

**RESOLUCIÓN CNEE-153-2025**  
**Guatemala, 24 de abril de 2025**  
**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...". Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió las tarifas base, valores máximos y fórmulas de ajuste; así como, las condiciones generales de aplicación tarifaria para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final que atiende la distribuidora.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, aprobó el Informe de Costos Mayoristas, correspondiente al período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinticinco al treinta de abril de dos mil veintiséis**, del cual se derivan los precios base anuales de energía y potencia que se trasladan a tarifas en el presente ajuste 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 **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominarse indistintamente la Distribuidora) y estableció que en los documentos presentados existen diferencias e inconsistencias, por lo que se le confirió audiencia, a efecto de que se pronunciara al respecto; la Distribuidora evacuó la audiencia conferida, exponiendo los argumentos que estimó pertinentes; por lo que, de acuerdo con la información regulatoria con la que se cuenta y de conformidad con el procedimiento y metodología establecida en el marco legal vigente, la Gerencia de Tarifas emitió el dictamen técnico de soporte, por medio del cual determinó el cálculo del

ajuste trimestral que le corresponde aplicar a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**.

**CONSIDERANDO:**

Que debido a la variación de los costos de adquisición de energía y potencia en el trimestre anterior, resultó una variación significativa en el Ajuste Trimestral, lo cual derivó en que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitara a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, aplicar el mecanismo establecido en el último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el sentido de ampliar el período de recuperación de los saldos en un trimestre, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 1, 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92 y 115 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

**RESUELVE:**

- I. Aprobar para **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, la aplicación en la facturación mensual de sus usuarios de la **Tarifa No Social** del Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, lo siguiente:
  - I.I. El monto a Recuperar resultante es de Q. 24,536,903.05, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de mayo al 31 de julio de 2025**, el Ajuste Trimestral equivalente -0.136772 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 179,400,000 kWh.
  - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de mayo al 31 de octubre de 2025**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.038257; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.066074; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.055458; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda (FACFMT) es de 1.055458 y; **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.063187.
  - I.III. Los Precios de Energía y Potencia para aplicar al cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo al 2025 al 30 de abril de 2026**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	57.367998	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST <sub>BTS</sub>	1.196866	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	1.195547	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Autoprodutores
PEST <sub>AP-APPN</sub>	1.193343	Q/kWh	Precio Base de la Energía Alumbrado Público y Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno
PEST <sub>VSC</sub>	1.195198	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDP</sub>	1.194927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>BTDFP</sub>	1.196024	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDFPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDP</sub>	1.194927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDFP</sub>	1.195730	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST <sub>MTDFPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	1.217195	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	1.195433	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	1.181350	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>VALLEq</sub>	1.068273	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE <sub>VALLE</sub>	0.842087	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Valle

I.IV. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de mayo al 31 de julio de 2025**, son los siguientes:

<b>Baja Tensión Simple - BTS -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.114803
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.122980
<b>Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.261878
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.137184
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.934101
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.800130
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.278961
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	50.763600

Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	103.516882
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.280261
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	28.950310
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	87.617807
<b>Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.305344
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.279561
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.262875
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.128904
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	55.044867
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	134.395923
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - BTDPA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.279986
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	53.362787
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	94.844337
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores - BTDFPA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.279986
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	29.368095
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	87.862681
<b>Media Tensión con Demanda en Punta - MTDP -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.117511
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	33.738590
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	80.422828
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFP -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.118354
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	43.729545
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	68.469368
<b>Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.140885
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.118042
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.103260
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.984566
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	41.178429
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	118.268866
<b>Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - MTDPA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.118419
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	39.037762
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	76.945648
<b>Media Tensión con Demanda Autoprodutores - MTDFPA -</b>	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.118419
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	38.051527
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	75.619540
<b>Alumbrado Público - AP -</b>	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.347549
<b>Tarifa de Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -</b>	



Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.347549
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -</b>	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.833329
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -</b>	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.199647
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.195626
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.193024
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	193.966847
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PeajeFT_MT -</b>	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.053668
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.052587
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.051888
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	67.235330

**Nota 1:** La desagregación de la Tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.833544 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.281259 Q/kWh.

**Nota 2:** Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es la siguiente: Cargos por Generación y Transporte: 1.443911 Q/kWh y Cargos por Distribución 0.679069 Q/kWh

- I.V. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de mayo al 31 de octubre de 2025**, son los siguientes: **A)** CACYRBTS\_m = 285.63 Quetzales, **B)** CACYRBTD-BTH\_m = 856.93 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH\_m = 2,571.11 Quetzales.
- I.VI. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 1.007777% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de mayo al 31 de julio de 2025**.
- I.VII. Que **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de dieciocho millones ochocientos sesenta mil quetzales (Q.18,860,000.00), perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses correspondientes.
- 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 determinan que se incluyeron cargos a favor o en contra de la

Distribuidora, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como Saldo No Ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

**NOTIFÍQUESE. -**

---

**Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez**  
Presidente

**Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz**  
Directora



**Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar**  
Director



**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General

**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General

## ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-153-2025

### 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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-264-2024, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de Tarifa No Social, a continuación, se presentan los cálculos que fueron efectuados para determinar el Ajuste Trimestral al Precio de la Energía para el período comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2025.

#### 1. Costos de energía:

Para el trimestre enero – marzo 2025, 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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q683,658.76	Q505,249.61	Q397,423.95	Q1,586,332.32
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q836,445.90	Q767,398.10	Q817,379.47	Q2,421,223.47
RENACE - RENACE II FASE 1 - EP08	Q991,714.41	Q676,239.38	Q392,881.91	Q2,060,835.69
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q1,102,981.37	Q758,948.49	Q808,379.54	Q2,670,309.39
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q610,069.21	Q447,515.55	Q407,830.52	Q1,465,415.27
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - RENACE I - EP08	Q347,940.71	Q145,099.34	Q154,549.79	Q647,589.84
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q53,152.82	Q48,765.11	Q51,941.23	Q153,859.16
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q484,982.35	Q0.00	Q254,501.26	Q739,483.61
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q164,949.56	Q129,908.20	Q137,165.48	Q432,023.24
ENERGIAS DEL OCOSITO, S.A. - EP14	Q114,206.96	Q95,387.09	Q104,934.38	Q314,528.43
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q788,946.48	Q529,166.17	Q212,679.39	Q1,530,792.04
GENERADORA NACIONAL - OXEC II - EP05	Q467,859.30	Q402,910.45	Q319,102.23	Q1,189,871.98
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - JURUN MARINALA - EP16	Q1,429,601.69	Q0.00	Q0.00	Q1,429,601.69
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q447,754.22	Q0.00	Q0.00	Q447,754.22
PAPELES ELABORADOS S.A. - POZA VERDE - EP17	Q46,853.87	Q0.00	Q0.00	Q46,853.87
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q108,094.43	Q0.00	Q0.00	Q108,094.43
GENERADORA NACIONAL S.A. - HIDROELECTRICA RAAXHA - EP08	Q2,000,941.29	Q1,480,354.40	Q1,071,595.38	Q4,552,891.07
REGIONAL ENERGETICA S.A. - EL LIBERTADOR - EP09	Q394,265.03	Q186,868.51	Q300,425.89	Q881,559.43
CORALITO S.A. - CORALITO EP01	Q471,506.68	Q398,176.01	Q400,952.36	Q1,270,635.05
AGROPECUARIA ALTORR S.A. - SANTA TERESA - EP13	Q259,673.93	Q0.00	Q233,666.85	Q493,340.78
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS - GENERADORA ELECTRICA LA PAZ - EP04	Q166,016.63	Q0.00	Q0.00	Q166,016.63
ANACAPRI S.A. - HORUS II / PLANTA 6 - EP17	Q539,023.02	Q0.00	Q0.00	Q539,023.02

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M) - EP20	Q35,683.91	Q30,715.87	Q32,576.29	Q98,976.07
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q135,077.72	Q78,477.02	Q250,824.50	Q464,379.24
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP01	Q231,314.50	Q127,621.96	Q588,384.34	Q947,320.80
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA SAN LUIS (BIOMASS) - EP20	Q52,273.97	Q27,033.56	Q27,779.65	Q107,087.17
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MEXICO - EP15	Q1,787,061.51	Q2,808,660.51	Q4,006,627.11	Q8,602,349.13
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q169,217.64	Q0.00	Q0.00	Q169,217.64
ALTERNATIVA DE NERGIA RENOVABLE S.A. - HIDROELECTRICA EL MANANTIAL - EP02	Q127,479.12	Q0.00	Q0.00	Q127,479.12
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q440,319.47	Q300,998.39	Q265,762.77	Q1,007,080.63
RENACE S.A. - RENACE IV - EP30	Q834,065.22	Q0.00	Q0.00	Q834,065.22
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	-Q1,624,295.74	Q10,671,457.63	Q16,254,048.22	Q25,301,210.11
EOLICO SAN ANTONIO S.A. - EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO - EP12	Q14,617,877.83	Q10,027,652.21	Q6,605,656.96	Q31,251,187.00
TUNCAJ S.A. - PEDRO DE ALVARADO - EP05	Q105,659.53	Q87,272.64	Q107,152.75	Q300,084.92
TUNCAJ S.A. - AVELLANA - EP05	Q131,654.98	Q0.00	Q0.00	Q131,654.98
TUNCAJ S.A. - TAXISCO - EP05	Q149,116.26	Q124,403.90	Q156,755.28	Q430,275.44
TUNCAJ S.A. - BUENA VISTA - EP05	Q135,419.29	Q0.00	Q147,387.09	Q282,806.38
TUNCAJ S.A. - EL JOBO - EP05	Q101,599.82	Q81,897.20	Q109,365.60	Q292,862.61
HIDRO SACJA - EP10	Q1,225,192.45	Q1,090,770.59	Q1,093,654.46	Q3,409,617.51
AGROFORESTAL EL CEDRO S.A. - HIDROSAN 1 - EP12	Q33,951.12	Q0.00	Q0.00	Q33,951.12
BIOMASS ENERGY, S.A. (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q500,674.60	Q861,634.65	Q0.00	Q1,362,309.25
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q95,393.50	Q53,714.03	Q364,055.44	Q513,162.97
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q8,450,026.68	Q10,335,447.73	Q15,566,813.07	Q34,352,287.48
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q854,840.70	-Q984,559.74	-Q1,341,765.77	-Q3,181,166.21
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q1,438,830.77	Q890,392.16	Q1,116,513.19	Q3,445,736.12
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q2,203,166.00	Q1,805,121.46	Q1,945,133.70	Q5,953,421.15
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	Q4,785.15	-Q19,287.77	Q2,048.99	-Q12,453.64
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q3,655.47	Q0.00	-Q7,631.59	-Q3,976.12
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q272,411.25	Q283,898.43	Q6,278,102.09	Q6,834,411.78
<b>TOTAL DE COSTOS DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE</b>	<b>Q43,313,409.92</b>	<b>Q45,255,308.85</b>	<b>Q59,634,653.74</b>	<b>Q148,203,372.51</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 febrero – abril 2025, 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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q43,098,343.74	Q47,392,640.91	Q41,512,559.59	Q132,003,544.25
BTSA	Q1,048,019.69	Q1,034,278.58	Q1,226,929.30	Q3,309,227.57
BDTP	Q5,038,352.92	Q5,324,700.94	Q5,369,718.42	Q15,732,772.28
BTDFP	Q15,330,397.65	Q16,053,937.83	Q14,665,586.52	Q46,049,922.00
BDPA	Q106,170.91	Q105,851.55	Q117,359.58	Q329,382.04
BTDFPA	Q456,850.73	Q445,229.42	Q471,956.39	Q1,374,036.54
MTDP	Q86,821.11	Q97,577.71	Q74,527.86	Q258,926.67



TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
MTDFPA	Q5,637,382.42	Q4,950,245.21	Q5,458,623.77	Q16,046,251.39
MTDPA	Q129,501.36	Q121,037.22	Q136,272.67	Q386,811.24
MTDFPA	Q192,371.79	Q212,381.02	Q210,506.81	Q615,259.62
AP	Q4,893,736.33	Q4,477,210.54	Q5,046,644.56	Q14,417,591.43
APPN	Q3,632.68	Q0.00	Q4,939.25	Q8,571.93
VSC	Q208,998.80	Q189,309.25	Q209,450.91	Q607,758.95
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q1,117,204.41	Q1,108,431.72	Q1,129,933.36	Q3,355,569.49
<b>TOTAL</b>	<b>Q77,347,784.52</b>	<b>Q81,512,831.88</b>	<b>Q75,635,009.00</b>	<b>Q234,495,625.41</b>

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

Con base en la formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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:

<b>FÓRMULA:</b>	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{r=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$
-----------------	---

<b>CONCEPTO:</b>	<b>COSTOS</b>	<b>-</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>=</b>	<b>APE<sub>n</sub></b>
------------------	---------------	----------	-----------------	----------	------------------------

<b>CÁLCULO:</b>	<b>Q148,203,372.51</b>	<b>-</b>	<b>Q234,495,625.41</b>	<b>=</b>	<b>-Q86,292,252.90</b>
-----------------	------------------------	----------	------------------------	----------	------------------------

### 4. Costos de potencia:

Para el trimestre enero – marzo 2025, 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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q107,759.48	Q109,456.61	Q105,303.15	Q322,519.24
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q641,967.21	Q652,077.74	Q627,333.85	Q1,921,378.80
RENACE - RENACE II FASE 1 - EP08	Q1,608,093.74	Q1,633,420.06	Q1,571,437.93	Q4,812,951.73
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q578,583.11	Q587,695.38	Q565,394.56	Q1,731,673.04
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q231,433.24	Q235,078.15	Q226,157.82	Q692,669.22
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE I - EP08	Q182,325.19	Q185,196.68	Q178,169.17	Q545,691.04
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q1,191,511.95	Q1,210,277.41	Q1,164,351.95	Q3,566,141.31
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q96,430.52	Q0.00	Q94,232.43	Q190,662.94
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q120,561.55	Q122,460.31	Q117,813.40	Q360,835.26
ENERGIAS DEL OCOSITO, S.A. - EP14	Q43,270.22	Q43,951.69	Q42,283.89	Q129,505.80
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q739,242.85	Q750,885.40	Q722,392.13	Q2,212,520.38
GENERADORA NACIONAL - OXEC II - EP05	Q192,114.95	Q195,140.62	Q187,735.77	Q574,991.33
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - JURUN MARINALA - EP16	Q116,646.04	Q0.00	Q0.00	Q116,646.04
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q349,938.12	Q0.00	Q0.00	Q349,938.12
PAPELES ELABORADOS S.A. - POZA VERDE - EP17	Q25,872.42	Q0.00	Q0.00	Q25,872.42

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q44,556.49	Q0.00	Q0.00	Q44,556.49
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M) - EP20	Q347,323.22	Q352,793.32	Q339,406.14	Q1,039,522.68
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q169,496.68	Q172,166.13	Q165,633.08	Q507,295.89
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP01	Q109,215.69	Q110,935.76	Q111,795.66	Q331,947.10
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA SAN LUIS (BIOMASS) - EP20	Q320,475.88	Q325,523.15	Q313,170.77	Q959,169.81
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MEXICO - EP15	Q3,313,700.19	Q3,365,888.59	Q3,238,165.81	Q9,917,754.59
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q219,755.75	Q0.00	Q0.00	Q219,755.75
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP56	Q256,023.83	Q255,310.69	Q255,317.31	Q766,651.83
TERMICA S.A. - TERMICA II - EP19	Q113,616.96	Q113,300.48	Q113,303.42	Q340,220.85
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP32	Q44,169.37	Q44,046.34	Q44,047.48	Q132,263.19
RENOVABLES DE GUATEMALA S.A. - HIDROELECTRICA PALO VIEJO - EP09	Q110,450.06	Q110,142.41	Q110,145.27	Q330,737.74
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP04	Q351,464.40	Q0.00	Q5,343.85	Q356,808.24
TERMICA S.A. - TERMICA - EP05	Q44,503.38	Q0.00	Q0.00	Q44,503.38
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - ARIZONA - EP10	Q829,092.52	Q802,975.06	Q826,804.55	Q2,458,872.14
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. - EL MANANTIAL BLOQUE 2 - EP09	Q119,050.31	Q118,718.70	Q118,721.78	Q356,490.78
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. - HIDROELECTRICA EL MANANTIAL - EP02	Q110,179.13	Q0.00	Q0.00	Q110,179.13
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q1,309,951.16	Q1,330,581.95	Q1,280,091.39	Q3,920,624.51
RENACE S.A. - RENACE IV - EP30	Q180,883.72	Q0.00	Q0.00	Q180,883.72
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	Q5,307,100.40	Q12,163,313.32	Q11,661,719.60	Q29,132,133.32
BIOMASS ENERGY, S.A. (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q637,722.88	Q647,766.56	Q0.00	Q1,285,489.45
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q374,453.79	Q380,351.17	Q365,918.27	Q1,120,723.23
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q599,397.24	Q600,037.45	Q556,362.33	Q1,755,797.02
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	-Q39,352.18	-Q16,271.37	Q636,683.95	Q581,060.39
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	Q5,868,772.17	Q5,920,651.95	Q5,851,445.51	Q17,640,869.63
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q2,811,119.14	Q2,708,628.33	Q2,772,945.82	Q8,292,693.29
<b>TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE</b>	<b>Q29,778,872.75</b>	<b>Q35,232,500.01</b>	<b>Q34,369,628.02</b>	<b>Q99,381,000.78</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 febrero – abril 2025, 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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

$$APP_{jt} = CCPR_{jt} - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{maxD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i-1} \cdot PFP_{t,i-1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{maxETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i-1} \cdot PFP_{t,i-1})$$

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q5,165,735.41	Q5,680,446.67	Q4,975,664.50	Q15,821,846.59
BTSA	Q127,821.12	Q126,145.20	Q149,641.73	Q403,608.05
BTDP	Q448,608.57	Q457,071.60	Q440,479.41	Q1,346,159.58
BTDFF	Q1,255,640.61	Q1,299,448.70	Q1,218,859.58	Q3,773,948.90
BTDPA	Q20,038.42	Q21,691.35	Q20,543.65	Q62,273.43
BTDFFPA	Q55,408.05	Q59,165.93	Q56,008.32	Q170,582.30

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
MTDP	Q8,673.85	Q9,497.86	Q8,543.74	Q26,715.45
MTDFPA	Q757,624.10	Q652,410.70	Q674,462.54	Q2,084,497.33
MTDPA	Q11,814.28	Q9,832.72	Q11,022.05	Q32,669.05
MTDFPA	Q38,938.07	Q37,945.90	Q34,552.63	Q111,436.60
AP	Q762,599.09	Q697,691.18	Q786,427.04	Q2,246,717.31
APPN	Q566.09	Q0.00	Q769.69	Q1,335.78
VSC	Q16,709.41	Q15,135.24	Q16,745.56	Q48,590.21
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q165,696.11	Q176,767.79	Q170,115.20	Q512,579.10
<b>TOTAL</b>	<b>Q8,835,873.18</b>	<b>Q9,243,250.85</b>	<b>Q8,563,835.63</b>	<b>Q26,642,959.66</b>

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

Con base en la formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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:

<b>FÓRMULA:</b>	$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{vitarD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{vitarETNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1})$
-----------------	---

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
<b>CÁLCULO:</b>	<b>Q99,381,000.78</b>	<b>-</b>	<b>Q26,642,959.66</b>	<b>=</b>	<b>Q72,738,041.12</b>

## 7. Saldo No Ajustado (SNA):

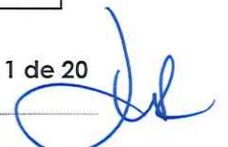
Con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la definición y formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, el concepto de Saldo No Ajustado, se divide en dos partes, las cuales son:

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

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

Así, en el ajuste anterior se proyectó que, aplicando el Ajuste Trimestral calculado sobre la proyección de ventas del trimestre, resultaría el Monto a Recuperar equivalente a - Q13,403,733.83 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:

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



CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q13,403,733.83
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q14,797,830.06
<b>SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO</b>	<b>Q1,394,096.23</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. Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza auditorías a cada ajuste efectuado con la finalidad de verificar la existencia de estos montos que deberán trasladarse al siguiente ajuste. Para el presente caso, los resultados de la auditoría efectuada al ajuste anterior, que obra en el informe GTTA-InfAudiSNA-32, adjunto al expediente correspondiente.

El monto por el **Saldo No Ajustado** en el presente ajuste trimestral por disposición del artículo 87 de la Ley General de Electricidad es:

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q13,403,733.83
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q14,509,909.63
<b>SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO</b>	<b>-Q1,106,175.80</b>

CONCEPTO	MONTO
<b>SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA</b>	<b>-Q1,106,175.80</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>Q 287,920.43</b>
---------------------------------	---------------------

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

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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:



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Secretario General



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

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

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

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

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

8.3. Ampliación del plazo de recuperación de saldos:

Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el numeral I.IV de la resolución CNEE-67-2025, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 19,315,000.00, perteneciente a los Usuarios adicionando los intereses respectivos por Q 338,012.50, resultando un total de Q 19,653,012.50.

Derivado de que en el presente ajuste se observaron variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y los costos reales de la Distribuidora, CNEE, mediante nota GTA-NotaS2025-29, solicitó a la Distribuidora la aplicación de lo estipulado en el último párrafo del artículo 87 del RLGE, en el sentido de ampliar el plazo de recuperación a lo cual Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., mediante nota remitida GG-64-2025-04-23 manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliara en un trimestre equivalente a Q 18,860,000.00 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 RT-52-2025 remitida por Distribuidora de Electricidad de Oriente.

A continuación, se presenta la fórmula de cálculo y la consolidación de estos cargos que fueron trasladados a tarifas:

$$APO_n = \sum COR_n$$

CONCEPTO	MONTO
Cuotas AMM, EOR, CRIE	Q1,077,753.60
ampliación al Período de Recuperación de Saldo -APRS-	Q18,860,000.00
Devolución de ampliación al Período de recuperación de Saldo -APRS-	-Q19,653,012.50
Honorarios Arbitraje HidroXacbal (Pérdidas de Transmisión), Aplicación de la resolución MEM-RESOL-416-2024	Q250,875.10
<b>TOTAL APO</b>	<b>Q535,616.20</b>



Comisión Nacional de Energía Eléctrica -  
Secretario General



## 9. Criterios aplicados en temas puntuales de liquidación en el presente Ajuste Trimestral

En cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 87 del RLGE (revisión y análisis de la documentación presentada por las Distribuidoras para el cálculo de los ajustes) y con respaldo en el Artículo 71 de la Ley General de Electricidad ("Los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones"), se ha procedido a realizar procesos de análisis para verificar que los costos facturados para ser trasladados a tarifas reflejen correctamente: las condiciones contractuales, bases de licitación, términos de referencia y documentación relacionada. Lo anterior cobra mayor relevancia al tomar en consideración la amplia gama y cantidad de contratos suscritos, derivado de los procesos de licitación realizados.

Así, derivado que dichos procesos de revisión se están llevando a cabo de manera detallada, los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, dado el referido proceso de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.

### Inclusión provisional de costos de compra de energía:

- Se están revisando las condiciones contractuales de manera que reflejen íntegramente las condiciones obtenidas en las licitaciones (TDR's, Bases de Licitación y/o adendas).
- Derivado de ello, todos los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, sujetos de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.
- En aquellos casos en los que existan discrepancias entre los generadores y la distribuidora por montos, cantidad y/o precios de energía y potencia facturados, CNEE está dando el seguimiento correspondiente para que se apliquen las condiciones obtenidas en las licitaciones para el traslado a tarifa (Art. 71 LGE).

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

- CNEE emitió en diciembre 2017 la resolución CNEE-267-2017, con la cual se realizó la modificación y/o corrección del cálculo y aplicación del Saldo del Precio de la Potencia por parte del AMM (artículo 50bis del RAMM).
- Se están trasladando a tarifas los valores consignados por el AMM en el Informe de Transacciones Económicas, verificando la correcta aplicación de lo dispuesto en la Resolución CNEE-267-2017.

### Traslado Arbitraje DEORSA – HidroXacbal

- Se trasladaron en el presente ajuste trimestral en el apartado Ajuste por Otros un monto a favor de la Distribuidora asociados a costos legales derivado del arbitraje entre la Distribuidora y HidroXacbal los cuales ascienden a Q 250,875.10, el monto referido es trasladado debido a la emisión de la resolución MEM-RESOL-416-2024 por parte del Ministerio de Energía y Minas y lo establecido en el GJ-MEMO-39000 que da respaldo legal al traslado.

### 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-264-2024, Numerales "II.IV.30. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "II.IV.31. 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:

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

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q33,583,789.09	22.66%	Q12,783,870.62	12.86%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q21,777,561.19	14.78%	Q20,863,401.32	20.99%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q11,806,227.90	7.88%	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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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-264-2024 de todas las variables indicadas, constituyendo esta expresión un valor denominado "Monto a Recuperar", el cual con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se dividió entre la proyección de ventas de energía de la Distribuidora para el próximo trimestre. Así, para el trimestre del **1 de mayo al 31 de julio de 2025**, el Ajuste Trimestral calculado fue el siguiente:

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



CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APPn	Q72,738,041.12
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q86,292,252.90
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q535,616.20
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNAn	Q287,920.43
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q11,806,227.90
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q24,536,903.05
<b>FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1</b>	<b>EPn+1</b>	<b>179,400,000</b>
<b>AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n</b>	<b>ATn</b>	<b>-Q0.136772</b>

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

Según lo dispuesto en el numeral II.II.13 de la Resolución CNEE-264-2024, "en caso de atraso en el pago por parte del Usuario a la Distribuidora, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora se calcula como la tasa mensual equivalente al promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras". Así para el presente ajuste, se expone el cálculo de la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre del 1 de mayo al 31 de julio de 2025:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
ENERO	12.74%	1.00429%
FEBRERO	12.81%	1.00952%
MARZO	12.81%	1.00952%
<b>Tasa de Mora para el Trimestre</b>		<b>1.007777%</b>

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

Para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, los cargos por energía y potencia de las Tarifas BTS, BTSA, AP, APPN y VSC de DEORSA son los siguientes:

Tarifa BTS	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.281259	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.833544	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.114803	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.279696	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.843284	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.122980	Q/kWh

Tarifa BTSLAP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.277085	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.070464	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.347549	Q/kWh



Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.277085	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.070464	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.347549	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.279282	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.554047	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.833329	Q/kWh

#### D) Ajuste Anual:

Los Precios de Energía y Potencia para aplicar al cálculo tarifario del período comprendido del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	57.367998	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST <sub>BTS</sub>	1.196866	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	1.195547	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Autoprodutores
PEST <sub>AP-APPN</sub>	1.193343	Q/kWh	Precio Base de la Energía Alumbrado Público y Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno
PEST <sub>VSC</sub>	1.195198	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDP</sub>	1.194927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>BTDFP</sub>	1.196024	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDFPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDP</sub>	1.194927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDFP</sub>	1.195730	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST <sub>MTDFPA</sub>	1.195792	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	1.217195	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	1.195433	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	1.181350	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>VALLEg</sub>	1.068273	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE <sub>VALLE</sub>	0.842087	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Valle

#### E) Ajuste Semestral:

Con base a lo estipulado en los numerales II. IV. 32 Y II. IV. 33 de la Resolución CNEE-264-2024, 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 II. IV. 32 de la Resolución CNEE-264-2024, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de DEORSA:

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

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

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	59.030725%
TC N	Q7.711650
TC 0	Q7.852220
FAA	1.00
PIPC CD,BT	40.969275%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CD,N	1.00
$\Sigma$ CPIBTp	Q. 0.00
CDBT	156.83
PPI N	265.30
PPI 0	255.20
Dmax, baseBT	277,065.74
<b>FACDBT</b>	<b>1.038257</b>

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

El cálculo del ajuste a este cargo es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CD,MT	53.5280%
TC N	Q 7.711650
TC 0	Q 7.852220
FAA	1.00
PIPC CD,MT	46.4720%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CD,N	1.00
Cuota	Q 4,777,223.30
CDMT	95.496570
Dmax m,MT	1,962,286.42
PPI N	265.30
PPI 0	255.20
Dmax, baseMT	350,700.53
<b>FACDMT</b>	<b>1.066074</b>



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

De acuerdo con la formulación y especificaciones contenidas en el numeral II. IV. 32 de la Resolución CNEE-264-2024, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de DEORSA:

- 2.1. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT:  
El cálculo del ajuste a este cargo es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	18.3004%
TC N	Q7.711650
TC 0	Q7.852220
FAA	1.00
PIPC CF,BT	81.6996%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CF,N	1.00
CFBTo	22.5892
UsuBT	1,010,322.00
PPI N	265.30
PPI 0	255.20
<b>FACFBT</b>	<b>1.055458</b>

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

El cálculo del ajuste a este cargo es el siguiente:

PD CF,MT	18.3004%
TC N	Q7.711650
TC 0	Q7.852220
FAA	1.00
PIPC CF,MT	81.699616%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CF,N	1.00
CFMTo	4,088.62
UsuMT	128.00
PPI N	265.30
PPI 0	255.20
<b>FACFMT</b>	<b>1.055458</b>



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

CONCEPTO	VALOR
IPC N	177.92
IPC 0	167.35

<b>FACACYRm</b>	<b>1.063187</b>
-----------------	-----------------

CONCEPTO	VALOR
CACYRBTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m	285.63
CACYRBD-BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m	856.93
CACYRMTDP-MTDFP-MTDA-MTHA_m	2,571.11



**CÉDULA DE NOTIFICACIÓN**

Siendo las 09 horas con 28 minutos del día 29 de  
abril de 2025, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas  
World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, ciudad de  
Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-153-2025** de fecha **24  
de abril de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA, a **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE  
ORIENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA -DEORSA-**, por medio de cédula  
de notificación que entrego a  
Elisa Mejía, quien de enterado:

SI (\_\_\_) – NO (X) firma. DOY FE.

f. \_\_\_\_\_

Notificado

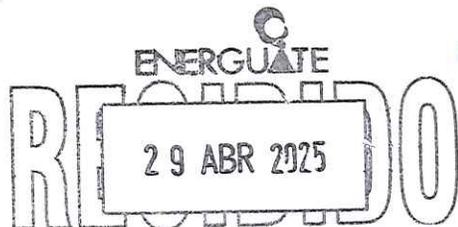
f. SOYOS

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4985

Exp. GTTA-25-47

WV



DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.  
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.

*Elisa Mejía E.K.*

**CNEE**  
Carlos Soyos  
Mensajero Notificador