

PROCEDIMIENTO PARA LA ACTUALIZACION DEL CUADRO TARIFARIO

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS

INDICE

CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO	4
I. Generalidades	4
II Cálculo del Precio de Potencia y Energía a trasladar a la Tarifa.....	5
A. Precio Estacional de la Potencia a Transferir a Tarifas (PPST)	5
1. Cálculo del PPST Propio.....	5
2. Ajuste.....	6
3. Procedimiento para la Compensación por Diferencias de Nodo. Cálculo del PPST Común	6
B. Precio de la Energía	11
C. Reconocimiento extraordinario.....	12
III. Cálculo de los parámetros del Cuadro Tarifario	13
A. Pequeñas Demandas – Residencial (Tarifa 1-R)	13
Tarifa 1 – R1	13
Cargo fijo bimestral	13
Cargo variable.....	13
Tarifa 1 – R2	14
Cargo fijo bimestral	14
Cargo variable.....	15
Tarifa 1 – R3	16
Cargo fijo bimestral	16
Cargo variable.....	16
B. Pequeñas Demandas – General (Tarifa 1-G).....	17
Cargo Fijo Bimestral.....	17
Cargo Variable	18
C. Pequeñas Demandas – Alumbrado Público (Tarifa 1-AP)	19
Cargo Variable	19
D. Grandes Demandas.....	20
Gastos por Comercialización	20
Cargos por Uso de Red.....	20
Cargos por Consumo de Potencia	21
Cargos por Consumo de Energía.....	22
E. Grandes Demandas Especiales (T2 ES).....	23
Gastos por Comercialización:.....	23
Cargo Fijo:	23
Cargo Variable:	24
F. Riego Agrícola.....	25
Pago a la Distribuidora.....	25
Cargo Fijo	25
Cargos por Uso de Red.....	26
Cargos por Consumo de Energía	26
G. Peaje	28

Cargos por Uso de Red.....	28
Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes	29
Cargos por Consumo de Potencia.....	30
Cargos por Consumo de Energía	31
H. Costos, Gastos y Factores Propios de cada Concesionario.....	32
IV. Recálculo y actualización de los Costos Propios de Distribución	33
V. Sistema de Compensación del Valor Agregado de Distribución	33
Anexo I - Gastos de comercialización y costo propio de distribución de cada distribuidor..	35

CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

I. GENERALIDADES

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- . El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- . Los Costos del Transporte;
- . Los costos propios de distribución (CPD) vigentes; y
- . Los Gastos de Comercialización (GC) vigentes.

Los valores del Cuadro Tarifario Inicial regirán al menos por tres meses. Si su aplicación comenzara iniciado un período de la Programación Estacional o Reprogramación trimestral, su variación se producirá recién en el período que sigue a los tres meses indicados.

El recálculo tarifario se realizará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), incluido el transporte; y cuando corresponda actualizar los costos propios de distribución y los gastos de comercialización. Éstas serán las variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que se indican en el presente documento.

Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son, en cada período, las correspondientes a los precios de referencia en el Mercado Eléctrico Mayorista de Distribuidores para las respectivas Tarifas a Usuarios Finales, sancionados por la Secretaría de Energía, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.

El monto a trasladar a Tarifa en concepto de participación en el canon de ampliación del sistema de transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal (\$CANAMP), se regirá por los siguientes principios:

- El monto a trasladar a tarifa requerirá siempre de autorización expresa del EPRE.
- Podrá el EPRE autorizar el traslado a tarifa de los cargos por \$CANAMP originados en ampliaciones del Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión y los cargos por \$CANAMP originados en el Sistema de Distribución Troncal, toda vez que los mismos sean:
 - a) Aprobados previamente por el ENRE según los términos de la ley 24.065.
 - b) Esté determinado el alcance de cada ampliación y conste la participación del EPRE en la Audiencia Pública.
 - c) Estén perfectamente determinadas los porcentajes y las obligaciones de cada actor.
 - d) El EPRE determine la parte que corresponda trasladar a tarifa.
 - e) No impliquen subrogar obligaciones inherentes al Distribuidor.

Los costos propios de distribución y los gastos de comercialización se analizarán para todas las tarifas en coincidencia con el recálculo correspondiente a las variaciones del precio mayorista de electricidad para el período estacional que se inicia el 1° de noviembre de cada año y tendrán plena vigencia en los doce (12) meses siguientes a la fecha de actualización. El análisis se efectuará según se indica en el punto IV del presente documento.

II CÁLCULO DEL PRECIO DE POTENCIA Y ENERGÍA A TRASLADAR A LA TARIFA

A. Precio Estacional de la Potencia a Transferir a Tarifas (PPST)

1. Cálculo del PPST Propio

El PPST de cada distribuidor, será calculado de acuerdo a la siguiente expresión

$$\text{PPST}_{(N)} = \text{POTREF}_{(N)} + (\$CT_{(N-2)} + \$GA_{(N-2)} + \$CANAMP_{(N)} + \$Ajuste_{(N-2)}) / \text{SUMAPOT}_{(N)}$$

Siendo:

$\text{PPST}_{(N)}$: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas para el trimestre N.

$\text{POTREF}_{(N)}$: Precio de referencia de la Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista de Distribuidores para las Tarifas de Usuarios Finales sancionado por la Secretaría de Energía (expresado en \$/kW-mes), para el trimestre N.

$\$CT_{(N-2)}$: Monto abonado a CAMMESA en concepto de Cargo de Conexión y Cargo Complementario del Transporte en Alta Tensión y de Distribución Troncal, que se publica en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del trimestre N – 2, siendo N el trimestre para el cual se calcula el Cuadro Tarifario.

$\$GA_{(N-2)}$: Monto abonado a CAMMESA que se publica en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) para el trimestre N – 2, siendo N el trimestre para el cual se calcula el Cuadro Tarifario.

$\$CANAMP_{(N)}$: Monto previsto a abonar en el trimestre de vigencia del cuadro tarifario en concepto de participación en el canon de ampliación del sistema de transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal. En cada caso el canon de ampliación, que se publica en las programaciones estacionales y reprogramaciones trimestrales emitidas por CAMMESA, deberá contar con aprobación del ENRE y su monto ser autorizado por Resolución del EPRE.

$\text{SUMAPOT}_{(N)}$: Suma de los máximos requerimientos mensuales de potencia declarados a CAMMESA para el trimestre N de vigencia del Cuadro Tarifario.

$\$Ajuste_{(N-2)}$: Ajuste del PPST calculado en base a los valores registrados de SUMAPOT y $\$CANAMP$ en el trimestre N-2.

2. Ajuste

El término \$Ajuste_(N-2), se utiliza para realizar un ajuste del PPST propio de cada Distribuidora del trimestre N en base a las máximas potencias verdaderamente registradas y los valores abonados de \$CANAMP, que publica CAMMESA en el documento de transacciones económicas correspondiente al trimestre N-2.

$$\text{\$Ajuste}_{(N-2)} = (\text{PPST}_{1(N-2)} - \text{PPST}_{(N-2)}) * \text{SUMAPOT}_{1(N-2)}$$

donde:

PPST_{1(N-2)}: PPST propio del distribuidor recalculado con SUMAPOT_{1(N-2)} y \$CANAMP_{1(N-2)}

PPST_(N-2): PPST propio del distribuidor calculado con SUMAPOT_(N-2) y \$CANAMP_(N-2)

SUMAPOT_{1(N-2)}: suma de máximos requerimientos de potencia registrados en el trimestre N-2 y publicados en el Documento de Transacciones Económicas de CAMMESA.

\$CANAMP_{1(N-2)}: Monto abonado a CAMMESA en el trimestre N-2, publicado en el Documento de Transacciones Económicas de dicho trimestre, en concepto de participación en el canon de ampliación del sistema de transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal.

SUMAPOT_(N-2): Suma de máximos requerimientos de potencia previstos en el trimestre N-2 y que figuran en la Programación o Reprogramación Estacional de CAMMESA para dicho trimestre

\$CANAMP_(N-2): Monto previsto en el trimestre N-2, que figura en la Programación o Reprogramación Estacional de CAMMESA para dicho trimestre, en concepto de participación en el canon de ampliación del sistema de transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal.

3. Procedimiento para la Compensación por Diferencias de Nodo. Cálculo del PPST Común

Se trata de establecer un valor único para el precio de la Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista a transferir a tarifa a usuario final (PPST), que regirá en todo el territorio de la Provincia y que denominará PPST común.

Las compensaciones entre distribuidoras, que por aplicación del PPST Común son necesarias, implica la conformación de un Fondo. Este fondo expondrá las diferencias que surgen de la comparación entre los valores de PPST propios de cada distribuidora y el valor de PPST común para toda la Provincia. Las Distribuidoras aportantes a dicho fondo, tendrán la obligación de registrar y custodiar saldo deudor que resulte de la aplicación del procedimiento.

A los efectos de la determinación de los débitos y créditos a considerar en el proceso de compensación por diferencias de nodo que registren las Distribuidoras participantes, se desarrolla el procedimiento descrito a continuación.

El EPRE calculará el valor del PPST Común aplicable a toda la provincia de Mendoza simulando la diferencia de facturación de EDEMSA, EDESTE S.A. y La COOPERATIVA, EMPRESA ELECTRICA GODOY CRUZ LTDA. según el Cuadro Tarifario Propio y el Cuadro Tarifario que incluye el PPST común, de forma tal que la sumatoria de tales diferencias sea mínima (aproximadamente cero). Es decir, el PPST Común a seleccionar será aquél que minimice tales diferencias de facturación.

El PPST Común deberá cumplir la siguiente condición:

$$\sum (DIF_{EDEMSA} + DIF_{COOP\ ELEC\ GODOY\ CRUZ} + DIF_{EDESTES}) \cong 0$$

donde:

DIF_{EDEMSA} : es la diferencia en la facturación según Cuadro Tarifario Propio de Edemsa y Cuadro Tarifario a Usuarios Finales (contiene el PPST común).

$DIF_{COOP.\ ELEC.\ GODOY\ CRUZ}$: es la diferencia en la facturación según Cuadro Tarifario Propio de La COOPERATIVA, EMPRESA ELECTRICA GODOY CRUZ LTDA. y Cuadro Tarifario a Usuarios Finales (contiene el PPST común).

$DIF_{EDESTESA}$: es la diferencia en la facturación según Cuadro Tarifario Propio de EDESTESA y Cuadro Tarifario a Usuarios Finales (contiene el PPST común).

Cabe aclarar que en cada caso los Cuadros Tarifarios de Referencia contienen el PPST Propio ajustado por las diferencias en el término SUMAPOT y \$CANAMP (PPST_(N)).

a) Posición Neta por Distribuidora (i)

- a. Monto que hubiera facturado la Distribuidora mediante la aplicación del Cuadro Tarifario Propio:

$$Mi (P)$$

- b. Monto facturado por la Distribuidora habiendo aplicado el Cuadro Tarifario aprobado que contiene el PPST común:

$$Mi (C)$$

- c. Posición neta respecto de la cuenta compensadora por nodo (Crédito / Débito):

$$Ni = Mi (P) - Mi (C)$$

b) Cálculo de la Compensación

- a. Resumen de la posición neta de cada Distribuidora con la cuenta compensadora, antes de efectuar el pago trimestral: Ni
- b. Determinación de los montos a compensar por cada distribuidora

$$P_i = \text{Saldo a compensar} / \text{Suma de Saldos deudor} * \text{Saldo}_i$$

Siendo i las Distribuidoras con saldo deudor

- c. Resumen de la posición neta de cada Distribuidora con la cuenta compensadora, después de efectuar el pago trimestral: Pi
- d. El excedente resultante deberá ser registrado y custodiado por las Distribuidoras que resulten deudoras luego del cálculo de la posición neta, en una Cuenta de Reserva de Disponibilidad Restringida para Futuras Acreditaciones.

c) Cancelación de Créditos

- a. El EPRE aprueba por Resolución la cancelación de los créditos emergentes de la Declaración Jurada Conjunta, previa auditoria y verificación de consistencia de los datos consignados en la Declaración Jurada conjunta y notifica a las Distribuidoras de la resolución referida.
- b. Las Distribuidoras deudoras cancelarán a la Distribuidora acreedora el crédito que resultara de la Declaración Jurada Conjunta, mediante la transferencia efectiva de fondos, en el término de 48 hs. de notificada la resolución precitada.
- c. Los saldos excedentes consignados en el anterior punto sólo podrán ser liberados y afectados sin condición alguna, en la oportunidad y términos que indique el EPRE, mediante resolución específica.

d) Resumen

Posición Neta por Distribuidora (i)

Monto que hubiera facturado la Distribuidora mediante al aplicación del Cuadro Tarifario Propio	Mi (P)	\$.....
Monto facturado por la Distribuidora habiendo aplicado el Cuadro Tarifario aprobado que contiene el PPST común	Mi (C)	\$.....
Posición neta respecto del fondo compensador por nodo (Crédito / Débito)	$Ni = Mi (P) - Mi (C)$	\$.....

Cálculo Compensación

Resumen de la posición neta de cada Distribuidora con la cuenta, antes de efectuar el pago trimestral:	Ni	\$.....
Resumen de la posición neta de cada Distribuidora con la cuenta, después de efectuar el pago trimestral	$Pi = \text{Saldo a Compensar} / (\text{Suma de Saldos deudor}) * \text{Saldos}(i)$ siendo (i) las Distribuidoras con Saldo Deudor	\$.....
Resumen de la posición neta de cada Distribuidora con la cuenta, después de efectuar el pago trimestral	Pi	\$.....

e) Compensaciones Parciales durante el trimestre

A los efectos de asegurar la regular adquisición de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, las compensaciones que estime el EPRE al inicio del trimestre serán canceladas mensualmente a modo de adelanto, en forma provisoria. Los montos deberán ser revisados al finalizar el trimestre, siguiendo el procedimiento de Compensación antes descrito.

Los montos provisorios se estimarán tomando como base el cálculo que realice el EPRE al inicio del trimestre, aplicando la proporcionalidad que corresponda para el período mensual. El 90% del monto determinado para el primer mes deberá ser cancelado dentro de los siguientes 35 días corridos de su finalización; idéntico procedimiento se realiza para el segundo mes del trimestre en curso. El remanente definitivo se cancela con la Resolución del EPRE aprobando el trimestre.

Se establece como fecha límite para la presentación de las DDJJ Conjunta por Diferencias de Nodo el décimo día inmediato siguiente a la finalización del trimestre que se liquida, acompañando las Distribuidoras la información que respalda el cálculo.

En caso de que existan observaciones por parte del EPRE a la DDJJ y/o a la información del cálculo, el plazo establecido en el punto anterior podrá ser interrumpido y se reiniciará a partir de la fecha de subsanación en forma satisfactoria, de las observaciones realizadas.

Las compensaciones provisorias correspondientes al primer y segundo mes, realizadas durante el trimestre, deberán ser tenidas en cuenta para el saldo definitivo resultante de la DDJJ Conjunta por Diferencias de Nodo.

f) Sanciones

El incumplimiento de las pautas establecidas en el presente dará lugar a la aplicación de las siguientes sanciones:

- Por no cancelar los créditos emergentes, definitivos o provisorios, en los plazos establecidos, se aplicará a partir de su vencimiento y hasta su efectivo pago, el régimen de la Resolución de la Secretaría de Energía, SEyC ^o 78/95, Anexo 1 Punto 5.5 que aplica CAMMESA para la cobranza de los deudores en mora. Las multas e intereses deberán ser pagados por la distribuidora deudora a la distribuidora acreedora.
- Será de aplicación, por los incumplimientos a lo resuelto por el EPRE, lo dispuesto en el punto 6.3 de las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones. La sanción aplicada será ingresada por la Distribuidora a la Cuenta de Acumulación.

g) Información a solicitar al distribuidor

Las Distribuidoras presentarán al EPRE el Cuadro Tarifario Propio, el cual contiene los valores del PPST que surgen de los parámetros a transferir al Cuadro Tarifario, de acuerdo al Procedimiento para la Actualización del Cuadro Tarifario. Complementariamente, deberán presentar, las facturas, notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA al Distribuidor para el trimestre N-2.

Deberán informar, adicionalmente :

- a) los saldos resultantes del trimestre anterior que surjan de la aplicación del Cuadro Tarifario Propio Ajustado y del Cuadro Tarifario a Usuarios Finales (contiene PPST Común) aprobados mediante Resolución del EPRE.
- b) la estimación de la demanda de energía, potencia y cantidad de usuarios a facturar en el trimestre que se inicia.

Las Declaraciones Juradas por Diferencias de Nodo a presentar por los Distribuidores, deberán cumplimentar los siguientes requisitos:

- Cada distribuidora elaborará su DDJJ por Diferencias de Nodo y será responsable de la información que presente y los montos que informe. En caso de que la presentación de la DDJJ se realice en forma conjunta, la información individual de cada Distribuidor deberá seguir, en todos los casos, los lineamientos que se detallarán a continuación.
- Los archivos de los datos requeridos, serán presentados de acuerdo a la estructura que establezca el EPRE, quien podrá considerar las excepciones y apartamientos que a su criterio sean aceptables y tengan una justificación técnica. .
- El criterio de inclusión o asignación de registros a una u otra DDJJ por Diferencia de Nodo, deberá estar vinculado, en todos los casos, a las fechas de lectura, debiendo coincidir el período de lectura que se informe, con el trimestre de la DDJJ que se presente. Para aquellos casos en donde los períodos de lectura no coincidan exactamente con mes calendario informado, y a fin de respetar el criterio de asignación en función del consumo leído, se incluirá un registro cuando como mínimo las dos terceras partes (66%) del consumo del mismo haya sido leído durante el trimestre declarado.
- La facturación de los consumos por cada registro incluido en una DDJJ, se realizará con los cuadros tarifarios a Usuario Final y Propio Ajustado aprobados para el trimestre informado, independientemente del cuadro que se le aplicó al cliente (por problemas de demoras en la aprobación del cuadro tarifario, refacturaciones, etc). El EPRE podrá considerar otros procesos que produzcan resultados equivalentes al establecido, a los efectos de tener en cuenta las particularidades de facturación de cada Distribuidor.
- La información presentada por los distribuidores, ya sea en forma individual o conjunta, tendrá carácter de DDJJ y el EPRE verificará los montos informados, pudiendo solicitar informes, rectificaciones y/o ratificaciones, de considerarlo conveniente, previo a la aprobación de la DDJJ. El EPRE podrá, además, en caso necesario, realizar ajustes a la DDJJ presentadas, justificando los apartamientos detectados y calculados.
- Cada DDJJ deberá presentarse, indefectiblemente, con la información y documentación complementaria exigida y que permita verificar los datos consignados. Sólo se analizarán, controlarán y aprobarán las DDJJ por Diferencias de Nodo que estén acompañadas de la información respaldatoria correspondiente.
- Los Distribuidores deberán informar cualquier detalle u observación que consideren relevante a los efectos del análisis, verificación y control de la DDJJ.
- Los valores físicos estimados por la distribuidora e informados al EPRE previo al inicio del trimestre para el cual se calcula un cuadro tarifario, deberán presentar consistencia lógica, aceptándose un margen de error razonable y asociado a las diferencias en las demandas estimadas.
- Los montos de diferencias de nodos informados por la distribuidora al EPRE previo al inicio del trimestre para el cual se calcula un cuadro tarifario, correspondientes al trimestre anterior, deberán presentar consistencia lógica, aceptándose un margen de error razonable y asociado a las diferencias en las demandas y saldos que fueran estimados.

B. Precio de la Energía

$$\text{PETR}(i) = \$\text{PEST}(i) + \text{FNEE}$$

PETR(i): Precio de la energía en el período (i) en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas (i: punta, resto, valle), expresado en \$/kWh

\$PEST(i): Precio de referencia de la energía en el período (i) en el Mercado Mayorista de Distribuidores para las tarifas de Usuarios Finales sancionado por la Secretaría de Energía. (i: punta, resto, valle), expresado en \$/kWh

FNEE : Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley 24.065, expresado en \$/kWh

C. Reconocimiento extraordinario

El Epre podrá reconocer el traslado a tarifa de costos de abastecimiento extraordinarios, cuando luego del análisis pormenorizado de la información que deberá proveer el Distribuidor para cada caso en particular, los mismos se consideren pertinentes. A tal efecto el Distribuidor deberá realizar una presentación específica para cada caso, con toda la información respaldatoria, necesaria para su análisis.

III. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

A. Pequeñas Demandas – Residencial (Tarifa 1-R)

Tarifa 1 – R1

Cargo fijo bimestral

$$CFR1 = KPR1 * (CDFR1 + GCR1) + (PPST * FPPR1 * KPR1P)$$

donde:

CFR1: Cargo Fijo bimestral de aplicación a la tarifa 1-R1 expresado en \$/bimestre

KPR1: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y del Gasto de Comercialización, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

KPR1P: Factor de ajuste del Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPR1: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR1: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R1, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GCR1: Gastos de Comercialización asignables a la tarifa 1-R1, expresado en \$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargo variable

$$CVR1 = ((PETRp * KEpR1 + PETRr * KErR1 + PETRv * KEvR1) * FPEBT) + \\ + (PPST * FPPR1 * KRVR1P) + \\ + (CDFR1 * KRVR1C)$$

donde:

CVR1: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 1-R1 expresado en \$/kWh

KEpR1: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R1 en horario de punta.

PETRp: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

- KErR1: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R1 en horario de resto.
- PETRR: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.
- KEvR1: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R1 en horario de valle.
- PETRV: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.
- KRVR1: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, en el Cargo Variable de la tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.
- FPPR1: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.
- FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.
- CDFR1: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R1, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Tarifa 1 – R2

Cargo fijo bimestral

$$CFR2 = KPR2 * (CDFR2 + GCR2) + (PPST * FPPR2 * KPR2P)$$

donde:

- CFR2: Cargo Fijo bimestral de aplicación a la tarifa 1-R2 expresado en \$/bimestre
- KPR2: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y del Gasto de Comercialización, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R2. Este valor no estará sujeto a variación.
- KPR2P: Factor de ajuste del Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R2. Este valor no estará sujeto a variación.
- PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.
- FPPR2: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R2. Este valor no estará sujeto a variación.
- CDFR2: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R2, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GCR2: Gastos de Comercialización asignables a la tarifa 1-R2, expresado en \$/bimestre.
Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargo variable

$$\begin{aligned} \text{CVR2} = & ((\text{PETRp} * \text{KEpR2} + \text{PETRr} * \text{KErR2} + \text{PETRv} * \text{KEvR2}) * \text{FPEBT}) + \\ & + (\text{PPST} * \text{FPPR2} * \text{KRVR2P}) + \\ & + (\text{CDFR2} * \text{KRVR2C}) \end{aligned}$$

donde:

CVR2: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 1-R2 expresado en \$/kWh

KEpR2: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R2 en horario de punta.

PETRp: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

KErR2: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R2 en horario de resto.

PETRr: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.

KEvR2: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R2 en horario de valle.

PETRv: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.

KRVR2: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, en el Cargo Variable de la tarifa 1-R2. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPR2: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R2. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR2: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R2, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Tarifa 1 – R3

Cargo fijo bimestral

$$\text{CFR3} = \text{KPR3} * (\text{CDFR3} + \text{GCR3}) + (\text{PPST} * \text{FPPR3} * \text{KPR3P})$$

donde:

CFR3: Cargo Fijo bimestral de aplicación a la tarifa 1-R3 expresado en \$/bimestre

KPR3: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y del Gasto de Comercialización, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R3. Este valor no estará sujeto a variación.

KPR3P: Factor de ajuste del Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-R3. Este valor no estará sujeto a variación.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPR3: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R3. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR3: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R3, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GCR3: Gastos de Comercialización asignables a la tarifa 1-R3, expresado en \$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargo variable

$$\begin{aligned} \text{CVR3} = & ((\text{PETRp} * \text{KEpR3} + \text{PETRr} * \text{KErR3} + \text{PETRv} * \text{KEvR3}) * \text{FPEBT}) + \\ & + (\text{PPST} * \text{FPPR3} * \text{KRVR3P}) + \\ & + (\text{CDFR3} * \text{KRVR3C}) \end{aligned}$$

donde:

CVR3: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 1-R3 expresado en \$/kWh

KEpR3: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R3 en horario de punta.

PETRp: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

KErR3: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R3 en horario de resto.

PETRr: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.

KEvR3: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-R3 en horario de valle.

PETRv: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.

KRVR3: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, en el Cargo Variable de la tarifa 1-R3. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPR3: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-R3. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR3: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 1-R3, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

B. Pequeñas Demandas – General (Tarifa 1-G)

Cargo Fijo Bimestral

$$CFG = KPG * (CDFG + GCG) + KPGP * (PPST * FPPG)$$

donde:

CFG: Cargo Fijo bimestral de aplicación a la tarifa 1-G expresado en \$/bimestre

KPG: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y del Gasto de Comercialización, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG: Costo Propio de Distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GCG: Gastos de Comercialización asignables a la tarifa T1-G, expresado en \$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPG: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

KPGP: Factor de ajuste del Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, en el Cargo Fijo de la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

Cargo Variable

$$\begin{aligned} \text{CVG} = & (\text{PETRp} * \text{KEpG} + \text{PETRr} * \text{KErG} + \text{PETRv} * \text{KEvG}) * \text{FPEBT} + \\ & + (\text{PPST} * \text{FPPG} * \text{KRVGP}) + \\ & + \text{CDFG} * \text{KRVGC} \end{aligned}$$

donde:

CVG: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 1-G expresado en \$/kWh

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

PETRp: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

KEpG: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-G en horario de punta, respecto del total.

PETRr: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.

KErG: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-G en horario de resto, respecto del total.

PETRv: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.

KEvG: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-G en horario de valle, respecto del total.

FPEBT Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPG: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

KRVGP: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, en el Cargo Variable de la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

KRVGC: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución, en el Cargo Variable de la tarifa 1-G. Este valor no estará sujeto a variación.

C. Pequeñas Demandas – Alumbrado Público (Tarifa 1-AP)

Cargo Variable

$$\begin{aligned} \text{CVAP} = & (\text{PETRp} * \text{KEpAP} + \text{PETRr} * \text{KErAP} + \text{PETRv} * \text{KEvAP}) * \text{FPEBT} + \\ & + (\text{PPST} * \text{FPPAP}) + \\ & + (\text{CDFAP} + \text{GCAP}) * \text{KRVAP} \end{aligned}$$

donde:

CVAP: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 1-AP expresado en \$/kWh

PETRp: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

KEpAP: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-AP en horario de punta, respecto del total.

PETRr: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.

KErAP: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-AP en horario de resto, respecto del total.

PETRv: Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.

KEvAP: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 1-AP en horario de valle, respecto del total.

FPPAP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KRVAP: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución y Gasto de Comercialización, en el Cargo Variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFAP: Costo Propio de Distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-AP, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GCBTAP: Gasto de comercialización asignable al cargo fijo de la tarifa T1-AP, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

D. Grandes Demandas

Gastos por Comercialización

GC2BT \$ / mes

GC2MTBT \$ / mes

GC2MT \$ / mes

GC2ATMT \$ / mes

GC2AT \$ / mes

Donde:

GC2BT: Gastos de Comercialización de la tarifa 2 en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GC2MTBT: Gastos de Comercialización de la tarifa 2 en bornes del Transformador de MT/BT, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GC2MT: Gastos de Comercialización de la tarifa 2 en la Red de Media Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GC2ATMT: Gastos de Comercialización de la tarifa 2 en bornes del Transformador de AT/MT, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

GC2AT: Gastos de Comercialización de la tarifa 2 en la Red de Alta Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargos por Uso de Red

CRED2BT = CDF2BT

CRED2MTBT = CDF2MTBT

CRED2MT = CDF2MT

$$\text{CRED2ATMT} = \text{CDF2ATMT}$$

$$\text{CRED2AT} = \text{CDF2AT}$$

Donde:

CRED2BT: Cargo por Uso de red en Baja Tensión, en la Tarifa T2 expresado en \$/Kw-mes

CRED2MTBT: Cargo por Uso de Red en Bornes de BT de la Transformación MT/BT, en la Tarifa T2 expresado en \$/kW-mes

CRED2MT: Cargo por Uso de red en Media Tensión, en la Tarifa T2 expresado en \$/kW-mes

CRED2ATMT: Cargo por Uso de Red en Bornes de MT de la Transformación AT/MT, en la Tarifa T2 expresado en \$/kW-mes.

CRED2AT: Cargo por Uso de red en Alta Tensión, en la Tarifa 2 expresado en \$/kW-mes.

CDF2BT: Costo Propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2 en conectados en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDF2MTBT: Costo Propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2 conectados en bornes del Transformador de MT/BT, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDF2MT: Costo Propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2 en conectados en la Red de Media Tensión, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDF2ATMT: Costo Propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2 conectados en bornes del Transformador de AT/MT, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDF2AT: Costo Propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2 en conectados en la Red de Alta Tensión, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargos por Consumo de Potencia

$$\text{CPP2BT} = \text{PPST} * \text{FPPBT}$$

$$\text{CPP2MTBT} = \text{PPST} * \text{FPPMTBT}$$

$$\text{CPP2MT} = \text{PPST} * \text{FPPMT}$$

$$\text{CPP2ATMT} = \text{PPST} * \text{FPPATMT}$$

$$\text{CPP2AT} = \text{PPST} * \text{FPPAT}$$

Donde:

CPP2BT: Cargo por Consumo de Potencia en Baja tensión, expresado en \$/kW-mes

CPP2MTBT: Cargo por Consumo de Potencia en Bornes de BT de la Transformación MT/BT, expresado en \$/kW-mes

CPP2MT: Cargo por Consumo de Potencia en Media Tensión, expresado en \$/kW-mes.

CPP2ATMT: Cargo por Consumo de Potencia en Bornes de MT de la Transformación AT/MT, expresado en \$/kW-mes

CPP2AT: Cargo por Consumo de Potencia en Alta Tensión, expresado en \$/kW-mes

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPBT: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas a nivel de Baja Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPMTBT: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas en bornes del Transformador de MT/BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPMT: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas a nivel de Media Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPATMT: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas en bornes del Transformador de AT/MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPAT: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas a nivel de Alta Tensión. Este valor no estará sujeto a variación

Cargos por Consumo de Energía

$$\text{CEBT}(i) = \text{PETR}(i) * \text{FPEBT}$$

$$\text{CEMTBT}(i) = \text{PETR}(i) * \text{FPEMTBT}$$

$$\text{CEMT}(i) = \text{PETR}(i) * \text{FPEMT}$$

$$\text{CEATMT}(i) = \text{PETR}(i) * \text{FPEATMT}$$

$$CEAT(i) = PETR(i) * FPEAT$$

Donde:

CPEBT(i): Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en BT, expresado en \$/kWh

CPEMTBT(i): Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en Bornes de BT de la Transformación MT/BT, expresado en \$/kWh.

CPEMT(i): Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en MT, expresado en \$/kWh

CPEATMT(i): Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en Bornes de BT de la Transformación AT/MT, expresado en \$/kWh.

CPEAT(i): Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en AT, expresado en \$/kWh

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEMTBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM en bornes del Transformador de MT/BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEMT Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de Media Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEATMT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM en bornes del Transformador de AT/MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de Baja Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

PETR(i): Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en la banda horaria i (i: punta, resto y valle) a transferir a tarifas, expresado en \$/kWh.

E. Grandes Demandas Especiales (T2 ES)

Gastos por Comercialización:

GC2BTES \$ / mes

donde:

GC2BTES: Gastos de Comercialización de la tarifa T2 Especial en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

Cargo Fijo:

$$CF2BTES = KUTES * (PPST * FPPES) + KUTESC * CDF2BTES$$

donde :

CF2BTES: Cargo Fijo mensual de aplicación a la tarifa 2 Especial expresado en \$/mes

KUTES: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifa y del Costo Propio de Distribución, en el Cargo Fijo de la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación.

KUTESC: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución, en el Cargo Fijo de la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación.

CDF2BTES: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa 2-ES, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPES: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación.

Cargo Variable:

$$CV2BTES = (PETR(p) * KEpES + PETR(r) * KErES + PETR(v) * KEvES) * FPEBT + \\ + (CDF2BTES * KRV2ESC + PPST * FPPES * KRV2ESP)$$

donde :

CV2BTES: Cargo Variable de aplicación a la tarifa 2 Especial, expresado en \$/kWh

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

PETR(p): Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de punta, expresado en \$/kWh.

KEpES: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 2-ES en horario de punta, respecto del total.

PETR(r): Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de resto, expresado en \$/kWh.

KErES: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 2-ES en horario de resto, respecto del total.

PETR(v): Precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el MEM en las horas de valle, expresado en \$/kWh.

KEvES: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa 2-ES en horario de valle, respecto del total.

FPEBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM a nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDF2BTES: Costo Propio de Distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2-ES, expresado en \$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

KRV2ESC: Factor de ajuste del Costo Propio de Distribución, en el Cargo Variable de la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación

FPPEs: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación.

KRV2ESP: Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifa, en el en el Cargo Variable de la tarifa 2-ES. Este valor no estará sujeto a variación.

F. Riego Agrícola

Pago a la Distribuidora

Cargo Fijo

$$CFRABT = GCRABT + PPST * FPPBTRA$$

$$CFRAMT = GCRAMT + PPST * FPPMTRA$$

donde:

CFRABT: Cargo Fijo de la tarifa Riego Agrícola en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CFRAMT: Cargo Fijo de la tarifa Riego Agrícola en la Red de Media Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

PPST: Precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas, expresado en \$/kW-mes.

FPPBTRA: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa Riego Agrícola en Baja Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPMTRA: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa Riego Agrícola en Media Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Cargos por Uso de Red

$$\text{CREDRiegoBT} = \text{CDFRiegoBT} * \text{KUTRA}$$

$$\text{CREDRiegoMT} = \text{CDFRiegoMT} * \text{KUTRA}$$

donde:

CREDRiegoBT: Cargo por Uso de red por el Riego en Baja Tensión, expresado en \$/kW

CREDRiegoMT: Cargo por Uso de red por el Riego en Media Tensión, expresado en \$/kW

CDFRiegoBT: Costo Propio de distribución de la tarifa de Riego conectado en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDFRiegoMT: Costo Propio de distribución de la tarifa de Riego conectado en MT, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

KUTRA : Factor de ajuste del Costo Propio de distribución asignable al Cargo por Uso de Red de la tarifa Riego Agrícola

Cargos por Consumo de Energía

$$\text{CEAltaBT} = (\text{PETR}(p) * \text{KEPRAA} + \text{PETR}(r) * \text{KERRAA}) * \text{FPEBT} + \text{CDFRiegoBT} * \text{KRVCRAbT} + \text{PPST} * \text{KRVPRABTa}$$

$$\text{CEBajaBT} = (\text{PETR}(r) * \text{KERRAB} + \text{PETR}(v) * \text{KEVRAB}) * \text{FPEBT} + \text{PPST} * \text{KRVPRABTb}$$

$$\text{CEAltaMT} = (\text{PETR}(p) * \text{KEPRAA} + \text{PETR}(r) * \text{KERRAA}) * \text{FPEMT} + \text{CDFRiegoMT} * \text{KRVCRAmT} + \text{PPST} * \text{KRVPRAMTa}$$

$$CEBajaMT = (PETR(r) * KERRAB + PETR(v) * KEVRAB) * FPEMT + PPST * KRVPRAMTb$$

donde:

CEAltaBT: Cargo por consumo de Energía en el período de Alta, en Baja Tensión, expresado en \$/kWh

CEBajaBT: Cargo por consumo de Energía en el período de Baja, en Baja Tensión, expresado en \$/kWh

CEAltaMT: Cargo por consumo de Energía en el período de Alta, en Media Tensión, expresado en \$/kWh

CEBajaMT: Cargo por consumo de Energía en el período de Baja, en Media Tensión, expresado en \$/kWh

KEPRAA: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa Riego Agrícola en horario de punta en Alta.

KERRAA: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa Riego Agrícola en horario de resto en Alta.

KERRAB: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa Riego Agrícola en horario de resto en Baja.

KEVRAB: Factor de relación de consumo de energía de la tarifa Riego Agrícola en horario de valle en Baja.

Período de Alta: Horario comprendido entre las 10:00 hs. y 14:00 hs. y entre las 18:00 hs. y 23:00 hs

Período de Baja: Horario comprendido entre las 14:00 hs y 18:00 hs y entre las 23:00 hs y 10:00 hs

FPEMTBT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM en bornes del Transformador de MT/BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEMT: Factor de ajuste del precio de la energía en el MEM al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

PETR(p): Precio de la energía en el período de punta en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas.

PETR(r): Precio de la energía en el período de resto en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas.

PETR(v): Precio de la energía en el período de valle en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas.

CDFRiegoBT: Costo Propio de Distribución asignable a la tarifa de Riego conectado en la Red de Baja Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

CDFRiegoMT: Costo Propio de distribución asignable a la tarifa de Riego conectado en la Red de Media Tensión, expresado en \$/mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto IV del presente documento.

KRVCRABT: Factor de ajuste del Costos Propio de Distribución asignable a la tarifa Riego Agrícola, conectado en Baja Tensión

KRVPRABTa Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, para consumo en horario de Alta, asignable a la tarifa de Riego Agrícola, conectado en Baja Tensión.

KRVPRABTb Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, para consumo en horario de Baja, asignable a la tarifa de Riego Agrícola, conectado en Baja Tensión.

KRVCRAMT: Factor de ajuste del costos propio de distribución asignable a la tarifa Riego Agrícola, conectado en Baja Tensión

KRVPRAMTa Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, para consumo en horario de Alta, asignable a la tarifa de Riego Agrícola, conectado en Maja Tensión.

KRVPRAMTb Factor de ajuste del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a tarifas, para consumo en horario de Baja, asignable a la tarifa de Riego Agrícola, conectado en Media Tensión

G. Peaje

Cargos por Uso de Red

$CREDPeajeBT = CDF2BT$

$CREDPeajeMTBT = CDF2MTBT$

$CREDPeajeMT = CDF2MT$

$CREDPeajeATMT = CDF2ATMT$

$CREDPeajeAT = CDF2AT$

donde:

CREDPeajeBT: Cargo por Uso de red para la tarifa de Peaje en BT expresado en \$/kW

CREDPeajeMTBT: Cargo por Uso de red para la tarifa de Peaje en bornes del Transformador de MT/BT expresado en \$/kW

CREDPeajeMT: Cargo por Uso de red para la tarifa de Peaje en MT expresado en \$/kW

CREDPeajeATMT: Cargo por Uso de red para la tarifa de Peaje en bornes del Transformador de AT/MT expresado en \$/kW

CREDPeajeAT: Cargo por Uso de red para la tarifa de Peaje en AT expresado en \$/kW

Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes

$$\text{CUSTBT(N)} = ((\$\text{CT(N-2)} + \$\text{CANAMP(N)}) / \text{SUMAPOTG(N)}) * \text{FACBTP}$$
$$\text{CUSTMTBT(N)} = ((\$\text{CT(N-2)} + \$\text{CANAMP(N)}) / \text{SUMAPOTG(N)}) * \text{FACMTBTP}$$
$$\text{CUSTMT(N)} = ((\$\text{CT(N-2)} + \$\text{CANAMP(N)}) / \text{SUMAPOTG(N)}) * \text{FACMTP}$$
$$\text{CUSTATMT(N)} = ((\$\text{CT(N-2)} + \$\text{CANAMP(N)}) / \text{SUMAPOTG(N)}) * \text{FACATMTP}$$
$$\text{CUSTAT(N)} = ((\$\text{CT(N-2)} + \$\text{CANAMP(N)}) / \text{SUMAPOTG(N)}) * \text{FACATP}$$

CUSTBT(N): Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes a Nivel de Baja Tensión

CUSTMTBT(N): Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes en Bornes de Transformación MT/BT

CUSTMT(N): Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes a Nivel de Media Tensión

CUSTATMT(N): Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes en Bornes de Transformación AT/MT

CUSTAT(N): Cargo por Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes a Nivel de Alta Tensión

Siendo:

$\$CT(N-2)$: Monto abonado a CAMMESA en concepto de Cargo de Conexión y Cargo Complementario del Transporte en Alta Tensión y de Distribución Troncal, que se publica en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del trimestre N – 2, siendo N el trimestre para el cual se calcula el Cuadro Tarifario.

\$CANAMP(N): Monto previsto a abonar en el trimestre de vigencia del cuadro tarifario en concepto de participación en el canon de ampliación del sistema de transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal. En cada caso el canon de ampliación, que se publica en las programaciones estacionales y reprogramaciones trimestrales emitidas por CAMMESA, deberá contar con aprobación del ENRE y su monto ser autorizado por Resolución del EPRE

SUMAPOTG(N): Suma de los máximos requerimientos mensuales de potencia declarados a CAMMESA para el trimestre N de vigencia del Cuadro Tarifario, incluyendo los requerimientos de potencia de los Grandes Usuarios Mayores, conectados al distribuidor.

FACBTP: Factor de conversión del CUST a nivel de Baja Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FACMTBTP: Factor de conversión del CUST en bornes del Transformador de MT/BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FACMTP: Factor de conversión del CUST a nivel de Media Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FACATMTP: Factor de conversión del CUST en bornes del Transformador de AT/MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FACATP: Factor de conversión del CUST a Tarifas a nivel de Alta Tensión. Este valor no estará sujeto a variación

Cargos por Consumo de Potencia

$$CPPPeajeBT = PPST * FAPBTP$$

$$CPPPeajeMTBT = PPST * FAPMTBTP$$

$$CPPPeajeMT = PPST * FAPMTP$$

$$CPPPeajeATMT = PPST * FAPATMTP$$

$$CPPPeajeAT = PPST * FAPATP$$

donde:

CPPPeajeBT: Cargo por Consumo de Potencia en Baja tensión, expresado en \$/kW

CPPPeajeMTBT: Cargo por Consumo de Potencia en Bornes de BT de la Transformación MT/BT, expresado en \$/kW

CPPPeajeMT: Cargo por Consumo de Potencia en Media Tensión, expresado en \$/kW

CPPPeajeATMT: Cargo por Consumo de Potencia en Bornes de MT de la Transformación AT/MT, expresado en \$/kW

CPPPeajeAT: Cargo por Consumo de Potencia en Alta Tensión, expresado en \$/kW

FAPBTP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la taifa de Peaje en Baja Tensión.

FAPMTBTP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa de Peaje en Bornes de MTBT.

FAPMTP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa de Peaje en Media Tensión.

FAPATMTP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa de Peaje en Bornes de ATMT.

FAPATP: Factor de conversión del precio de la potencia en el Mercado Mayorista a transferir a Tarifas asignable a la tarifa de Peaje en Alta Tensión.

Cargos por Consumo de Energía

$$CEPeajeBT(i) = PETR(i) * (FPEBT - 1)$$

$$CEPeajeMTBT(i) = PETR(i) * (FPEMTBT - 1)$$

$$CEPeajeMT(i) = PETR(i) * (FPEMT - 1)$$

$$CEPeajeATMT(i) = PETR(i) * (FPEATMT - 1)$$

$$CEPeajeAT(i) = PETR(i) * (FPEAT - 1)$$

donde:

CEPeajeBT: Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en BT, expresado en \$/MWh

CEPeajeMTBT: Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en Bornes de BT de la Transformación MT/BT, expresado en \$/MWh.

CEPeajeMT: Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en MT, expresado en \$/MWh

CEPeajeATMT: Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en Bornes de BT de la Transformación AT/MT, expresado en \$/MWh.

CEPeajeAT: Cargo por consumo de energía en la banda horaria (i) en AT, expresado en \$/MWh

FPEBT: Factor de ajuste del precio mayorista de la energía al nivel de Baja Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEMTBT: Factor de ajuste del precio mayorista de la energía al nivel de Bornes de MTBT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEMT: Factor de ajuste del precio mayorista de la energía al nivel de Media Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEATMT: Factor de ajuste del precio mayorista de la energía al nivel de Bornes de ATMT. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAT: Factor de ajuste del precio mayorista de la energía al nivel de Alta Tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

H. Costos, Gastos y Factores Propios de cada Concesionario

Los valores que se aplicarán como costos, gastos y factores de ajuste para cada Concesionario al inicio de la vigencia de este procedimiento son los que se muestran en el ANEXO I del presente.

IV. RECÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN

En caso de que, a través de los mecanismos que corresponda, se autorice la actualización periódica de los Costos Propios de Distribución de los Concesionarios, el Epre deberá establecer el procedimiento de actualización que considere mas adecuado al efecto.

V. SISTEMA DE COMPENSACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El Art. 74 Inc. d, de la ley N° 6497, establece la Contribución para Compensación de Costos Eléctricos a efectos de que “ usuarios de características similares de consumo, abonen por el suministro de energía tarifas homogéneas, independientemente de su ubicación geográfica y forma de prestación

A continuación se desarrolla el mecanismo destinado a compensar las diferencias entre los costos propios de distribución de los distintos Concesionarios, con respecto a los valores que se aplican en las tarifas a usuarios finales.

- A. Para cada Concesionario de Distribución de energía eléctrica, se aprueba un cuadro regulado que reconoce los costos propios eficientes de prestación del servicio de distribución eléctrica y que tiene vigencia durante todo el período tarifario. Éste se denomina Cuadro Propio de Valor Agregado de Distribución (CPVAD).
- B. Adicionalmente se aprueba un Cuadro de Valor Agregado de Distribución de Referencia (CRVAD), el cual se aplica para establecer el cuadro tarifario a usuario final.
- C. Mientras existan Cooperativas Eléctricas que no dispongan de un Cuadro de VAD Propio expresamente determinado para ellas (Anexo I del presente procedimiento), les será de aplicación el Cuadro de VAD Propio que establezca el EPRE. En la medida que cada Cooperativa disponga de un Cuadro de VAD Propio aprobado, la misma será incorporada al sistema de compensaciones con el nuevo cuadro.
- D. Tanto los cuadros propios de VAD, como el cuadro de VAD de referencia serán actualizados a través del procedimiento que se establece en el presente.
- E. Cuando la diferencia por aplicación del cuadro de VAD propio, sobre el mercado de un Concesionario, respecto de la aplicación del cuadro de VAD de referencia sobre el mismo mercado, sea positiva, dicha diferencia será compensada a través del Mecanismo de Compensación Eléctrica.
- F. Cuando la diferencia por aplicación del cuadro de VAD propio, sobre el mercado de un Concesionario, respecto de la aplicación del cuadro de VAD de referencia sobre el mismo mercado, sea negativa, dicha diferencia deberá ser depositada, por el Concesionario en el Mecanismo de Compensación Eléctrica, dentro de los quince (15) días hábiles de finalizado el mes que se declara.

- G. En forma mensual el EPRE emitirá las disposiciones aprobatorias de los montos a percibir o depositar por cada Concesionario, en el Mecanismo de Compensación Eléctrica, en función de las Declaraciones Juradas que deberá presentar mensualmente cada distribuidor. Esta aprobación resulta independiente de la responsabilidad del Concesionario, en caso de corresponder, del depósito en tiempo y forma, en el Mecanismo de Compensaciones Eléctricas de los montos que en cada caso se hayan calculado, los que podrán ajustarse luego de que sean verificados.
- H. En caso de la falta de cancelación en tiempo y forma, por parte de un Concesionario, de los cargos establecidos en el presente procedimiento, se aplicará a partir de su vencimiento y hasta su efectivo depósito, la tasa de interés del Banco de la Nación Argentina para saldos en descubierto. Asimismo, y en función del incumplimiento, serán de aplicación, las sanciones dispuestas en la Normativa vigente debiendo las mismas ser ingresada por la Concesionaria a la Cuenta de Acumulación.

ANEXO I - GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN Y COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN DE CADA DISTRIBUIDOR

			<i>Cooperativas Eléctricas</i>										
			EDEMSA	EDESTESA	GODOY CRUZ	ALTO VERDE	P. RIVADAVIA	S. R. TUNUYÁN	COSPAC	M. COMAN	CECSAGAL	MEDRANO	STA. ROSA
<i>Tipo</i>	<i>Cargo</i>	<i>Unidad</i>											
Gastos de Comercialización	GCR1	\$/mes	3,2194683721										
	GCR2	\$/mes	4,7137706368										
	GCR3	\$/mes	6,3142598797										
	GCG	\$/mes	6,6434058136										
	GCAP	\$/mes	46,2114618771										
	GC2BT	\$/mes	11,2245504869										
	GC2BTES	\$/mes	8,4249813162										
	GC2MTBT	\$/mes	14,9554649154										
	GC2MT	\$/mes	145,8995095460										
	GC2ATMT	\$/mes	165,8996031197										
	GC2AT	\$/mes	465,8995724524										
	GCRABT	\$/mes	23,1045563380										
	GCRAMT	\$/mes	205,9277420926										

			<i>Cooperativas Eléctricas</i>										
			EDEMSA	EDESTESA	GODOY CRUZ	ALTO VERDE	P. RIVADAVIA	S. R. TUNUYÁN	COSPAC	M. COMAN	CECSAGAL	MEDRANO	STA. ROSA
<i>Tipo</i>	<i>Cargo</i>	<i>Unidad</i>											
Costos Propios de Distribución	CDFR1	\$/Kw	5,1683697689										
	CDFR2	\$/Kw	5,9097919640										
	CDFR3	\$/Kw	9,2832884922										
	CDFG	\$/Kw	10,8785746335										
	CDFAP	\$/Kw	26,9125477455										
	CDF2BT	\$/Kw	16,6408405403										
	CDF2BTES	\$/Kw	24,3517791383										
	CDF2MTBT	\$/Kw	12,6149260987										
	CDF2MT	\$/Kw	11,5230952791										
	CDF2ATMT	\$/Kw	7,4687676791										
	CDF2AT	\$/Kw	4,6056657016										
	CDFRiegoBT	\$/Kw	7,5578412911										
	CDFRiegoMT	\$/Kw	4,5744751275										

			Cooperativas Eléctricas										
			EDEMSA	EDESTESA	GODOY CRUZ	ALTO VERDE	P. RIVADAVIA	S. R. TUNUYÁN	COSPAC	M. COMAN	CECSAGAL	MEDRANO	STA. ROSA
Tipo	Cargo	Unidad											
Factores de Ajuste y Conversión	KPR1P	--	0,5211839066										
	KPR1	--	0,3397736179										
	KRVR1P	--	0,0269115526										
	KRVR1C	--	0,0093144150										
	KPR2P	--	1,2732562097										
	KPR2	--	0,3067076121										
	KRVR2P	--	0,0190948736										
	KRVR2C	--	0,0102538071										
	KPR3P	--	5,1472694355										
	KPR3	--	0,8350629097										
	KRVR3P	--	0,0046426820										
	KRVR3C	--	0,0045366379										
	KPGP	--	0,2428669154										
	KPG	--	0,5430685164										
	KRVGP	--	0,0068965517										
	KRVGC	--	0,0070594724										
	KRVAP	--	0,0006114163										
	KUTES	--	0,2755974160										
	KUTESC	--	0,1283162218										
	KRV2ESP	--	0,0094538813										
	KRV2ESC	--	0,0028459959										
	KUTRA	--	0,3885714286										
	KRVCRABT	--	0,0050976712										
	KRVPRABTa	--	0,0022553918										
	KRVPRABTb	--	0,0004510784										
	KRVCRAMT	--	0,0047839352										
	KRVPRAMTa	--	0,0011169368										
	KRVPRAMTb	--	0,0003723123										
	KEpR1	--	0,2957739125										
	KErR1	--	0,4695623782										
	KEvR1	--	0,2346637100										
	KEpR2	--	0,2821636226										
	KErR2	--	0,4842969903										
	KEvR2	--	0,2335393900										
	KEpR3	--	0,2686945484										
	KErR3	--	0,4900000000										
	KEvR3	--	0,2413054500										
	KEpG	--	0,2799669130										
	KErG	--	0,5161921082										
	KEvG	--	0,2038409800										
KEpAP	--	0,2400000000											
KErAP	--	0,2300000000											
KEvAP	--	0,5300000000											
KEpES	--	0,2321000000											
KErES	--	0,5771000000											
KEvES	--	0,1908000000											
KEPRAA	--	0,5555555556											
KERRAA	--	0,4444444444											
KERRAB	--	0,6000000000											
KEVRAB	--	0,4000000000											

			Cooperativas Eléctricas										
<i>Tipo</i>	<i>Cargo</i>	<i>Unidad</i>	EDEMSA	EDESTESA	GODOY CRUZ	ALTO VERDE	P. RIVADAVIA	S. R. TUNUYÁN	COSPAC	M. COMAN	CECSAGAL	MEDRANO	STA. ROSA
Factores de Ajuste y Conversión	FPPBT	--	1,0129708974										
	FPPMTBT	--	0,9840092823										
	FPPMT	--	0,9662971152										
	FPPATMT	--	0,9406305126										
	FPPAT	--	0,9264179166										
	FPPES	--	0,3552493052										
	FPPBTRA	--	0,1104822902										
	FPPMTRA	--	0,2215889640										
	FPPR1	--	0,1570656971										
	FPPR2	--	0,1684115140										
	FPPR3	--	0,3369842523										
	FPPG	--	0,3640739474										
	FPPAP	--	0,0026782853										
	FAPBTP	--	0,1315276688										
	FAPMTBTP	--	0,0761516049										
	FAPMTP	--	0,0629189440										
	FAPATMTP	--	0,0406066900										
	FAPATP	--	0,0264029106										
	FACBTP	--	1,0129708974										
	FACMTBTP	--	0,9293421000										
FACMTP	--	0,9662971152											
FACATMTP	--	0,9406305126											
FACATP	--	0,9264179166											
FPEBT	--	1,1369783981											
FPEMTBT	--	1,0757326634											
FPEMT	--	1,0649753368											
FPEATMT	--	1,0392993645											
FPEAT	--	1,0246243929											