



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

cp4 = 2,05 kW-mes/bimestre
cep4 = 61 kWh/bimestre
cer4 = 227 kWh/bimestre
cev4 = 51 kWh/bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,18

Yr = 0,67

Yv = 0,15

KREB = 1.128

CDVR2 = 0.004 U\$S/kWh

CDMR = 4,11 U\$S/bimestre

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (tarifa 1-G)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G), descrita en el "Régimen Tarifario", se aplicarán 3 (tres) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

. hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)

67

149



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

- . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-62)
- . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-63)

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

B.2.1) Cargos fijos bimestrales

- . Tarifa 1-G1

$$CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1$$

donde:

CFG1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 1600 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

KMPG1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG1 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G1, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$KMPG1 = 1,02 \text{ kW-mes/bimestre}$$

107

110



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

$$CDFG1 = 4,53 \text{ U\$S/bimestre}$$

- Tarifa 1-G2

$$CFG2 = Ppot * KRPB * KMPG2 + CDFG2$$

donde:

CFG2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

KMPG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMPG2 = 7,48 * (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$$

$$cp5 = 1,17 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$cep5 = 90 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cer5 = 1570 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cev5 = 144 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cp6 = 8,55 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$cep6 = 199 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cer6 = 1480 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cev6 = 126 \text{ kWh/bimestre}$$

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CFG2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G2, expresado en U\\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

627

159



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDFG2 = 33,02 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

. Tarifa 1-63

$$CFG3 = Ppot * KRPB * KMPG3 + CDFG3$$

donde:

CFG3 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

KMPG3 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-63. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMPG3 = 20 * (KMPG2 * (Ppot * cp7 + Pep * cep7 + Per * cer7 + Pev * cev7) / 7,48 + CDMG2) / (Ppot * cp8 + Pep * cep8 + Per * cer8 + Pev * cev8)$$

$$cp7 = 8,55 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$cep7 = 496 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cer7 = 3700 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cev7 = 316 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cp8 = 22,86 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$cep8 = 632 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cer8 = 2933 \text{ kWh/bimestre}$$

$$cev8 = 948 \text{ kWh/bimestre}$$

$$KMPG2 = 7,48 * (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) /$$

LA

132



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

$$(Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$$

- cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre
- cep5 = 90 kWh/bimestre
- cer5 = 1570 kWh/bimestre
- cev5 = 144 kWh/bimestre
- cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre
- cep6 = 199 kWh/bimestre
- cer6 = 1480 kWh/bimestre
- cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG3 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

- KRPB = 1,143
- CDMG2 = 35,09 U\$S/bimestre
- CDMG1 = 16,70 U\$S/bimestre
- CDFG3 = 88,32 U\$S/bimestre

B.2.2) Cargos variables

. Tarifa 1-G1

607





*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



$$CVG1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1$$

donde:

CVG1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 1600 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : 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. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G1, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

107



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos



$$Yp = 0,05$$

$$Yr = 0,87$$

$$Yv = 0,08$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDVG1 = 0,061 \text{ U}\$/\text{kWh}$$

$$KMEG1 = 1,00$$

. Tarifa 1-G2

$$CVG2 = (Pep*Yp+Per*Yr+Pev*Yv) * KREB * KMEG2 + CDVG2$$

donde:

CVG2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : 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. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/kWh. Este valor se

47



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de la tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG2 = \frac{(Ppot*cp5 + Pep*cep5+Per*cer5+Pev*cev5 + CDMG1)}{(Ppot*cp6 + Pep*cep6+Per*cer6+Pev*cev6)}$$

cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre
cep5 = 90 kWh/bimestre
cer5 = 1570 kWh/bimestre
cev5 = 144 kWh/bimestre
cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre
cep6 = 199 kWh/bimestre
cer6 = 1480 kWh/bimestre
cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el limite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,11

Yr = 0,82

Yv = 0,07

KREB = 1,128

CDMG1 = 16,70 U\$S/bimestre

CDVG2 = 0.033 U\$S/kWh

. Tarifa 1-63

607



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos



$$CVG3 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG3 + CDVG3$$

donde:

CVG3 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : 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. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG3 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-63, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG3 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-63. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG3 = (KMEG2 * (Ppot * cp7 + Pep * cep7 + Per * cer7 + Pev * cev7) + CDMG2) / (Ppot * cp8 + Pep * cep8 + Per * cer8 + Pev * cev8)$$

cp7 = 8,55 kW-mes/bimestre
cep7 = 496 kWh/bimestre
cer7 = 3700 kWh/bimestre
cev7 = 316 kWh/bimestre
cp8 = 22,86 kW-mes/bimestre
cep8 = 632 kWh/bimestre
cer8 = 2933 kWh/bimestre

427



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

cev8 = 948 kWh/bimestre

$KMEG2 = \frac{(Ppot*cp5 + Pep*cep5 + Per*cer5 + Pev*cev5 + CDMG1)}{(Ppot*cp6 + Pep*cep6 + Per*cer6 + Pev*cev6)}$

cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre

cep5 = 90 kWh/bimestre

cer5 = 1570 kWh/bimestre

cev5 = 144 kWh/bimestre

cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre

cep6 = 199 kWh/bimestre

cer6 = 1480 kWh/bimestre

cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,14

Yr = 0,65

Yv = 0,21

KREB = 1,128

CDMG2 = 35,09 U\$S/bimestre

CDMG1 = 16,70 U\$S/bimestre

CDVG3 = 0.010 U\$S/kWh

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PUBLICO
(tarifa 1-AP)

107



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Alumbrado Público (1-AP), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará 1 (una) única tarifa.

La misma 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:

B.3.1) Cargo variable

$$CVA = Ppot * KRPB * KMA + (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDA$$

donde:

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

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

KMA : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

117

159



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

Yv : 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. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1.143

KMA = 0,0034 kW-mes/kWh

Yp = 0,33

Yr = 0,00

Yv = 0,67

KREB = 1.128

CDA = 0,020 U\$/kWh

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descrita en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y 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:

127

160



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$CFMD = Ppot * KRPB + CDFMD$$

donde:

CFMD : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

CDFMD : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$CDFMD = 4,90 \text{ U\$S/kW-mes}$$

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$CVMD = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDVMD$$

donde:

CVMD : cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

107





*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos.*

Per : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : 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, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : 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. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVMD : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2); con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDVMD = 0,020 \text{ U\$S/kWh}$$

B.5) GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSION (tarifa 3-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (3-BT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad

67

162



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

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 DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

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

B.5.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGB = Ppot * KRPB + CDFPGB$$

donde:

CFPGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/KW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

CDFPGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/KW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$CDFPGB = 5,30 \text{ U}\$/\text{KW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.5.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

67

163



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

$$CFFGB = CDFFGB$$

donde:

CFFGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

CDFFGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGB = 4,81 \text{ U\$S/kW(f/punta)-mes}$$

B.5.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$CVPGB = Pep * KREB$$

donde:

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

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREB = 1,128$$

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

207

164



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

$$CVVGB = Pev * KREB$$

donde:

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

Pev : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREB = 1,128$$

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

$$CVRGB = Per * KREB$$

donde:

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

Per : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREB = 1,128$$

67

165



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

B.6) GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSION (tarifa 3-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (3-MT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) 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 DNDC, 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 capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGM = Ppot * KRPM + CDFPGM$$

donde:

CFPGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

CDFPGM : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

67

166



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

Ppót : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPM = 1,079$$

$$CDFPGM = 2,34 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$CFFGM = CDFFGM$$

donde:

CFFGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGM : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGM = 2,66 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{f/punta})\text{-mes}$$

B.6.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

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

donde:

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

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

107

167



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

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

$CVVGM = Pev * KREM$

donde:

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

Pev : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

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

$CVRGM = Per * KREM$

donde:

627

168



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

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

Per : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREM = 1,072

B.7) GRANDES DEMANDAS EN ALTA TENSION (tarifa 3-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (3-AT), descrita en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, 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 capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA$$

donde:

CFPGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

107

169



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

Ppot : Precio de la potencia adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

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

CDFPGA : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

KRPA = 1,03

CDFPGA = 0,46 U\$S/kW(punta)-mes

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

CFFGA = CDFFGA

donde:

CFFGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

CDFFGA : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

CDFFGA = 0,40 U\$S/kW(f/punta)-mes

B.7.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

607

170



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

$$CVPGA = Pep * KREA$$

donde:

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

Pep : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREA = 1,028$$

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

$$CVVGA = Pev * KREA$$

donde:

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

Pev : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

107

171



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

KREA = 1,028

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

$CVRGA = Per * KREA$

donde:

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

Per : precio de la energía adquirida por la DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

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

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

C) FACTORES DE APLICACION

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), y de la Tarifa Grandes Demandas (T.3-BT, T.3-MT y T.3-AT), calculados de acuerdo a las expresiones que se indican en B.1), B.5), B.6) y B.7) del presente documento, se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

.. Tarifa 1-R1

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta

67

172



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

finalizar el mes número 14 (catorce), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes número 15 (quince) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 20 (veinte), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 21 (veintiuno) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

. Tarifas 3-BT, 3-MT y 3 AT

KAPL = 0,90 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

D) RECALCULO Y ACTUALIZACION DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCION, COSTOS DE CONEXION Y SERVICIO DE REHABILITACION

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se recalcularán una vez por cada periodo anual y tendrán vigencia en los 12 (doce) meses siguientes al recálculo o actualización. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes número 13 (trece) inmediatamente posterior a la entrada en vigencia de este Procedimiento. Se utilizará la siguiente expresión:

$$CD_{i,j,n} = (PMn / PMo) * CD_{i,j,o}$$

donde:

$CD_{i,j,n}$: costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el periodo n (periodo de 12 (doce) meses).

PMn : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes inmediato anterior al mes inicial del periodo n (periodo de 12 (doce) meses).

67

173



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

PMo : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes inmediato anterior al mes en que se inicie la vigencia de este Procedimiento.

$CD_{i,j,0}$: costo de distribución inicial del parámetro tarifario i , de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

27

170



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

SUBANEXO 3

CUADRO TARIFARIO INICIAL

Este Cuadro Tarifario Inicial será aplicado por la DISTRIBUIDORA y tendrá plena vigencia desde la fecha de TOMA DE POSESION; con posterioridad se aplicará el PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO, Subanexo 2, para recalcular los valores del Cuadro Tarifario Inicial, cada vez que corresponda. La primera oportunidad coincidirá con la revisión trimestral del precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

CUADRO TARIFARIO INICIAL
A APLICAR POR EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1-R. Uso Residencial		
T.1-R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kWh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	2,54
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,061
T.1-R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kWh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	13,04
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,056
T 1-G Uso General		
T.1-G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kWh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	6,35
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,108

67

175



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

T.1-G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kWh e inferior o igual a 4000 kWh.

Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim.	47,14
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,083

T.1-G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kWh.

Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	127,91
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,063

T 1-A.P. Alumbrado Público

Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,078
-----------------------------	--------	-------

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada:	\$/kW-mes	6,69
Cargo variable por Energía:	\$/kWh	0,067

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por capacidad de suministro contratada en horas de pico:

-En Baja Tensión	\$/kW-mes	6,38
-En Media Tensión	\$/kW-mes	3,62
-En Alta Tensión	\$/kW-mes	1,86

Por capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:

-En Baja Tensión	\$/kW-mes	4,33
-En Media Tensión	\$/kW-mes	2,39
-En Alta Tensión	\$/kW-mes	0,36

Por consumo de energía:

62

176



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

-En Baja Tensión:

Periodo horas restantes	\$/kWh	0,043
Periodo horas de valle nocturno	\$/kWh	0,042
Periodo horas de punta	\$/kWh	0,043

-En Media Tensión:

Periodo horas restantes	\$/kWh	0,041
Periodo horas de valle nocturno	\$/kWh	0,040
Periodo horas de punta	\$/kWh	0,041

-En Alta Tensión:

Periodo horas restantes	\$/kWh	0,039
Periodo horas de valle nocturno	\$/kWh	0,039
Periodo horas de punta	\$/kWh	0,039

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0.62 por la energía reactiva en exceso del 62% de la energía activa % 1,50

Por entrega en corriente continua

Recargo por entrega en corriente continua, % 22,50

SERVICIO DE REHABILITACION

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa Nº 1 Uso Residencial	\$ 4,60
Tarifa Nº 1 Uso General y A.P.	\$ 27,80
Tarifa Nº 2 y 3	\$ 73,60

CONEXIONES DOMICILIARIAS

a) Conexiones comunes por usuario:

-Aéreas monofásicas	\$ 56,00
-Subterráneas monofásicas	\$ 174,00

107

177



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

-Aéreas trifásicas	\$ 106,00
-Subterráneas trifásicas	\$ 266,00

b) Conexiones especiales por usuario:

-Aéreas monofásicas	\$ 147,00
-Subterráneas monofásicas	\$ 473,00
-Aéreas trifásicas	\$ 259,00
-Subterráneas trifásicas	\$ 489,00

607

178



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

SUBANEXO 4

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES

1. INTRODUCCION

Será responsabilidad de la DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.

El no cumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de multas, cuyos montos estarán basados en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

- a) Calidad del producto técnico suministrado.
- b) Calidad del servicio técnico prestado.
- c) Calidad del servicio comercial.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros preestablecidos se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:

67



189



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

. En los primeros 6 (seis) meses desde la TOMA DE POSESION por parte de la DISTRIBUIDORA (etapa preliminar), el ENTE y la DISTRIBUIDORA revisarán y completarán la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 24 (veinticuatro) meses.

. Los siguientes 24 (veinticuatro) meses constituyen la denominada etapa 1, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. El incumplimiento de los mismos darán lugar a la aplicación de las sanciones que se describe en el punto 2.1) y 3.1) del presente.

. A partir del mes número 31 (treinta y uno), desde LA TOMA DE POSESION, se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores la DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos). La metodología para el cálculo de estas sanciones se describe en los puntos 2.2) y 3.2) del presente.

Los mecanismos que se utilizarán para el relevamiento de los indicadores de calidad y que permitirán al ENTE controlar el cumplimiento de las condiciones pactadas son:

. Desarrollo de campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión.

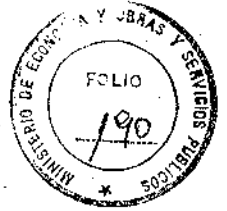
. Organización de bases de datos con información de contingencias, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

107

120



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, la DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por el ENTE y la DISTRIBUIDORA durante la etapa 1, teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares, con el objeto de obtener su aprobación por parte del ENTE; teniendo vigencia a partir del periodo definido como Etapa 2.

La DISTRIBUIDORA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- . Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
- . Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.
- . Impulsar, conjuntamente con el ENTE, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compras propias y de los usuarios.

En este contexto, la DISTRIBUIDORA podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del ENTE.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre la DISTRIBUIDORA y el ENTE.

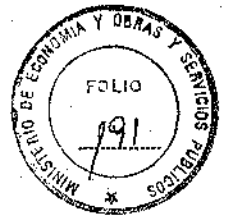
Estos valores se medirán de acuerdo a la metodología y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

El incumplimiento de los valores fijados no será objeto de penalizaciones durante la etapa 2 cuando la DISTRIBUIDORA demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios; no obstante deberá actuar sobre los mismos.

A partir del sexto año de la transferencia del servicio, la DISTRIBUIDORA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo

61

181



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementados controles que permitan al ENTE su verificación.

2.1 NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 1

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-7,0%	+7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0%	+10,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-7,0%	+7,0%
Rural	-13,0%	+13,0%

Son obligaciones de la DISTRIBUIDORA en esta etapa:

- . Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, de todas las subestaciones de distribución.
- . Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación, durante un período no inferior a 7 días corridos.
- . Registrar el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Si de cualquiera de los documentos surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición (mínimo 1 semana), la DISTRIBUIDORA quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará la DISTRIBUIDORA a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores indicados en la tabla adjunta.

Los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (subestaciones, cámaras, plataformas o puntos de suministro).

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

107

182



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

Las sanciones se calcularán valorizando la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos con los valores indicados en la tabla adjunta.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

A continuación se indica la tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 1:

MT, BT (alim. subterr.) y AT

entre - (+) 7,0%	y - (+) 8,0%	:	0,005 U\$S/kWh
entre - (+) 8,0%	y - (+) 9,0%	:	0,010 U\$S/kWh
entre - (+) 9,0%	y - (+) 10,0%	:	0,015 U\$S/kWh
entre - (+) 10,0%	y - (+) 11,0%	:	0,020 U\$S/kWh
entre - (+) 11,0%	y - (+) 12,0%	:	0,025 U\$S/kWh
entre - (+) 12,0%	y - (+) 13,0%	:	0,030 U\$S/kWh
entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,040 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	0,050 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	0,200 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	0,600 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	1,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

entre - (+) 10,0%	y - (+) 11,0%	:	0,008 U\$S/kWh
entre - (+) 11,0%	y - (+) 12,0%	:	0,015 U\$S/kWh
entre - (+) 12,0%	y - (+) 13,0%	:	0,022 U\$S/kWh
entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,030 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	0,043 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	0,050 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	0,500 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	1,000 U\$S/kWh

Rural

entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,015 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	0,033 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	0,050 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	0,500 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	1,000 U\$S/kWh

62

183



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

2.2 NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-5,0%	+5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0%	+8,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-5,0%	+5,0%
Rural	-10,0%	+10,0%

Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Serán implementadas por la DISTRIBUIDORA, la que además procesará la información adquirida, con las directivas y la supervisión del ENTE.

Se considerará que la DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Las sanciones se aplicarán en la forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT, BT (alim. subterr.) y AT

entre	- (+)	5,0%	y	- (+)	6,0%	:	0,013	U\$S/kWh
entre	- (+)	6,0%	y	- (+)	7,0%	:	0,026	U\$S/kWh
entre	- (+)	7,0%	y	- (+)	8,0%	:	0,039	U\$S/kWh
entre	- (+)	8,0%	y	- (+)	9,0%	:	0,052	U\$S/kWh
entre	- (+)	9,0%	y	- (+)	10,0%	:	0,070	U\$S/kWh
entre	- (+)	10,0%	y	- (+)	11,0%	:	0,086	U\$S/kWh
entre	- (+)	11,0%	y	- (+)	12,0%	:	0,100	U\$S/kWh
entre	- (+)	12,0%	y	- (+)	13,0%	:	0,300	U\$S/kWh

62

184



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,700 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	1,100 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	1,400 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	1,800 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	2,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

entre - (+) 8,0%	y - (+) 9,0%	:	0,015 U\$S/kWh
entre - (+) 9,0%	y - (+) 10,0%	:	0,030 U\$S/kWh
entre - (+) 10,0%	y - (+) 11,0%	:	0,050 U\$S/kWh
entre - (+) 11,0%	y - (+) 12,0%	:	0,085 U\$S/kWh
entre - (+) 12,0%	y - (+) 13,0%	:	0,100 U\$S/kWh
entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,300 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	0,700 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	1,200 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	1,600 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	2,000 U\$S/kWh

Rural

entre - (+) 10,0%	y - (+) 11,0%	:	0,025 U\$S/kWh
entre - (+) 11,0%	y - (+) 12,0%	:	0,050 U\$S/kWh
entre - (+) 12,0%	y - (+) 13,0%	:	0,075 U\$S/kWh
entre - (+) 13,0%	y - (+) 14,0%	:	0,100 U\$S/kWh
entre - (+) 14,0%	y - (+) 15,0%	:	0,300 U\$S/kWh
entre - (+) 15,0%	y - (+) 16,0%	:	0,700 U\$S/kWh
entre - (+) 16,0%	y - (+) 18,0%	:	1,400 U\$S/kWh
más de - (+) 18,0%		:	2,000 U\$S/kWh

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un periodo determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descriptas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

67



135



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

El control se realizará en dos etapas:

. La etapa 1 regirá entre el mes 7 (siete) y el mes 30 (treinta), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El período mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

. La etapa 2 regirá a partir del mes 31 (treinta y uno), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), la DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como contingencia a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como primera reposición a la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite reestablecer el servicio, aunque sea parcialmente.

Se define como última reposición a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

3.1 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 1

607

126



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

En la denominada etapa 1 (entre los meses 7 (siete) y 30 (treinta), contados desde la transferencia del servicio), se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT; todo suceso que afecte a estas instalaciones se tomará en cuenta para la elaboración de los índices.

La DISTRIBUIDORA hará presentaciones semestrales al ENTE con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior. El ENTE podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices.

Los indicadores que se calcularán son:

- . Índices de interrupción por transformador.
- . Índices de interrupción por kVA nominal instalado.
- . Índices de interrupción adicionales.

En este punto se fijan valores tope para los primeros dos tipos de indicadores; el no cumplimiento de alguno de estos valores dará lugar a la aplicación de sanciones. Si se exceden en los indicadores que representan el mismo aspecto del servicio técnico (frecuencia de interrupciones (FMI) o duración de las interrupciones (TTI)), se calculará el monto con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los usuarios. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediatamente posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada calculada de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), valorizada a 1.00 U\$S/kWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre inmediatamente posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

A continuación se describen los indicadores, la metodología de cálculo y los valores admitidos.

44



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos



3.1.1. INDICES DE INTERRUPCION POR TRANSFORMADOR

Los indices a calcular son los siguientes:

- a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un periodo determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).
- b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un periodo determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) FMIT = \frac{\sum_i Qfs_i}{Qinst}$$

donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando en el semestre que se está controlando.

Qfs_i : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las contingencias i .

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

$$b) TTIT = \frac{\sum_i Qfs_i * Tfs_i}{Qinst}$$

donde:

Tfs_i : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Qfs_i , durante cada una de las contingencias i .

Los valores tope admitidos para estos indices, por semestre, son los siguientes:

a) $FMIT < = 3$

b) $TTIT < = 12$ horas

107



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{FMITregistrado}-3) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{registrado} * 721.600$$

. Si se excede TIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{TTITregistrado}-12) * 721.600$$

3.1.2. INDICES DE INTERRUPCION POR KVA NOMINAL INSTALADO

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIK - Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (en un periodo determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIK - Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (en un periodo determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\text{a) FMIK} = \text{SUM}_i \text{ KVAfs}_i / \text{KVAinst}$$

donde:

SUM_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAfs_i : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

KVAinst : cantidad de kVA nominales instalados.

$$\text{b) TTIK} = \text{SUM}_i \text{ KVAfs}_i * \text{Tfs}_i / \text{KVAinst}$$

donde:

SUM_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

67



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos



Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, por semestre, son los siguientes:

- a) FMIK $\leq 1,9$
- b) TTIK ≤ 7 horas

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$ENS(kWh) = (FMIK_{registrado} - 1,9) * (TTIK / FMIK)_{registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$ENS(kWh) = (TTIK_{registrado} - 7) * 740.000$$

3.1.3. INDICES DE INTERRUPCION ADICIONALES

Complementariamente a los indicadores descriptos en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), la DISTRIBUIDORA deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican, e informar al ENTE sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se calcularán los siguientes índices :

a) TPRT - Tiempo medio de primera reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores repuestos al servicio luego de la interrupción del servicio en la primera maniobra de reposición; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TPRT = \frac{\sum_i QVsp_i * Tfsp_i}{\sum_i QVsp_i}$$

donde:

SUM_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

107



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*

$Qvsp_i$: cantidad de transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i .

$Tfsp_i$: Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i .

b) TPRK - Tiempo medio de primera reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales vueltos al servicio en la primera maniobra de reposición del servicio, luego de la contingencia; se utiliza la siguiente expresión:

$$TPRK = \text{SUM}_i \text{KVA}vsp_i * Tfsp_i / \sum_i \text{KVA}vsp_i$$

donde:

SUM_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

$\text{KVA}vsp_i$: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i .

$Tfsp_i$: Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i .

c) TURT - Tiempo medio de última reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \text{SUM}_i Qvsu_i * Tfsu_i / \text{SUM}_i Qvsu_i$$

donde:

SUM_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

$Qvsu_i$: cantidad de transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i .

$Tfsu_i$: Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a

67



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i .

d) TURK - Tiempo medio de última reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \frac{\sum_i kVA_{vsu_i} * T_{fsu_i}}{\sum_i kVA_{vsu_i}}$$

donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVA_{vsu_i} : cantidad de kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i .

T_{fsu_i} : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i .

e) ENI - Energía nominal indisponible.

Es una estimación de la capacidad de suministro indisponible durante una interrupción, en términos de energía, y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENI = \sum_i kVA_{fs_i} * T_{fs_i}$$

donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVA_{fs_i} : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i .

T_{fs_i} : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVA_{fs_i} , durante cada una de las contingencias i .

107



Ministerio de Economía
 y Obras y Servicios Públicos

3.2 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 2

Al iniciar la denominada etapa 2 (a partir del mes 31 (treinta y uno) posterior a la efectiva transferencia del servicio, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada usuario.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones :

Usuarios en A1 : 3 interrupciones/semestre
 Usuarios en MT : 4 interrupciones/semestre
 Usuarios en BT
 (pequeñas y medianas demandas) : 6 interrupciones/semestre
 (grandes demandas) : 6 interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de interrupción :

Usuarios en AT : 2 horas/interrupción
 Usuarios en MT : 3 horas/interrupción
 Usuarios en BT
 (pequeñas y medianas demandas) : 10 horas/interrupción
 (grandes demandas) : 6 horas/interrupción

No se computarán las interrupciones menores a 3 minutos.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, y que surge de multiplicar la frecuencia de interrupción máxima permitida por el tiempo de interrupción máximo de cada una de ellas, recibirá de parte de la DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

• Tarifa 1-R	:	1.40 U\$S/kWh
• Tarifas 1-G y 1-AP	:	1.40 U\$S/kWh
• Tarifas 2 y 3-BT	:	2.27 U\$S/kWh
• Tarifas 3-MT y 3-AT	:	2.71 U\$S/kWh

67

1371
 EOP 10%



*Ministerio de Economía
 y Obras y Servicios Públicos*

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma :

$$ENS(kWh) = \sum_i (EA/8760 * K_i)$$

donde:

SUMi : sumatoria en las i horas en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA : total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

Tarifa -->	1-R	1-G	1-AP	2	3-BT	3-NT	3-AT
Hora							
0	0,85	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
1	0,66	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
2	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
3	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
4	0,50	0,52	2,40	0,82	0,82	0,67	0,67
5	0,50	0,81	2,40	0,82	0,82	0,81	0,81
6	0,59	0,97	0,00	0,82	0,82	0,89	0,89
7	0,71	1,16	0,00	1,02	1,02	1,09	1,09
8	1,01	1,37	0,00	1,14	1,14	1,25	1,25
9	1,27	1,46	0,00	1,14	1,14	1,30	1,30
10	1,30	1,53	0,00	1,11	1,11	1,32	1,32
11	1,18	1,50	0,00	1,11	1,11	1,30	1,30
12	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
13	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
14	1,05	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
15	1,05	1,33	0,00	1,34	1,34	1,33	1,33
16	1,05	1,34	0,00	1,34	1,34	1,34	1,34
17	1,11	1,12	0,00	1,17	1,17	1,15	1,15
18	1,23	1,03	0,00	0,73	0,73	0,88	0,88
19	1,69	0,96	2,40	0,87	0,87	0,92	0,92
20	1,93	0,79	2,40	0,87	0,87	0,83	0,83
21	1,23	0,79	2,40	0,82	0,82	0,80	0,80

47



Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos

22	0,99	0,70	2,40	0,82	0,82	0,76	0,76
23	0,78	0,63	2,40	0,82	0,82	0,73	0,73

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos.

Se desarrollarán dos: Una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red.

La base de datos de contingencias se conformará con la información de los equipos afectados, inicio y fin de la mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro a la mayor cantidad posible de usuarios afectados (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

La base de datos sobre el esquema de alimentación de cada usuario contendrá los equipos e instalaciones que le abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

- .. alimentador BT
- .. centro MT/BT
- .. alimentador MT
- .. transformador AT/MT
- .. subestación AT/MT
- .. red AT

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y deben permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios a los efectos de la aplicación de las penalidades señaladas en el punto 3.2) del presente.

El ENTE deberá aprobar los criterios de diseño y la implementación de las mismas, y podrá auditar las tareas de relevamiento de información básica y de procesamiento, en cualquiera de sus etapas.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

La DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria.

207



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

Los distintos aspectos de la misma se controlarán por medio de los indicadores que se detallan en los puntos 4.1), 4.2), 4.3) y 4.4) del presente documento, de tal forma de orientar sus esfuerzos hacia:

- . el conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada,
- . evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos,
- . satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios y
- . emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales.

Si la DISTRIBUIDORA no cumpliera con las pautas aquí establecidas, se hará pasible a las sanciones descritas en el punto 5) de este documento.

4.1 CONEXIONES

Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, la DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . de 1 a 50 kW 15 (quince) días hábiles,
- . mas de 50 kW plazo a convenir con el usuario; este plazo no podrá superar los 30 (treinta) días hábiles..
- . recolocación de medidores 3 (tres) días hábiles.

Etapa 2:

- . de 1 a 50 kW 5 (cinco) días hábiles,
- . mas de 50 kW plazo a convenir con el usuario; este plazo no podrá superar los 15 (quince) días hábiles..
- . recolocación de medidores 1 (uno) día hábil.

b) Con modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . hasta 50 kW 30 (treinta) días hábiles para conexión aérea.
- . hasta 50 kW 45 (cuarenta y cinco) días hábiles para conexión subterránea.

607



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos



. mas de 50 kW plazo de hasta 90 dias, a convenir con el usuario.

Etapa 2:

. hasta 50 kW 15 (quince) dias hábiles para conexión aérea.
. hasta 50 kW 30 (treinta) dias hábiles para conexión subterránea.
. mas de 50 kW plazo de hasta 60 dias, a convenir con el usuario.

4.2 FACTURACION ESTIMADA

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no podrán emitirse mas de 3 (tres) facturaciones sucesivas estimadas, durante 1 (un) año calendario; asimismo no podrán efectuarse mas de 4 (cuatro) estimaciones en igual periodo.

El numero de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoria.

4.3 RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACION

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del usuario, la DISTRIBUIDORA deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 (quince) dias hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

4.4 SUSPENSION DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

La DISTRIBUIDORA deberá comunicar fehacientemente al usuario antes de efectuar el corte del suministro de energia eléctrica motivado por la falta de pago en termino de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran la DISTRIBUIDORA deberá reestablecer la

67



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

prestación del servicio público dentro de las 24 (veinticuatro) horas de haberse efectivizado el pago.

La DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

4.5 QUEJAS

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, la DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un "libro de quejas", foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por la DISTRIBUIDORA al ENTE con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades que se indiquen en el reglamento de suministro.

5. SANCIONES

5.1. INTRODUCCION

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) dispondrá la aplicación de sanciones, complementarias a la ya mencionadas, cuando la DISTRIBUIDORA no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus anexos y la ley Nº 24065 (marco regulatorio de la generación, transporte y distribución de electricidad).

El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de la DISTRIBUIDORA hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Ante los casos de incumplimiento que la DISTRIBUIDORA considere por caso de fuerza mayor o caso fortuito, deberá realizar una presentación al ENTE solicitando que los mismos no sean motivo de sanciones.

Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

102



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



5.2. CARACTER DE LAS SANCIONES

Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de la DISTRIBUIDORA y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.

La DISTRIBUIDORA deberá abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el ENTE dispondrá que la DISTRIBUIDORA abone una multa al usuario, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.

El pago de la penalidad no relevará a la DISTRIBUIDORA de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el 20% (veinte por ciento) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará al ENTE, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión.

5.3. PROCEDIMIENTO DE APLICACION

Complementariamente a lo dispuesto por la ley 24.065, se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

Cuando el ENTE compruebe la falta de la DISTRIBUIDORA en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, y a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho a la DISTRIBUIDORA y emplazará en forma fehaciente para que en el término de 10 (diez) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si la DISTRIBUIDORA no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el ENTE aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si, dentro del plazo antedicho, la DISTRIBUIDORA formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime

67



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

conveniente, y el ENTE deberá expedirse definitivamente dentro de los 15 (quince) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, la DISTRIBUIDORA, luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, la DISTRIBUIDORA arbitrará los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones para lo cual el ENTE fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

5.4. VIGENCIA DE LAS SANCIONES

Todo lo indicado en el presente documento regirá a partir de los 6 (seis) primeros meses de la ENTRADA EN VIGENCIA y durante los primeros 5 (cinco) años de vigencia del Contrato de Concesión.

En los sucesivos quinquenios que abarcan el Contrato de Concesión, el ENTE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación.

Las modificaciones que se efectúen no deberán introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el presente.

5.5. SANCIONES Y PENALIZACIONES

5.5.1 CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a la DISTRIBUIDORA cuando esta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones).

Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al usuario, de acuerdo a lo descrito en el punto 2), 2.1) y 2.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la

67



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descrito en el punto 2) del presente documento, suponiendo que el 2% (dos por ciento) de la demanda anual se satisface con una variación de la tensión, respecto a los valores nominales, del 13% (trece por ciento) en redes subterráneas.

5.5.2 CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a la DISTRIBUIDORA cuando esta preste un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a la DISTRIBUIDORA) mas allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios, de acuerdo a lo descrito en el punto 3), 3.1) y 3.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descrito en el punto 3.2) del presente documento, suponiendo que todos los usuarios están sin suministro 50,4 (cincuenta coma cuatro) horas por año, sin superar la cantidad de interrupciones.

5.5.3 CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

5.5.3.1 Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos (punto 4.1) del presente documento), la DISTRIBUIDORA deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el régimen tarifario), dividido dos veces el plazo previsto (definido en el punto 4.1) del presente documento), por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

62



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



5.5.3.2 Facturación estimada

Para los casos en que el ENTE detecte mayor número de estimaciones que las previstas (punto 4.2) del presente documento), percibirá, de parte de la DISTRIBUIDORA, una multa equivalente al 30% (treinta por ciento) del monto de la facturación estimada, y derivará esta multa hacia los usuarios perjudicados.

5.5.3.3 Reclamos por errores de facturación

Por incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los usuarios por errores en la facturación, la DISTRIBUIDORA abonará a los usuarios damnificados una multa equivalente al 50% del monto de la facturación objeto del reclamo.

5.5.3.4 Suspensión del suministro de energía por falta de pago


Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, la DISTRIBUIDORA abonará al usuario una multa del 20% del monto equivalente al promedio mensual de los kWh facturados en los últimos doce (12) meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

6.1 TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

607

Cuando la DISTRIBUIDORA incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá reparar los mismos y dejarlos en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoquen la denuncia fundada por parte de vecinos o usuarios, la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que este destinará a subsanar el daño, vía pago a la





*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Públicos*



autoridad competente: todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en este Contrato de Concesión.

6.2 CONSTRUCCION, AMPLIACION U OPERACION DE INSTALACIONES

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley Nº 24.065, la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que este destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3 EN LA PRESTACION DEL SERVICIO

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

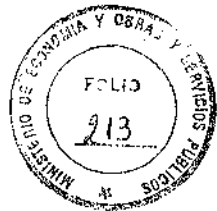
6.4 PELIGRO PARA LA SEGURIDAD PUBLICA

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

6.5 CONTAMINACION AMBIENTAL

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE

607



Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

6.6 ACCESO DE TERCEROS A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Por incumplimiento de lo establecido en los terminos de la Ley Nº 24.065, la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 100.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

6.7 PREPARACION Y ACCESO A LOS DOCUMENTOS Y LA INFORMACION

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la DISTRIBUIDORA en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el ENTE a efectos de realizar las auditorias a cargo del mismo, la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

6.8 COMPETENCIA DESLEAL Y ACCIONES MONOPOLICAS

Ante la realización de actos que implique competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, la DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la DISTRIBUIDORA.

207