619,816.38	Q1,613,342.84	Q1,864,125.31
INDE-ECOE (UE1-2016)	ECOE-8029, ECOE-8030, EST.	Q1,248,014.88	Q1,433,818.11	Q1,434,423.01	Q1,116,136.96
DUKE ENERGY (5 MW)	FACE-63-001-16000003157, FACE-63-001-16000003157, FACE-63-001-17000003249, FACE-63-E-001-17000003249, EST., EST.	Q138,212.07	Q138,043.90	Q138,435.85	Q1,014,718.75
DUKE ENERGY (8.750 MW)	FACE-63-001-16000003154, FACE-63-001-16000003154, FACE-63-E-001-17000003250, FACE-63-E-001-17000003250, EST., EST.	Q1,124,096.41	Q1,123,084.65	Q1,125,741.99	Q6,375,112.09
GENESTE	GE-5164, GE-5163, GE-5339, GE-5334, EST., EST.	Q1,426,761.50	Q1,426,081.88	Q1,428,001.16	Q4,804,844.54
ROMASS (1.425 MW)	C-2625, C-2625, C-2728, C-2728, EST., EST.	Q1,555,743.57	Q1,555,478.99	Q1,555,736.54	Q1,667,449.16
ROMASS (4 MW)	C-2607, C-2607, C-2746, C-2746, EST., EST.	Q1,455,797.42	Q1,444,677.64	Q1,457,931.28	Q1,368,356.11
EL COBANO	A-830, A-830, A-836, A-836, EST., EST.	Q1,259,064.21	Q1,258,964.60	Q1,259,249.84	Q627,286.80
HIDROAECIBAL	D-3249, D-3249, D-3256, D-3256, EST., EST.	Q1,003,132.62	Q1,003,154.62	Q1,004,204.36	Q1,010,391.63
GENOSA	A-2622, A-2622, NC A1-504 A-2626, A-2626, EST., EST.	Q1,349,475.41	Q1,349,338.93	Q1,349,779.05	Q1,068,563.18
RENACE	FACE-63-REN-001-1600000719, FACE-63-REN-001-1600000719, ..., FACE-63-REN-001-17000000006, FACE-63-REN-001-17000000006, EST., EST.	Q1,375,783.00	Q1,375,601.00	Q1,376,106.50	Q1,127,497.50
RENACE	FACE-63-REN-001-1600000712, FACE-63-REN-001-1600000712, ..., FACE-63-REN-001-17000000020, FACE-63-REN-001-17000000020, EST., EST.	Q1,314,339.60	Q1,312,800.82	Q1,317,259.53	Q8,964,439.75
RENACE	FACE-63-REN-001-1600000723, FACE-63-REN-001-17000000007, EST., EST.	Q1,413,358.00	Q1,418,269.27	Q1,418,833.20	Q1,150,459.47
RENACE	FACE-63-REN-001-1600000723, FACE-63-REN-001-17000000008, EST., EST.	Q1,435,904.88	Q1,396,634.66	Q1,397,168.42	Q1,129,707.90
PASABEN	FACE-63-0-001-1600000133, FACE-63-0-001-1600000133, ..., FACE-63-0-001-17000001518, FACE-63-0-001-17000001518, EST., EST.	Q1,447,155.45	Q1,447,085.35	Q1,447,383.31	Q441,524.11
POP (CC-2016)	FACE-63-POP-001-16000000001, FACE-63-POP-001-17000000004, EST.	Q1,120,722.00	Q1,120,311.55	Q1,127,383.36	Q184,827.33
DUKE-1 DCCC	FACE-63-0WFE-001-1600000106, FACE-63-0WFE-001-1600000106, FACE-63-0WFE-001-17000000117, FACE-63-0WFE-001-17000000117, EST., EST.	Q1,401,331.04	Q1,401,141.87	Q1,401,681.74	Q1,104,156.65
DUKE-2 DCCC	FACE-63-0WFE-001-1600000104, FACE-63-0WFE-001-1600000104, FACE-63-0WFE-001-17000000115, FACE-63-0WFE-001-17000000115, EST., EST.	Q1,167,222.11	Q1,167,142.45	Q1,167,367.35	Q561,771.94
CINCO, M	B-1206, B-1206, B-1206, B-1206, EST., EST.	Q602,320.19	Q602,013.28	Q602,423.82	Q1,807,136.97
COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC	FACE-63-POI-001-1600000444, FACE-63-POI-001-1600000444, FACE-63-POI-001-17000000001, ..., EST., EST.	Q1,413,358.00	Q1,413,161.10	Q1,413,717.15	Q1,140,134.25
MADELALENA (EP-1-2016)	B-1206, B-1206, B-1206, B-1206, EST., EST.	Q169,217.00	Q169,217.00	Q169,217.00	Q169,217.00
HIDROELECTRICA (HIDROELECTRICA)	C-395, C-395, C-471, C-471, EST., EST.	Q169,217.00	Q169,217.00	Q169,217.00	Q169,217.00
INDESA DEL CARIIBE	A-516	Q6,759,530.64	Q6,755,410.79	Q6,755,403.79	Q1,281,145.15
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRM)	RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE	Q189,169.84	Q1,014,171.64	Q1,014,171.64	Q1,014,171.64
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE, RRM-RCVPL-ITE	Q19,434.33	Q19,434.33	Q19,434.33	Q1,014,171.64
PEAKE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	ETCEE-7933, FACE-63-ETCEE-001-1600000592A-7933, FACE-63-RCFC-001-1600000592A-7933, A-4621, ETCEE-7933, FACE-63-ETCEE-7933, ETCEE-7933, FACE-63-RCFC-001-1600000592A-7933, EST., EST., EST.	Q1,418,699.46	Q1,418,699.46	Q1,418,699.46	Q1,418,699.46
PEAKE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION ETCEE	ETCEE-7933, ETCEE-7933, 0	Q51,984.81	Q50,022.09	Q50,022.09	Q1,632,028.92
PEAKE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION THEEC	FACE-63-TR1-001-1600000290, FACE-63-TR1-001-1600000290	Q6,269,963.01	Q6,269,963.01	Q6,269,963.01	Q19,875,167.39
TOTAL DE COSTOS DE COMPRA DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE					Q197,890,608.61

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

5. Ingresos por potencia:

Durante el trimestre Noviembre 2016 a Enero 2017, 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 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

TARIFA	Nov-16	Dic-16	Ene-17	TOTAL
BTS	Q9,165,324.12	Q9,684,572.16	Q9,597,252.46	Q28,447,148.74
BTDP	Q2,078,357.42	Q2,063,544.35	Q2,063,544.35	Q6,205,446.12
BTDFP	Q4,124,317.70	Q4,134,266.55	Q4,134,266.55	Q12,392,850.79
BTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDP	Q203,873.48	Q198,885.75	Q198,885.75	Q601,644.98
MTDFP	Q1,938,267.96	Q1,724,842.81	Q1,724,842.81	Q5,387,953.59
MTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AP	Q2,657,837.65	Q2,732,675.55	Q2,707,807.06	Q8,098,320.26
PeajeFT_BT P.Energia en Punta	Q3,965.62	Q3,965.62	Q3,965.62	Q11,896.87
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	Q224,981.74	Q224,981.74	Q224,981.74	Q674,945.21
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
TOTAL	Q20,396,925.70	Q20,767,734.53	Q20,655,546.33	Q61,820,206.56

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, 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:	$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n(iar)} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n(iar):TNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APPn
CÁLCULO:	Q197,890,808.61	-	Q61,820,206.56	= Q136,070,602.05

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 44 de la Resolución CNEE-164-2013, 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 480,000,000 kWh se devolvería un Monto de Q58,617,114.87 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	-Q58,617,114.87
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q62,635,118.06
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q4,018,003.20

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, el resultado de la auditoría efectuada al ajuste anterior obra en el informe GITA-Informe-714, adjunto al expediente del presente ajuste trimestral. El total del Saldo No Ajustado por este concepto, se presenta a continuación:

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q58,617,114.87
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q60,606,279.93
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q1,989,165.06



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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

TOTAL SALDO NO AJUSTADO	Q2,028,838.13
-------------------------	---------------

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

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, 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. Ingresos Obtenidos por Penalizaciones de Contratos:

En el cálculo del presente ajuste trimestral se trasladaron los montos informados por la Distribuidora en concepto de penalizaciones convencionales de contratos con atraso, las cuales ascienden a Q 897,253.66, como un descuento a favor de los usuarios.

8.4. 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 el numeral I.IV. de la resolución CNEE-272-2016, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q262,400,000.00, a favor de los usuarios, adicionando los intereses respectivos por Q3,359,572.80, resultando un total de Q265,759,572.80.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

- 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 CNEE-36494-2017 GTTA-NotaS2017-24, 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 Q237,400,00.00 perteneciente a los usuarios mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. a esta Comisión, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación, por medio de nota GPC-020-2017.

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	Oct-16	Nov-16	Dic-16	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	FACE-63-FEA-001-16000001201, FACE-63-FEA-001-16000001301, EST	Q998,081.01	Q978,142.85	Q978,142.85	Q2,954,366.71
Pago EOL	F-7208, .	Q179,138.15	Q179,138.15	Q179,138.15	Q537,414.46
Pago CME	F-6546, Est, Est	Q73,350.36	Q73,350.36	Q73,350.36	Q220,051.09
Multas CRME / EDR					Q0.00
Ingreso por Penalidades	Kalbitz, Providencia, F-38 240726, F-38 241538, F-38 242904, , F-38 244179				-Q897,253.66
Creación de Ampliación del Periodo de Recuperación de los Saldos					Q237,400,000.00
Revolución por Ampliación del Periodo de Recuperación de los Saldos					-Q265,759,572.80
TOTAL AJUSTE POR OTROS					-Q25,544,994.20

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, se han seguido los siguientes criterios para la integración de costos en el cálculo del ajuste:

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).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

- 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).

Expediente GTTA-16-140, Precio de la Energía del Contrato San José

Derivado de la gestión y solución del expediente GTTA-16-140, en el presente ajuste trimestral se traslada como un descuento a favor de los usuarios el monto de Q298,129.57 (sin IVA)

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

- CNEE ha venido realizando el respectivo análisis y revisión para la determinación de un procedimiento oficializado de cálculo y aplicación del Saldo del Precio de la Potencia.
- Con base en los resultados de dicho análisis y revisión se procederá a evaluar los resultados reportados por el AMM en los ITE's, por lo que dichos valores se han trasladado al ajuste como montos provisionales, sujetos de revisión y/o corrección de acuerdo al procedimiento respectivo.

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-164-2013, Numerales "45. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "46. 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:

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

$$APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$$

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	Q17,565,869.21	7.17%	Q10,482,144.62	5.30%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q19,572,760.75	7.99%	Q18,491,196.55	9.34%
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 44 de la Resolución CNEE-164-2013, 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-164-2013, 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 de Febrero a Abril 2017, 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 _n	Q136,070,602.05
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE _n	-Q171,019,705.15
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO _n	-Q25,544,994.20
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA _n	Q2,028,838.13
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR ^{TNS} _n	Q0.00
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR ^{TNS} _n	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR _{n+1}	-Q58,465,259.16
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EP _{n+1}	480,000,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	AT _n	-Q0.121803

Se Incluye la devolución del saldo anterior perteneciente a los usuarios y el nuevo saldo perteneciente a los usuarios.

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral 18 de la Resolución CNEE-164-2013, "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 Febrero a Abril de 2017:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

MES	TASA ANUAL
Oct-16	13.10%
Nov-16	13.08%
Dic-16	13.03%
Tasa Promedio	13.07%

Tasa de Interés por Mora	1.028898%
---------------------------------	------------------

C) Ajuste Semestral

Con base en lo estipulado en los numerales 47, 48 y 49 de la Resolución CNEE-164-2013, 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 47 de la Resolución CNEE-164-2013, 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):

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	66%
TC N	7.52213
TC 0	7.81083
FAA	1.00
PIPC CD,BT	34%
IPC N	126.83
IPC 0	106.2
K CD,N	1.00

FACD_{BT}	1.041043
--------------------------	-----------------

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

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D \max_{m,MT}}$$

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

CONCEPTO	VALOR
PD CD,MT	65%
TC N	7.52213
TC 0	7.81083
FAA	1.00
PIPC CD,MT	35%
IPC N	126.83
IPC 0	106.2
K CD,N	1.00
Cuota	7,600,290.38
CD 0,MT	34.908358
Sumatoria Dmax m,MT	4,474,075.38
FACD_{MT}	1.091882

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 48 de la Resolución CNEE-164-2013, 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

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	51%
TC N	7.52213
TC 0	7.81083
FAA	1.00
PIPC CF,BT	49%
IPC N	126.83
IPC 0	106.2
K CF,N	1.00
FACF_{BT}	1.075853

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

$$FACF_{MT} = \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

El cálculo del ajuste este cargo, es el siguiente:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	51%
TC N	7.52213
TC O	7.81083
FAA	1.00
PIPC CF,MT	49%
IPC N	126.83
IPC O	106.2
K CF,N	1.00
FAC_m T	1.075853

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 49 de la Resolución CNEE-164-2013, 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	126.83
IPC O	106.2
FACACYR_m	1.194256

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 _{BTS_m} (Quetzales)	159.19
CACYR _{BTD-BTH_m} (Quetzales)	256.07
CACYR _{MTD-MTH_m} (Quetzales)	1,152.34



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 2290-8000; Fax: (502) 2290-8002

Sifio web : www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 10 horas con 40 minutos del día 31 de enero de dos mil diecisiete, en **6a. avenida 8-14, zona 1, segundo nivel**, NOTIFIQUÉ la **Resolución CNEE-44-2017** de fecha treinta de enero de dos mil diecisiete, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a KAREN VALONZUELA, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado

Doc.: CNEE-44-2017
Exp.: GTTA-9-17
16 FOLIOS



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
P. Notificador - Notificador

(f) Notificador