

35. Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTH)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	246.3114
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.4189
Carga Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes)	57.3413
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	90.0368

36. Tarifa con medición de demanda máxima; con participación en la Punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTdp)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	37.0772
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

37. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	15.6419
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

38. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	246.3114
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes)	52.1398
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

39. Tarifa de Alumbrado Público y Alumbrado Exterior Particular

Carga por Energía (Q/kWh)	0.8378
---------------------------	--------

40. TARIFA SOCIAL (aplica para los primeros 100 kWh)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	7.6147
Carga por Energía (Q/kWh)	0.7106

41. CARGO POR CORTE Y RECONEXION. Se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión para los usuarios conectados en Baja Tensión Simple en ciento veinticinco quetzales (Q.125.00), y para los usuarios con demandómetro se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión en quinientos quetzales (Q.500.00). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio o cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica así lo ordene precautoriamente en cada caso.

II. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, está obligada a entregar a la Comisión, con un mínimo de diez (10) días hábiles de antelación a la fecha de su entrada en vigor de un ajuste toda la información y documentación que fundamente y respalde los valores para el correspondiente ajuste trimestral y semestral, en caso de existir diferencias la Comisión le conferirá audiencia a la distribuidora por el tiempo que en la resolución se estipule para que exponga sus argumentos y acompañe la documentación de respaldo, estando obligada a resolver con su pronunciamiento a sin él. En caso de omisión u inobservancia del plazo relacionado u omisión de la información, la Comisión, bajo la responsabilidad de la Distribuidora podrá fijar o decidir los valores a aplicar en el siguiente semestre.

III. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, está obligada a entregar a la Comisión, toda la información necesaria para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

IV. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal estará obligada a entregar mensualmente a la Comisión, la información de los usuarios beneficiados con la tarifa social, en medio magnético la que deberá contener lo siguiente: número de correlativo, consumo en kWh, cargo total facturado al usuario en Quetzales, días de facturación y toda aquella información necesaria que en su momento solicite la Comisión, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución.

V. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, no podrá aplicar a sus usuarios finales precios mayores a los aprobados en la presente resolución.

VI. La presente Resolución entrará en vigencia el uno de septiembre de dos mil seis.

Publíquese

Licenciado José Toledo Ordóñez
Presidente

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

(134002-8)-31-agosto



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
RESOLUCIÓN No. CNEE-117-2006

Guatemala, 29 de Agosto de 2006

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en su artículo 2, establece que las normas de dicha ley, son aplicables a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad; y, en su artículo 4, señala que son funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir la ley mencionada, y que debe velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, así como proteger los derechos de los usuarios, previniendo conductas atentatorias contra la libre competencia, y prácticas abusivas o discriminatorias, definiendo así, las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, debiendo emitir la metodología que contemple el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 59 inciso b), 60 y 64, que los precios de los suministros que están sujetos a regulación y los peajes a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes, serán determinados por la Comisión, apeándose a las disposiciones de la misma y su reglamento, y reflejarán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en sus artículos 66 y 70, preceptúan que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre, y que, adicionalmente al peaje en el sistema principal, todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje secundario que corresponderá al Valor Agregado de Distribución por unidad de potencia máxima que la Comisión determine para el cálculo de las tarifas para clientes finales.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 64, establece: "... Los Prestadores de la Función de Transportista recibirán por el uso de sus instalaciones un Peaje máximo igual al Valor Agregado de Distribución, calculado en función de los Coeficientes de Pérdidas y la Potencia Máxima demandada o generada por el Usuario que requiera el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la Tarifa Base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado."; y en el artículo 89, numeral 2.1, literal b), señala la necesidad de corregir el cargo por potencia de todos los usuarios, cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta, utilizando factores de coincidencia, según corresponda.

CONSIDERANDO:

Que el veintitrés de junio de dos mil tres, esta Comisión emitió la Resolución CNEE-53-2003, la cual fue publicada el veintisiete de junio de dos mil tres, en la que se establecieron los peajes que, en función de transportista, pueden cobrar las distribuidoras, cuyo contenido es necesario actualizar, ya que la misma no refleja, en forma estricta los conceptos que sobre la remuneración de la función de transportista, establece la Ley General de Electricidad, su reglamento y normativa vigente.

POR TANTO:

Con base en lo considerado, leyes citadas y en el ejercicio de las facultades que le confiere la Ley General de Electricidad y su reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica,

RESUELVE:

1) Fijar el peaje máximo en función de transportista, cuando no exista acuerdo entre el Distribuidor y el usuario de la red de distribución, en la forma siguiente:

1.1) Peaje máximo en función de transportista:

$$PFT \leq VADMT_n + VADBT_n$$

Donde:

PFT: Peaje Máximo en Función de Transportista.
 $VADMT_n \leq VADMT + FAVADMT + FCPPMT + FPPMT * Pmax$
 $VADBT_n \leq VADBT + FAVADBT + FCPPBT + FPPBT * Pmax$
 Para los usuarios conectados en Media Tensión el término VADBT_n es igual a cero.

donde:

- VADMT: Valor Agregado de Distribución en media tensión.
- FAVADMT: Factor de ajuste del VAD en media tensión, vigente en el semestre correspondiente.
- FCPPMT: Factor de coincidencia de Potencia de Media Tensión, que corrige la potencia máxima del usuario de la red de distribución, en horas fuera de punta para referir al período de máxima demanda de la Distribuidora. Los factores que deben utilizarse para cada empresa distribuidora son los siguientes:

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA): F12NRMT (detallado en el numeral 1.3) de esta resolución);
 Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA): FNRfpptAMT (detallado en el numeral 1.4) de esta resolución); y
 Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima (DEOCSA): FNRfpptAMT (detallado en el numeral 1.5) de esta resolución).
 Para potencias máximas registradas, coincidentes con la punta de la Distribuidora, este factor FCPPMT es igual a uno (1).

- **FPPMT:** Factor de expansión de pérdidas de Potencia en Media Tensión correspondiente a cada Distribuidora, cuyos valores se definen en la presente resolución.
- **Pmax:** Potencia máxima demandada por el usuario de la red de distribución, en el mes correspondiente, registrada por el sistema de medición comercial del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).
- **VADBT:** Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión.
- **FAVADBT:** Es el Factor de ajuste del VAD en Baja Tensión, vigente en el semestre correspondiente.
- **FCPPBT:** Factor de coincidencia de Potencia de Baja Tensión, que corrige la potencia máxima del usuario de la red de distribución, en horas fuera de punta para referirla al período de máxima demanda de la Distribuidora. Los factores que deben utilizarse para cada empresa distribuidora son los siguientes:
 Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA): F12NRBT (detallado en el numeral 1.3) de esta resolución);
 Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA): FNRfpptABT (detallado en el numeral 1.4) de esta resolución); y
 Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima (DEOCSA): FNRfpptABT (detallado en el numeral 1.5) de esta resolución).
 Para potencias máximas registradas, coincidentes con la punta de la Distribuidora, este factor FCPPBT es igual a uno (1).
- **FPPBT:** Factor de expansión de pérdidas de Potencia en Baja Tensión.

1.2) Al Peaje en Función de Transportista, se le debe agregar las pérdidas de Potencia y Energía, según el nivel de tensión en que se encuentre conectado el usuario, así:

$$PPyE = PMT + PBT$$

Donde:

PPyE = Pérdidas de Potencia y Energía en Media y Baja Tensión.

$$PMT = ER * (FPEMT-1) * PE + Pmax * (FPPMT-1) * PP$$

$$PBT = ER * (FPEBT-1) * PE + Pmax * (FPPBT-1) * PP$$

Para los usuarios conectados en Media Tensión el término PBT es igual a cero.

Donde:

PMT : Pérdidas por Energía y Potencia en Media Tensión.

PBT : Pérdidas por Energía y Potencia en Baja Tensión.

ER : Energía consumida por el usuario, en el mes correspondiente, registrada por el sistema de medición comercial del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

PE : Precio de la Energía, vigente durante el trimestre para cada Distribuidora, de acuerdo a ajustes trimestrales aprobados por la CNEE.

PP : Precio de la Potencia, vigente durante el trimestre para cada Distribuidora, de acuerdo a ajustes trimestrales aprobados por la CNEE.

FPEMT : Factor de expansión de pérdidas de Energía en Media Tensión para la distribuidora.

FPPMT : Factor de expansión de pérdidas de Potencia en Media Tensión para la Distribuidora.

FPEBT : Factor de expansión de pérdidas de Energía en Baja Tensión para la Distribuidora.

FPPBT : Factor de expansión de pérdidas de Potencia en Baja Tensión para la Distribuidora.

1.3) Aplicar para Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, los factores y constantes siguientes:

Descripción	Factor	Media Tensión	Baja Tensión
Factor de Coincidencia	F12NRMT F12NRBT	0.6970	0.4977
Factor de Expansión Pérdidas de Potencia	FPPMT FPPBT	1.0201	1.0823
Factor de Expansión Pérdidas de Energía	FPEMT FPEBT	1.0164	1.0647
Valor Agregado de Distribución	VADMT VADBT	69.25278 Q/kw-mes	59.4674 Q/kw-mes

1.4) Aplicar para Distribuidora de Electricidad de Oriente Sociedad Anónima, los factores y constantes siguientes:

Descripción	Factor	Media Tensión	Baja Tensión
Factor de Coincidencia	FNRfpptAMT FNRfpptABT	0.70928	0.3789
Factor de Expansión Pérdidas de Potencia	FPPMT FPPBT	1.05000	1.09700
Factor de Expansión Pérdidas de Energía	FPEMT FPEBT	1.03200	1.08000
Valor Agregado de Distribución	VADMT VADBT	55.25194 Q/kw-mes	68.16626 Q/kw-mes

1.5) Aplicar para Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima, los factores y constantes siguientes:

Descripción	Factor	Media Tensión	Baja Tensión
Factor de Coincidencia	FNRfpptAMT FNRfpptABT	0.5005	0.4902
Factor de Expansión Pérdidas de Potencia	FPPMT FPPBT	1.05000	1.09700
Factor de Expansión Pérdidas de Energía	FPEMT FPEBT	1.03200	1.08000
Valor Agregado de Distribución	VADMT VADBT	41.98425 Q/kw-mes	74.50052 Q/kw-mes

2) **Factor de Potencia:** Cuando el consumo de energía eléctrica de un usuario de la red de distribución tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), se le hará un recargo equivalente al uno por ciento (1%) al producto de la Potencia Máxima por el Precio de la Potencia (PP descrita en el numeral 1.2), por cada centésima (0.01) en que dicho factor de potencia se ubique por debajo del límite establecido.

3) Tanto para el caso en que exista acuerdo entre las partes como en el que se aplique la presente resolución, respecto al valor máximo de Peaje en Función de Transportista, se deberán efectuar los cargos por pérdidas, según el nivel de tensión en que se encuentre conectado el usuario de la red de distribución, de conformidad con el numeral 1.2).

4) La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mantendrá actualizados los factores y constantes de esta resolución, a través de ajustes trimestrales o semestrales de los pliegos tarifarios vigentes.

5) Se deroga la resolución de esta Comisión número CNEE-53-2003.

La presente Resolución entrará en vigencia el primer día del mes siguiente a su publicación.

Publíquese

Lic. José Toledo Ordóñez
 Presidente

Ing. Minor Estuardo López Barrientos
 Director

Ing. César Augusto Fernández Fernández
 Director