



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Tel. PBX: (502) 2321-8000; Fax: (502) 2321-8002

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

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 08 horas con 05 minutos del día **treinta y uno de enero de dos mil catorce**, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10, Edificio Interamericas, Torre Sur, Nivel 14**, NOTIFIQUÉ la resolución **CNEE-39-2014** de fecha **treinta de enero de dos mil catorce**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA**, por medio de cédula de notificación que entrego a EDWIN HERNANDEZ, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

ENERGUATE
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

RECIBIDO
31 ENE 2014

Gerencia de Regulación y Tarifas

Recibe: [Firma] Hora: 8:05

(f) Notificado



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Procurador - Notificador

[Firma]

(f) Notificador

Resolución **CNEE-39-2014**

GTA-14-7



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

RESOLUCIÓN CNEE-39-2014
Guatemala, 30 de enero de 2014
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 4 establece, entre otras funciones, que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, definir las tarifas de distribución sujetas a regulación; asimismo, el artículo 76 de la Ley 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 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 y que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica 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 y que si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determinó que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

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 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, mismos que fueron analizados y evaluados por esta Comisión como consta en el expediente identificado como GTTA-14-7, el cual contiene los documentos e informes relacionados al presente ajuste trimestral, de conformidad con el procedimiento y metodología establecidos en el marco legal vigente.

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 veintinueve de enero de dos mil catorce, solicitara a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, aplique 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 a sesenta y cuatro millones doscientos nueve mil quetzales (Q64,209,000.00), perteneciente a los Usuarios, mismo que será devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes a una tasa simple de 7% anual.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y los 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 Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, la aplicación en la facturación mensual de sus usuarios de la Tarifa No Social del Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, lo siguiente:
 - I.I. El Monto a Devolver resultante es de Q.32,990,068.74, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del 1 de Febrero de 2014 al 30 de Abril de 2014, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.280672 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 117,539,788 kWh.
 - I.II. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 1.074206%, para el período de facturación comprendido del 1 de Febrero de 2014 al 30 de Abril de 2014.
 - I.III. Que Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de un monto de Q64,209,000.00 perteneciente a los usuarios, mismo que será devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses a una tasa simple de 7% anual.
 - I.IV. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del 1 de Febrero de 2014 al 31 de Julio de 2014, así: A) El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión (FACDBT) es de 1.198750 ; B) El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión (FACDMT) es de 1.289671 ; C) El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple y del Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda (FACFBT) es de 1.378143 ; D) El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda (FACFMT) es de 1.378128 y, E) El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.433910.
 - I.V. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido 1 de Febrero de 2014 al 31 de Julio de 2014, son los siguientes: A) CACYRBS_m = 161.19 Quetzales, B) CACYRBTD-BTH_m = 483.56 Quetzales, y C) CACYRMTD-MTH_m = 805.94 Quetzales.
 - I.VI. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del 1 de febrero de 2014 al 30 de abril de 2014, son los siguientes:

BAJA TENSION SIMPLE - BTS	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.783889
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.925008
BAJA TENSION Con Demanda en Punta - BTDP	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	606.441602
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.268306
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	54.715893
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	71.102282

DS



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

BAJA TENSION Con Demanda fuera de Punta - BTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	606.441602
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.269810
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	37.302777
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	69.223657
BAJA TENSION HORARIA - BTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	606.441602
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.282033
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.280579
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.232953
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	38.238826
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	69.367919
MEDIA TENSION Con Demanda en Punta - MTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1909.786023
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.114637
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	55.060273
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	63.287297
MEDIA TENSION Con Demanda fuera de Punta - MTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1909.786023
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.111453
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	46.481190
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	53.426340
MEDIA TENSION HORARIA - MTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1909.786023
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.124076
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.122769
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.079957
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	51.047033
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	58.674405
TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO - AP	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.368106
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSION - PEAJFT_BT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.175474
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.175267



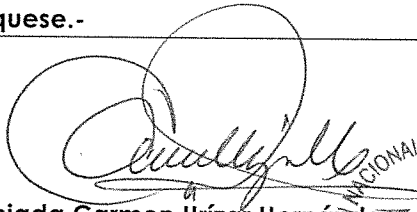
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.168504
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	105.853568
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN - PEAJEFT_MT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.050583
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.050523
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.048574
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	60.689932

- 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 determine 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.-


Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
Directora


Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General


Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



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 "43. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-22-2009, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de Tarifa No Social, a continuación se presentan los cálculos que fueron efectuados para determinar el Ajuste Trimestral al Precio de la Energía para el período comprendido de febrero a abril 2014.

1. Costos de energía:

Para el trimestre octubre - diciembre 2013, 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 43 de la Resolución CNEE-22-2009:

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

GENERADOR / CONCEPTO	DOCS.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INDE SUBROGADOS	F67,,,,F67,,,F72,,,,F72,,,EST,,,,EST,,,	Q1,556,139.95	Q1,501,729.72	Q1,558,294.63	Q4,616,164.29
RENACE	FE130000000251,,,,, FE130000000251,,,FE14000000002,,,,, FE14000000002,,,EST,,,,EST,,,	Q6,021,647.19	Q4,434,832.55	Q3,616,186.51	Q14,072,666.25
HIDROXACBAL	F775,,,,F775,,,F777,,,,F777,,,EST,,,,EST,,,	Q11,367,200.20	Q2,109,566.83	Q1,546,748.65	Q15,023,515.67
DUKE	FE130000000540,,,,, FE130000000540,NCE130000000058,,,FE1400 0000008,,,,,FE14000000008,,,EST,,,,EST,,,	Q5,293,736.35	Q4,381,552.68	Q0.00	Q9,675,289.03
ELECTROGENERACION	F3294,,,,F3294,,,F3345,,,,F3345,,,EST,,,,, EST,,,	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
GENOR	FE333,,,,,FE333,,,FE347,,,,,FE347,,,EST,,,,, EST,,,	Q267,322.56	Q266,463.63	Q0.00	Q533,786.19
PQP	,,,,,EST,,,,,EST,,,	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	RCYPL - ITE & ECO1RCYPL - ITE & ECO1RCYPL - ITE & ECO1	Q16,761,885.46	Q20,529,893.77	Q27,592,025.43	Q64,883,804.66
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-Q1,344,836.82	-Q1,318,367.11	-Q1,339,937.85	-Q4,003,141.78
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	Q953,085.83	Q996,722.50	Q348,255.71	Q2,298,064.04
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	Q1,367,255.90	Q1,319,517.05	Q1,294,201.26	Q3,980,974.20
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	Q659,150.33	Q3,610,600.65	Q4,956,375.66	Q9,226,126.64
AJUSTES INFORME ANTERIORES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-Q33,392.62	-Q19,724.63	-Q81,904.36	-Q135,021.62
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-Q0.95	-Q1,090.58	Q0.00	-Q1,091.52
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	RCYPMER - ITE (PDFRCYPMER - ITE (PDFRCYPMER - ITE (PDF	Q1,025,585.07	Q1,148,726.17	Q1,600,933.09	Q3,775,244.33
TOTAL		Q43,894,778.44	Q38,960,423.23	Q41,091,178.71	Q123,946,380.39

2. Ingresos por energía:

Durante el trimestre noviembre 2013 - enero 2014, 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

DS



con base en la formulación contenida en el numeral 43 de la Resolución CNEE-22-2009:

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

TARIFA	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	TOTAL
BTS	Q22,690,918.96	Q22,012,177.04	Q22,012,177.04	Q66,715,273.04
BTDP	Q2,630,177.04	Q2,549,583.71	Q2,549,583.71	Q7,729,344.46
BTDFP	Q13,872,348.51	Q13,311,948.50	Q13,311,948.50	Q40,496,245.51
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	Q82,169.75	Q152,949.59	Q152,949.59	Q388,068.92
MTDFP	Q7,169,322.64	Q7,167,851.16	Q7,167,851.16	Q21,505,024.95
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	Q13,288,292.27	Q13,236,877.39	Q13,236,877.39	Q39,762,047.05
PeajeFT_BT P.Energía en Punta	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_BT P.Energía en Intermedia	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_BT P.Energía en Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q94,101.66	Q83,168.46	Q83,168.46	Q260,438.58
PeajeFT_MT P.Energía en Intermedia	Q293,687.83	Q259,565.72	Q259,565.72	Q812,819.26
PeajeFT_MT P.Energía en Valle	Q161,859.10	Q143,053.53	Q143,053.53	Q447,966.16
TOTAL	Q60,282,877.74	Q58,917,175.09	Q58,917,175.09	Q178,117,227.93

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 43 de la Resolución CNEE-22-2009, 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:

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

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
-----------	---------------	---	-----------------	---	-------------

CÁLCULO:	Q123,946,380.39	-	Q178,117,227.93	=	-Q54,170,847.54
----------	------------------------	---	------------------------	---	------------------------

4. Costos de potencia:

Para el trimestre octubre - diciembre 2013, 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 43 de la Resolución CNEE-22-2009:

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

GENERADOR / CONCEPTO	DOCS.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INDE SUBROGADOS	F67,,, F67,,, F72,,, F72,,, EST,,, EST,,,	Q705,118.52	Q703,146.28	Q706,094.85	Q2,114,359.65
RENACE	FE130000000251,,, FE130000000251,,, FE14000000002,,,	Q708,080.02	Q706,099.49	Q709,060.45	Q2,123,239.96
HIDROXACBAL	F775,,, F775,,, F777,,, F777,,, EST,,, EST,,,	Q1,233,335.48	Q1,229,885.80	Q1,235,043.20	Q3,698,264.47
DUKE	FE130000000540,,, FE130000000540,,, NCE130000000058,,, FE14000000008,,,	Q3,556,640.00	Q3,546,691.96	Q3,561,564.64	Q10,664,896.59
ELECTROGENERACION	F3294,,, F3294,,, F3345,,, F3345,,, EST,,, EST,,,	Q776,422.64	Q774,250.96	Q777,497.70	Q2,328,171.30
GENOR	FE333,,, FE333,,, FE347,,, FE347,,, EST,,, EST,,,	Q176,150.89	Q175,658.19	Q176,394.79	Q528,203.86
PQP	,,,,, EST,,, EST,,,	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	Q440,297.38	Q343,840.01	Q458,197.91	Q1,242,335.29
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE & PC01RCYPL - ITE & PC01RCYPL - ITE & PC01	-Q15,297.65	Q281,510.76	Q1,525,098.16	Q1,791,311.27
CRÉDITO POR REMANENTE DE DESVÍOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00

OS



PEAJE SISTEMA PRINCIPAL	, FE130000000171, F773, , FE130000000541, F3294, FE333, ITE-10-2013 V.O., FE130000000251, F775, , F14000000009, F3345, FE347, ITE- 10-2013 V.O., F14000000002, F777, , EST, EST, EST, ITE-12- 2013 V.O.	Q1,807,306.26	Q1,836,019.65	Q1,806,341.51	Q5,449,667.42
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO	,,,,,ITE-10-2013 V.O.,,,,,,ITE-10-2013 V.O.,,,,, EST, EST, EST, ITE-12-2013 V.O.	Q1,611,651.93	Q1,605,235.03	Q1,612,159.98	Q4,829,046.94
TOTAL		Q10,999,705.47	Q11,202,338.12	Q12,567,453.18	Q34,769,496.78

5. Ingresos por potencia:

Durante el trimestre noviembre 2013 - enero 2014, 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 43 de la Resolución CNEE-22-2009:

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

TARIFA	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	TOTAL
BTS	Q2,530,801.90	Q2,455,099.31	Q2,455,099.31	Q7,441,000.51
BTDP	Q230,228.28	Q229,648.09	Q229,648.09	Q689,524.46
BTDFP	Q1,185,688.46	Q1,230,101.39	Q1,230,101.39	Q3,645,891.24
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	Q20,883.03	Q34,083.70	Q34,083.70	Q89,050.44
MTDFP	Q964,764.43	Q969,696.95	Q969,696.95	Q2,904,158.32
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	Q1,583,106.25	Q1,576,980.91	Q1,576,980.91	Q4,737,068.07
PeajeFT_BT P.Energia en Punta	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
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	Q69,240.27	Q69,240.27	Q69,240.27	Q207,720.82
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	Q6,584,712.61	Q6,564,850.62	Q6,564,850.62	Q19,714,413.86

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 43 de la Resolución CNEE-22-2009, 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:

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

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APP _n
-----------	---------------	---	-----------------	---	------------------

CÁLCULO:	Q34,769,496.78	-	Q19,714,413.86	=	Q15,055,082.92
----------	----------------	---	----------------	---	----------------

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 43 de la Resolución CNEE-22-2009, el concepto de Saldo No Ajustado, se divide en dos partes, las cuales son:

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

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

Así, en el ajuste anterior se proyectó, que aplicando el Ajuste Trimestral calculado a la proyección de ventas del trimestre, se recuperaría el Monto a Recuperar $MR = -Q32,167,811.56$, sin embargo, las ventas reales regularmente varían levemente de la proyección, y debido a estas variaciones entre las ventas proyectadas y las ventas reales, también el monto recuperado varía respecto al calculado en el ajuste anterior. El cálculo del Saldo No Ajustado se presenta a continuación:

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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q32,167,811.56
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q31,184,711.41
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q983,100.14

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

El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, literalmente indica que: "Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales".

Derivado de ello todos aquellos montos (cargos o ingresos), que no fueron incluidos en ajustes trimestrales anteriores deben trasladarse al siguiente ajuste.

Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza auditorías a cada ajuste efectuado con la finalidad de verificar la existencia de estos montos que deberán trasladarse al siguiente ajuste. Para el presente caso, los resultados de la auditoría efectuada al ajuste anterior, que obra en el informe GTA-Informe-526,

OS



adjunto al expediente GTTA-14-7, derivan en un Saldo No Ajustado total que se presenta a continuación:

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	Q92,514.47

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

TOTAL SALDO NO AJUSTADO	-Q890,585.67
-------------------------	--------------

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

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 43 de la Resolución CNEE-22-2009, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, y que el marco regulatorio y normativa vigente establece que es necesario cubrirlos, para el funcionamiento y estabilidad de la cadena de suministro del servicio eléctrico. En el presente ajuste se distinguen los siguientes elementos de este concepto:

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

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

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

Con base en el artículo 2 de la Resolución 846-03 del Administrador del Mercado Mayorista, "Los Participantes Consumidores deberán pagar el Cargo por Servicio de Operación del Sistema y el Cargo por Regulación del Mercado Eléctrico Regional".

La institución encargada de la Operación del Sistema eléctrico regional de Centro América es el Ente Operador Regional –EOR– y la institución encargada de la Regulación del Mercado Eléctrico Regional es la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–.

8.3. Ampliación del Plazo de Recuperación de los Saldos

Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el numeral I.I.V. de la resolución CNEE-259-2013, dentro del Ajuste por Pago de Otros (APO) se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q51,150,000.00, a favor de los usuarios, adicionando los intereses respectivos por Q895,125.00, resultando un total de Q52,045,125.00.

DS



Por otra parte, derivado de que en el presente ajuste se observaron variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y los costos reales de la Distribuidora, CNEE, mediante nota GTTA-NotaS2014-30, indicó 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 Q64,209,000.00 perteneciente a los usuarios, mismo que será devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses a una tasa simple de 7% anual, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación.

8.4. Inclusión Timbres y Diferencial Cambiario:

El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad 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". En atención a ello la Distribuidora proporcionó documentación e información de soporte en la cual se determinó la existencia de saldos pendientes a trasladar en concepto de:

- Pago de Impuesto al Timbre por un monto total de Q2,275,832.10, en el período de mayo 2012 a mayo 2013, derivado de la gestión del cobro de las penalizaciones pagadas por Jaguar Energy a la Distribuidora según cláusulas contractuales.
- Diferencial cambiario por un monto de Q292,734.86 en el período de abril a agosto del 2013, por compra de divisas para el pago a generadores y liquidaciones por transacciones en el Mercado Mayorista.

Con base en lo anterior, estos saldos fueron trasladados a tarifas en el presente ajuste trimestral.

Derivado de lo anterior, 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	DOCS.	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	FE130000001128FE 130000001172EST	Q186,533.7 8	Q187,933.4 9	Q187,233.63	Q561,700.90
Pago EOR	F4513ESTEST	Q39,098.21	Q39,042.17	Q38,887.78	Q117,028.16
Pago CRIE	F3898ESTEST	Q22,800.90	Q22,768.21	Q22,678.18	Q68,247.29
TOTAL		Q248,432.8 8	Q249,743.8 7	Q248,799.60	Q746,976.36

CONCEPTO	MONTO
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q64,209,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q52,045,125.00



TOTAL	Q12,163,875.00
Monto de Penalizacion por ataso contrato Jaguar con intereses	Q2,275,832.10
Diferencial cambiario en compra de divisas para pago a generadores	Q292,734.86
TOTAL APO	Q15,479,418.32

9. 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-22-2009, Numerales "44. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "45. 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:

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

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

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	Q24,480,292.23	19.75%	Q4,636,454.17	13.33%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q16,017,155.47	12.93%	Q7,045,796.48	20.27%
Ajuste por Pérdidas de Potencia y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q8,463,136.76	6.82%	Q0.00	0.00%

10. 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 43 de la Resolución CNEE-22-2009, 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-22-2009 de todas las variables indicadas, constituyendo esta expresión un valor denominado "Monto a Recuperar", el cual con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se dividió entre la proyección de ventas de energía de la Distribuidora para el próximo trimestre. Así, para el trimestre febrero – abril 2014, el Ajuste Trimestral calculado fue el siguiente:

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

CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APP _n	Q15,055,082.92
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE _n	-Q54,170,847.54
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n*	APO _n	Q15,479,418.32
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA _n	-Q890,585.67
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR ^{INS} _n	Q8,463,136.76
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR ^{INS} _n	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR _{n+1}	-Q32,990,068.74

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EP _{n+1}	117,539,788
---	-------------------	--------------------

AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	AT _n	-Q0.280672
-------------------------------------	-----------------	-------------------

*Incluye la devolución del saldo anterior perteneciente a los usuarios, 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-22-2009, "en caso de atraso en el pago por parte del Usuario a la Distribuidora, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora se calculada como la tasa mensual equivalente al promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras". Así para el presente ajuste, se expone el cálculo de la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre febrero – abril 2014:

Mes	Tasa Anual
OCTUBRE	13.66%
NOVIEMBRE	13.68%
DICIEMBRE	13.70%
Tasa de Interés por Mora	1.074206%



C) Ajuste Semestral

Con base en lo estipulado en los numerales 46, 47 y 48 de la Resolución CNEE-22-2009, 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. Ajustes al Valor Agregado de Distribución (VAD):

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 46 de la Resolución CNEE-22-2009, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de DEORSA:

1.1. Ajuste al Cargo por Distribución en Baja Tensión (CDBT):

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	55.94640%
TC N	7.84137
TC 0	7.59615
PPI N	113.80
PPI 0	115.90
FAA	1.00
PIPC CD,BT	0.440536
IPC N	220.51
IPC 0	153.78
K CD,N	1.00
FACD_{BT}	1.198750

1.2. Ajuste al Cargo por Distribución en Media Tensión (CDMT):

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D \max_{m,MT}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,MT	42.57560%



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

TC N	7.84137
TC O	7.59615
PPI N	113.80
PPI O	115.90
FAA	1.00
PIPC CD,MT	0.574244
IPC N	220.51
IPC O	153.78
K CD,N	1.000000
	Q
Cuota	2,509,097.19
CDMT	55.140501
Sumatoria Dmax m,MT	1,310,615.79
FACD_{MT}	1.289671

2. Ajustes a los Cargos Fijos:

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 47 de la Resolución CNEE-22-2009, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de DEORSA:

2.1. Ajuste al Cargo por Usuario en Baja Tensión (CFBT)

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

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	13.88520%
TC N	7.84137
TC O	7.59615
FAA	1.00
PIPC CF,BT	86.11480%
IPC N	220.51
IPC O	153.78
K CF,N	1.00
FACF_{BT}	1.378143



2.2. Ajuste al Cargo por Usuario en Media Tensión (CFMT)

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

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	13.88900%
TC N	7.84137
TC 0	7.59615
FAA	1.00
PIPC CF,MT	86.11100%
IPC N	220.51
IPC 0	153.78
K CF,N	1.00
FACF_{MT}	1.378128

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 48 de la Resolución CNEE-22-2009, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Corte y Reconexión para la Tarifa No Social de DEORSA:

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

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

CONCEPTO	VALOR
IPC N	220.51
IPC 0	153.78
FACACYR_m	1.433910

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

CONCEPTO	VALOR Q
CACYRBTS_m	Q 161.19
CACYRBD-BTH_m	Q 483.56
CACYRMTD-MTH_m	Q 805.94