

ANEXO XV
SUBANEXO II
EDENOR SA
PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL
CUADRO TARIFARIO

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM – (Contratos a término entre el distribuidor y los generadores –en el momento en que se habiliten las condiciones de mercado que permitan celebrar estos contratos), Precios Estacionales del Mercado Spot), que fije oportunamente la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

. Los costos propios de distribución vigentes.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará en las siguientes oportunidades:

- Cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- Cuando corresponda aplicar el Mecanismo de Redeterminación del costo propio de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto C) del presente Procedimiento), y el Factor de Estímulo a la Eficiencia (de acuerdo a lo descrito en el punto D) del presente Procedimiento

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que más abajo se indican:



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son las del precio medio estacional (mercado spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral, aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

2.- Con una periodicidad semestral se aplicará el Mecanismo de Monitoreo de Variación de costos previsto en el punto C) del presente Procedimiento y de corresponder, se procederá a la aplicación del mecanismo de Redeterminación del Costo Propio de Distribución, también contenido en el punto C) citado precedentemente.

Mediante el citado mecanismo se recalcularán los costos propios de distribución, así como también los valores de CENS (Costo de Energía No suministrada y CESMC (Costo de la Energía Suministrada en Malas Condiciones), definidos en el ANEXO XVI SUBANEXO IV - NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO y SANCIONES para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. respectivamente.

Los nuevos Costos Propios de Distribución serán afectados además por el Factor de Estímulo a la Eficiencia, cuya determinación se rige por el mecanismo descrito en el punto D) del presente Procedimiento

Los nuevos valores tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia del cuadro tarifario determinado por esta RTI. La primera aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Variación de Costos será a partir de vencido el plazo citado precedentemente, contado a partir de la fecha de inicio del período quinquenal de vigencia de los Nuevos Cuadros Tarifarios.

A continuación se describen los procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

A) CÁLCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TÉRMINO)

A.1) Precio de la potencia

$$P_{pot} = P_{ps} * y1 + P_{pc} * y2 + CUSTp$$

donde:

Ppot: Precio de la potencia a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en \$/kW-mes.

Pps: Precio de referencia de la potencia para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en \$/kW-mes. Se aplicará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la metodología descrita en la Resolución SE N° 326/94 y las que en lo sucesivo la modifiquen.

Ppc: Precio de la potencia en los contratos, expresado en \$/kW-mes. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados a la potencia comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato.

y1: participación de la compra de potencia en el mercado spot o spot estabilizado, según corresponda, respecto al total de la potencia demandada.

y2: participación de la compra de potencia bajo contratos, respecto al total de la potencia demandada.

$$CUSTp = CFT/PotArea$$



donde:

CUSTp: Costo Unitario del cargo fijo por servicio de transporte. Este valor se expresará en \$/kW.

CFT: Monto total a pagar por LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos fijos de transporte (cargos de conexión y complementarios).

PotArea: Promedio simple de las potencias declaradas por LA DISTRIBUIDORA y sus clientes de peaje agentes del MEM ante el OED para cada uno de los meses del período para el que se efectúa el cálculo del Cuadro Tarifario, expresada en kW.

NOTA: el ítem definido como Ppot, será calculado en función a lo que establezcan las normativas vigentes por el poder concedente.

A.2) Precio de la energía para cada tramo horario (pico, valle y restantes)

$$Pei = y1i * Pesi + y2i * Pecti + FNEE$$

Donde:

Pei: Precio de la energía, en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en \$/kWh.

Pesi: Precio de referencia de la energía en el horario i, para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en \$/kWh. Se considerará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la normativa vigente.

Pecti: Precio de la energía en el horario i en los contratos, expresados en \$/kWh. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados a la energía comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato.

Si el precio del contrato no discrimina entre potencia y energía, se descontará del precio monómico el precio de la potencia, suponiéndola valorizada al precio vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

y1i: Diferencia entre el número uno (1) y la sumatoria de los factores $y2i$, calculados de acuerdo a lo indicado en el presente.

y2i: Cociente entre la previsión de energía a adquirir por contratos en el horario i (expresada en kWh/trimestre o semestre), y la compra total de energía por parte de LA DISTRIBUIDORA (expresada en kWh/trimestre o semestre) en el mismo horario.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r).

Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

CVT: Monto total a pagar por LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos variables de la energía transportada tanto por TRANSENER.

FNEE: Sobreprecio que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

NOTA: los ítems definidos como Pep, Per y Pev serán calculados en función a lo que establezcan las normativas vigentes por el poder concedente.

B) CÁLCULOS DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

B.1) Pequeñas demandas – Uso Residencial (Tarifa 1 – R)

Usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (Tarifa 1-R).

La Tarifa 1-R se compondrá de 7 bloques, donde cada uno de ellos estará compuesto por un cargo fijo y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los bloques o rangos de consumo son los siguientes:

- Bloque 1: 0 a 150 kWh/mes
- Bloque 2: 151 a 325 kWh/mes
- Bloque 3: 326 a 400 kWh/mes



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- Bloque 4: 401 a 450 kWh/mes
- Bloque 5: 451 a 500 kWh/mes
- Bloque 6: 501 a 600 kWh/mes
- Bloque 7: mayor a 600 kWh/mes

En cada bloque de consumo se tiene:

B.1.1) Cargo Fijos Mensuales

CFR = CDFR_i

donde:

CFR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales, expresado en \$/mes.

CDFR_i: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-R bloque i, expresado en \$/mes.

B.1.2) Cargo Variable

CVR_i = (Pep * YpR + Per * YrR + Pev * YvR) * KREB + Ppot * KRPB * KMPR + CDVR_i

donde:

CVR_i: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo i de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVRI: costo propio de distribución asignado al cargo variable del bloque de consumo i , expresado en \$/kWh.

B.2) Pequeñas demandas – Uso General (Tarifa 1 – G)

Usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G).

La Tarifa 1-G se compondrá de 3 bloques, donde cada uno de ellos estará compuesto por un cargo fijo y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los bloques o rangos de consumo son los siguientes:

- Bloque 1: 0 a 800 kWh/mes
- Bloque 2: 801 a 2000 kWh/mes
- Bloque 3: mayor a 2000 kWh/mes

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos Fijos mensuales



CFG = CDFGi

donde:

CFG: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.

CDFGi: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-General bloque i, expresado en \$/mes.

B.2.2) Cargo Variable

$$\mathbf{CVGi = (Pep * YpG + Per * YrG + Pev * YvG) * KREB + Ppot * KRPB * KMPG + CDVGi}$$

donde:

CVGi: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo i de los usuarios de esta categoría por la totalidad de energía consumida, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.



KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en Tarifa 1-General. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVGi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i , expresado en \$/kWh.

B.3) Pequeñas demandas - Alumbrado público (Tarifa 1 – AP)

B.3.1) Cargo Variable

Usuarios encuadrados en la Tarifa Alumbrado Público (T1-AP).

La tarifa se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida. El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\mathbf{CVA = Ppot * KRPB * KMA + (Pep * YpAP + Per * YrAP + Pev * YvAP) * KREB + CDA}$$

donde:

CVA : Cargo variable de la Tarifa 1-AP, expresado en \$/kWh.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

KMA: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP1. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta

YpAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

CDA: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la Tarifa 1-AP, expresado en \$/kWh.

B.4) Medianas demandas – (Tarifa T2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2).

Se aplicará una tarifa única, que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro por potencia máxima registrada;
- un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.



Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo Fijo mensual por factura emitida

$$\text{CFMD} = \text{CDFMD}$$

donde:

CFMD: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.

CDFMD: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en \$/mes.

B.4.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida

$$\text{CPCMD} = \text{CDPCMD}$$

donde:

CPCMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCMD: costo propio de distribución asignado al cargo por capacidad convenida de la tarifa 2, expresado en \$/kW-mes.

B.4.3) Cargo fijo mensual por potencia máxima registrada

$$\text{CPAMD} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{FCTMD}$$

donde:

CPAMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

FCTMD: factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.4.4) Cargo variable por unidad de energía consumida

$$\text{CVMD} = (\text{Pep} * \text{YpMD} + \text{Per} * \text{YrMD} + \text{Pev} * \text{YvMD}) * \text{KREB}$$

donde:

CVMD: cargo variable de la Tarifa 2, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

B.5) Grandes Demandas – Baja tensión (Tarifa 3 – BT)



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (T3 -BT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo por factura emitida.

CFGB = CDFGB

donde:

CFGB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/mes.

B.5.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida.

CPCGB = CDPCGB

donde:

CPCGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CDFFGB: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia convenida de la tarifa 3 - BT, expresado en \$/kW-mes.

B.5.3) Cargo por potencia registrada

$$\text{CPAGB} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{FCTGB}$$

donde:

CPAGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGB: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - BT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\text{CVPGB} = \text{Pep} * \text{KREB}$$

donde:

CVPGB: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGB} = \text{Pev} * \text{KREB}$$

donde:

CVVGB: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.5.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGB} = \text{Per} * \text{KREB}$$

donde:

CVRGB: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6) Grandes Demandas – Media Tensión (Tarifa 3 – MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (T3 - MT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por factura emitida.

$$\text{CFGM} = \text{CDFGM}$$

donde:

CFGM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/mes.

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida.

$$\text{CPCGM} = \text{CDPCGM}$$

donde:

CPCGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGM: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - MT, expresado en \$/kW-mes.

B.6.3) Cargo por potencia máxima registrada



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

$$\text{CPAGM} = \text{Ppot} * \text{KRPM} * \text{FCTGM}$$

donde:

CPAGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPM: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGM: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - MT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.

$$\text{CVPGM} = \text{Pep} * \text{KREM}$$

donde:

CVPGM: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGM} = \text{Pev} * \text{KREM}$$

donde:

CVVGM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes.

$$\text{CVRGM} = \text{Per} * \text{KREM}$$

donde:

CVRGM: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7) Grandes Demandas - Alta Tensión (Tarifa 3 – AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (T3 -AT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por factura emitida

$$\text{CFGGA} = \text{CDFGA}$$

donde:

CFGGA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/mes.

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida.

$$\text{CPCGA} = \text{CDPCGA}$$

donde:

CPCGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGA: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - AT, expresado en \$/kW-mes.

B.7.3) Cargo por potencia registrada.

$$\text{CPAGA} = \text{Ppot} * \text{KRPA} * \text{FCTGA}$$

donde:

CPAGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

KRPA: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGA: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - AT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.

$$\text{CVPGA} = \text{Pep} * \text{KREA}$$

donde:

CVPGA: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGA} = \text{Pev} * \text{KREA}$$

donde:

CVVGA: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGA} = \text{Per} * \text{KREA}$$

donde:

CVRGA: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.8) Tarifa por Servicio de peaje – Medianas Demandas (Tarifa 2)

Usuarios encuadrados en la tarifa de peaje Medianas Demandas (Tarifa T2 - Peaje).

Se aplicará una tarifa única, que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro por potencia máxima registrada;
- un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.8.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFMD} = \text{CDFMD}$$

donde:

CFMD: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CDfMD: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 2 servicio de peaje, expresado en \$/mes.

B.8.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida

$$\text{CPCMD} = \text{CDPCMD}$$

donde:

CPCMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCMD: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia convenida de la tarifa 2, expresado en \$/kW-mes.

B.8.3) Cargo por potencia máxima registrada

$$\text{CPAMDP} = ((\text{Pps} * \text{y1} + \text{Ppc} * \text{y2}) * (\text{KRPB} - 1) + \text{CUSTp}) * \text{FCTMD}$$

donde:

CPAMDP: Cargo por unidad potencia máxima registrada de la tarifa 2 servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

Pps * y1 + Ppc * y2: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en \$/kW-mes

FCTMD: factor de coincidencia total de la tarifa 2 servicio de peaje en el nivel de compra de potencia de la distribuidora.

B.8.4) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$\text{CVMDP} = (\text{Pep} * \text{YpMD} + \text{Per} * \text{YrMD} + \text{Pev} * \text{YvMD}) * (\text{KREB} - 1)$$



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

donde:

CVMDP: cargo variable de la Tarifa 2 - Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión

B.9) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Baja Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Baja Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.9.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFGB} = \text{CDFGB}$$

donde:

CFGB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 BT de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.9.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida.

$$\text{CPCGB} = \text{CDPCGB}$$

donde:

CPCGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGB: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia convenida de la tarifa 3 – BT servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

B.9.3) Cargo por potencia máxima registrada.

$$\text{CPAGBP} = ((Pps * y1 + Ppc * y2) * (\text{KRPB}-1) + \text{CUSTp}) * \text{FCTGB}$$

donde:



CPAGBP: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada de la tarifa 3 – BT servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

Pps * y1 + Ppc * y2: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en \$/kW.

FCTGB: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en baja tensión con el nivel de compra de potencia

B.9.4) Cargo variable en horas de punta.

$$\text{CVPGBP} = \text{Pep} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:

CVPGBP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.9.5) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGBP} = \text{Pev} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CVVGBP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pe_v: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.9.6) Cargo variable en horas restantes.

$$\text{CVRGBP} = \text{Per} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:

CVRGBP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Media Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Media Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.



Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.10.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFGM} = \text{CDFGM}$$

donde:

CFGM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.10.2) Cargo fijo por capacidad de suministro convenida

$$\text{CPCGM} = \text{CDPCGM}$$

donde:

CPCGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGM: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - MT, expresado en \$/kW-mes.

B.10.3) Cargo por potencia máxima registrada.

$$\text{CPAGMP} = ((\text{Pps} * \text{y1} + \text{Ppc} * \text{y2}) * (\text{KRPM}-1) + \text{CUSTp}) * \text{FCTGM}$$

donde:

CPAGMP: Cargo fijo mensual de la tarifa peaje en media tensión por unidad de potencia máxima, expresado en \$/kW-mes.



Pps * y1 + Ppc * y2: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPM: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en \$/kW.

FCTGM: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en media tensión con el nivel de compra de potencia

B.10.4) Cargo variable en horas de punta

$$\text{CVPGMP} = \text{Pep} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVPGMP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.5) Cargo variable en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGMP} = \text{Pev} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVVGMP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.



KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.6) Cargo variable en horas restantes

$$\text{CVRGMP} = \text{Per} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVRGMP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Alta Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Alta Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro convenida y otro cargo por potencia máxima registrada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:



B.11.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFGGA} = \text{CDFGA}$$

donde:

CFGGA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.11.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro convenida.

$$\text{CPCGA} = \text{CDPCGA}$$

donde:

CPCGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia convenida, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGA: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - AT, expresado en \$/kW-mes.

B.11.3) Cargo por potencia máxima registrada

$$\text{CPAGAP} = ((\text{Pps} * \text{y1} + \text{Ppc} * \text{y2}) * (\text{KRPA} - 1) + \text{CUSTp}) * \text{FCTGA}$$

donde:

CPAGAP: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada de la tarifa peaje en alta tensión, expresado en \$/kW-mes.

Pps * y1 + Ppc * y2: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPA: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en \$/kW.

FCTGA: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en alta tensión con el nivel de compra de potencia

B.11.4) Cargo variable en horas de punta

$$\text{CVPGAP} = \text{Pep} * (\text{KREA} - 1)$$

donde:

CVPGAP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.5) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGAP} = \text{Pev} * (\text{KREA} - 1)$$

donde:

CVVGAP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.6) Cargo variable en horas restantes

$$\text{CVRGAP} = \text{Per} * (\text{KREA} - 1)$$

donde:

CVRGAP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

C) MECANISMO DE REDETERMINACIÓN DE LOS COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN RECONOCIDOS EN LAS TARIFAS

A los efectos de la redeterminación de la remuneración fijada en la RTI, se ha establecido un mecanismo no automático de actualización de los Costos Propios de Distribución Reconocidos, a aplicar en caso de observarse variaciones en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio, con el objetivo de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la CONCESION.

Se aplicará una metodología que involucra dos instancias:

- La primera está destinada a ponderar la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al 5% (CINCO POR CIENTO), se habilitará una segunda instancia
- En la segunda etapa, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la distribuidora, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

C.1) Mecanismo de monitoreo de variación de costos (cláusula gatillo)

Con una periodicidad semestral, se aplicará el Mecanismo de Monitoreo de Variación de Costos.



Se adopta a tal efecto la siguiente fórmula, en concordancia con los coeficientes de ponderación establecidos originariamente en el ANEXO XV SUBANEXO II del Contrato de Concesión para la actualización del VAD.

$$CG_n = (IPIM_n * 0,67 / IPIM_o + IPC_n * 0,33 / IPC_o)$$

Donde:

CG_n: cláusula gatillo correspondiente al período n (período de 6 (seis) meses).

IPIM_n: índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) publicado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPIM_o: índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de febrero 2017.

IPC_n: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPC_o: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de febrero 2017.

C.2) Metodología de redeterminación de costos propios de distribución reconocidos

En función de las estructuras de costos para EDENOR S.A. y EDESUR S.A, resultantes de los Costos Reconocidos en la RTI, para la determinación de los valores tarifarios, se han determinado los principales ponderadores de costos que integran el CPD para cada una de las distribuidoras – Mano de Obra, Materiales y otros

En la tabla siguiente se muestran las ponderaciones para cada una de las distribuidoras y el promedio simple de los valores de ambas empresas

Empresa	α_{MO}	$\alpha_{Mat.}$	α_{Otros}
EDESUR	55.6%	23.4%	21.0%
EDENOR	53.3%	26.3%	20.4%
Promedio	54.4%	24.9%	20.7%

Donde:

α_{MO} : porcentaje de participación de los costos de mano de obra en el total del CPD.

$\alpha_{Mat.}$: porcentaje de participación de los costos en materiales en el total del CPD.

α_{Otros} : porcentaje de participación del resto de costos (servicios, transporte, impuestos, etc.) en el total del CPD.

Dada la poca variación porcentual en la estructura de costos entre una y otra empresa, se ha adopta para ambas la aplicación de la estructura porcentual promedio.

Los índices de precios que se utilizan para cada componente de la estructura, por considerarse los más representativos de las variaciones que pudiesen sufrir los costos de la prestación del servicio, son:

- ✓ mano de obra: índice de Salarios nivel general elaborado por el INDEC (IS)
- ✓ materiales: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” elaborado por el INDEC.
- ✓ otros: índice de Precios al Consumidor nivel general elaborado por el INDEC (IPC).



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

“2017 - Año de las Energías Renovables”

Así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la Metodología de Redeterminación de Costos Propios de Distribución Reconocidos, determinándose los nuevos valores de los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación, así como también los valores de Costo de Energía No Suministrada (CENS) y Costo de Energía Suministrada en Malas Condiciones (CESMC), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPDi,j,n = (0,544 * ISn/ISo + 0,249 * IPIMDn/IPIMDo + 0,207 * IPCn/PCo) * CPDi,j,o$$

Donde:

CPDi,j,n: costo propio de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS o el CESMC. en el período n (período de 6 (seis) meses).

CPDi,j,o: costo propio de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS, o el CESMC, aprobados con vigencia a partir de febrero 2017.

ISn: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

ISo: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de febrero 2017.

IPIMDn: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

IPIMDo: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de febrero 2017.

IPCn: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPCo: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de febrero 2017.

Esta composición refleja la variación de los costos de la prestación del servicio y por ende, permite mantener la sustentabilidad económico financiera de la concesión durante el período tarifario quinquenal que abarca este proceso de RTI.

D) APLICACIÓN DEL FACTOR DE ESTÍMULO

Conforme a lo establecido en el artículo 49 de la Ley 24.065, las tarifas de distribución estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ENRE.

A tal efecto se ha definido una metodología tendiente a incentivar a las empresas prestadoras del servicio de distribución a operar de manera eficiente y a su vez refleje en las tarifas que pagan los usuarios, los resultados de tales mejoras en la eficiencia.

Tal mecanismo se basa en la aplicación de un factor de estímulo a la eficiencia denominado “E”, el que combina dos aspectos contrapuestos en su resultado para las empresas prestadoras, pero coincidentes en su efecto medido como mejoras en la prestación del servicio.

Ambos aspectos están a su vez representados por dos factores que conforman el cálculo del mencionado Factor E.



El primero de ellos, denominado Factor X, reduce la remuneración del distribuidor, capturando la mejora de eficiencia y/o ganancia de productividad que el prestador pueda obtener, a efectos de trasladar a los usuarios los beneficios de las mejoras de gestión

El Segundo Factor está vinculado a la ejecución del Plan de Inversiones presentado por las empresas, que responden a distintos objetivos:

- Expansión
- Renovación
- Mejora en Calidad de Servicio y Producto Técnico
- Servicios al cliente
- Administración

Las inversiones que ejecuten anualmente las empresas distribuidoras pasarán a formar parte de la base de capital a remunerar al año siguiente de su puesta en servicio, incorporándose entonces como un ajuste a los CPD a reconocer en las tarifas, a través del denominado factor Q.

A efectos de definir el factor Q a aplicar en cada período anual se ha dispuesto un Mecanismo de Control de Ejecución de Inversiones, contenido en el Anexo XVIII

La tabla siguiente muestra la variación anual del CPDU, presentándose el factor estímulo (E) y su apertura en 2 componentes, sin inversiones (X) y con inversiones (Q) correspondiente a la empresa EDENOR SA.

EDENOR SA				
Factor	2018	2019	2020	2021
X	-4,1%	-4,3%	-4,7%	-4,6%
Q	3,4%	4,4%	4,2%	4,2%
E= X+Q	-0,7%	0,1%	-0,5%	-0,4%



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

La fila identificada como Factor E muestra el valor del factor que debería aplicarse al CPDU al comenzar cada año del quinquenio, a partir del año 2 (2018), si se cumpliera con la Ejecución del Plan de Inversiones presentado.

Este factor de Estímulo captura por un lado las ganancias de eficiencia en la gestión y de productividad por la existencia de economías de densidad, que se espera la empresa alcance a lo largo del quinquenio (factor X, sin contemplar inversiones), lo cual reduce el CPDU, mientras que por el otro lado, contiene el impacto del costo de capital y evolución de los costos de explotación derivados de la ejecución de las obras del plan de inversiones a realizar por la empresa (factor Q, con inversiones), lo cual aumenta el CPDU.

Los porcentajes correspondientes al factor X se han calculado en forma secuencial de modo que en 2018, la inversión que no está presente es la del año 2017; en 2019 la inversión que no está presente es la del año 2018; y así sucesivamente.

La aplicación del factor E deberá ajustarse en función de que existan apartamientos entre las inversiones que realmente ejecute la empresa y las contempladas en el plan utilizado en la presente RTI para el cálculo de tarifas. Tales apartamientos, en caso de producirse, se pondrán de manifiesto con los resultados de la aplicación del Mecanismo de Control a implementar.

Con periodicidad anual, la primera vez en el mes de Febrero 2018, conjuntamente con el mecanismo de redeterminación de los CPD que se explicita en el punto D) precedente, se aplicará el Factor de Estímulo, para actualizar la remuneración de los distribuidores, en función de los valores definidos en la Tabla precedente, corregidos en función del resultado del Control de Inversiones.

E) PARÁMETROS Y FACTORES DE PÉRDIDAS

Los siguientes parámetros presentan los factores de pérdidas de energía y potencia, y parámetros particulares de cada categoría, ya descritos en los puntos anteriores.

Parámetros		YpR	0.29
KMPR	0.0024	YrR	0.49
KMPG	0.00115	YvR	0.22
KMA	0.0040		
FCTMD	0.71306	YpG	0.24
FCTGB	0.82985	YrG	0.61
FCTGM	1.01366	YvG	0.15
FCTGA	0.99376		
Factores de pérdidas		YpAP	0.36
KREB	1.128	YrAP	0.11
KRPB	1.143	YvAP	0.53
KREM	1.072		
KRPM	1.079	YpMD	0.23
KREA	1.028	YrMD	0.61
KRPA	1.030	YvMD	0.16