

ANEXO 1 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

RÉGIMEN TARIFARIO

NORMAS DE APLICACIÓN DEL

CUADRO TARIFARIO

ANEXO 1

RÉGIMEN TARIFARIO - NORMAS DE APLICACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

Este Régimen será de aplicación para los clientes finales de energía eléctrica abastecidos por el servicio público prestado por EDET SA. A los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario se los clasifica en:

CLIENTES DE PEQUEÑA DEMANDA: Son aquellos cuya demanda máxima no sea Superior a 10 KW.

CLIENTES DE MEDIANA DEMANDA: Son aquellos cuya demanda máxima sea superior a 10 KW e inferior a 50 KW.

CLIENTES DE GRAN DEMANDA: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 50 KW inferior a 1000 KW.

CLIENTES DE MUY GRAN DEMANDA: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 1000 KW.

CAPÍTULO 1:

TARIFA N°1: (Pequeñas Demandas)

Inciso 1) La tarifa N°1 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los clientes de pequeñas demandas.

Inciso 2) Por la prestación del servicio eléctrico, el cliente pagará:

- a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía.
- b) Un cargo en función de la energía consumida.

Los valores correspondiente a los cargos señalados en a) y b), serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

Inciso 3) Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos phi) igual o superior a 0,92. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia. En el caso que el mismo fuese inferior a 0,92 está facultada a aumentar los cargos indicados en el inciso 2), según se indica a continuación:

Cos phi < 0,92 hasta 0,82:	10 %.
Cos phi < 0,82	20 %.

A tal efecto, la Empresa Prestadora podrá, a su opción efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,92 la Distribuidora notificará fehacientemente al cliente tal circunstancia.

En tal caso, la Distribuidora estará facultada a aumentar los cargos indicados en el inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada y notificada por el cliente en forma fehaciente.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,66 la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el diente adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 4) Las facturaciones a clientes incluidos en esta tarifa, se efectuarán con una periodicidad bimestral. Si la Distribuidora lo estima conveniente, podrá elevar a consideración de la DEP una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

Inciso 5) A los fines de la clasificación de los clientes comprendidos en esta tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA N° 1 - R: (Pequeñas Demandas Uso Residencial)

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, no incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen "trabajos a domicilio", siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 KW c/u y de 3 KW en conjunto.

c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el cliente.

TARIFA N° 1 - G (Pequeñas Demandas Uso General)

Se aplicarán a los clientes de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de la tarifa N°1 - R.

CAPÍTULO 2:

TARIFA N° 2 - (Medianas Demandas)

Inciso 1) La tarifa N°2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los clientes con Medianas Demandas.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico se convendrá con el cliente por escrito, la capacidad de suministro.

Aquellos clientes que al inicio de la vigencia del presente régimen se encuentren clasificados en otra categoría deberán denunciar a la brevedad tal situación o en su defecto la Distribuidora previa verificación y comunicación al cliente procederá a la reclasificación automática.

Se define como capacidad de suministro la potencia en KW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del inciso 4), rige por todo el tiempo en que la Distribuidora brinde su servicio al cliente y hasta tanto este último no comunique por escrito su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro determinada, el diente decide prescindir totalmente de la capacidad de suministro, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, deberá pagar el importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última capacidad de suministro que estuvo en vigor.

Inciso 3) El cliente no podrá utilizar ni la distribuidora estará obligada a suministrar potencia superiores a la convenida. Si el cliente necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el inciso 2), deberá solicitar a la Distribuidora un aumento de capacidad de suministro.

Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del cliente y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega el cliente pagará:

- a) Un cargo por cada KW de capacidad de suministro convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.
- b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 7).

Los valores correspondiente a los cargos señalados en a) y b), serán los que se establezcan en los respectivos cuadros tarifarios.

Inciso 5) En caso que el cliente tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, la Distribuidora facturará la potencia realmente registrada, mas un recargo del 50% del valor del cargo fijo por KW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si la Distribuidora considerase perjudiciales las transgresiones del diente a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Si la potencia máxima registrada en más del 30% del total del período de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 50 KW, tope máximo de demandará esta categoría la Distribuidora convendrá con el cliente las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Inciso 7) Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,92. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,92, esta facultada a aumentar los cargos indicados en el inciso 4), según se indica a continuación:

- $\cos \phi < \text{de } 0,92 \text{ hasta } 0,82$: 10 %
- $\cos \phi < \text{de } 0,82$: 20 %

A tal efecto, la Distribuidora podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,92, la Distribuidora notificará fehacientemente al cliente tal circunstancia.

En tal caso la Distribuidora estará facultada a aumentar los cargos indicados en el inciso 4) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada y notificada por el cliente en forma fehaciente.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,66, la Distribuidora previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el cliente adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 8) Las facturaciones a clientes incluidos en esta tarifa, se efectuarán con una periodicidad mensual. Si la Distribuidora lo estima conveniente, podrá elevar a consideración de la DEP una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

CAPÍTULO 3:

TARIFA N° 3 - (Alumbrado Público)

Inciso 1) La Tarifa N°3 se aplicará para el alumbrado público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá más para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Inciso 2) Las condiciones de suministro para esta tarifa son las que se definen a continuación;

La Distribuidora celebrará Convenios de suministros de energía eléctrica con los organismos o entidades a cargo del servicio de alumbrado público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad y las horas de funcionamiento de las mismas.

El Cliente pagará un cargo único por energía eléctrica consumida que se establece en el cuadro tarifario respectivo.

Inciso 3) El precio que se establezca para el acápite a) del inciso 2) regirá para instalaciones cuyo factor de potencia (cos phi) sea igual o superior a 0,92. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia y de aumentar, en el caso de que el mismo fuera inferior a 0,92, en un 10% el precio a facturar.

El recargo se aplicará a partir de los noventa días de la fecha en que la Distribuidora haya comunicado, a la entidad respectiva, que ha constatado en una instalación determinada, un factor de potencia menor de 0,92, siempre que dentro de tal plazo no se haya corregido dicho factor.

Inciso 4) Las facturaciones en esta tarifa, se efectuarán con una periodicidad mensual. Si la Distribuidora lo estima conveniente, podrá elevar a consideración de la DEP una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

CAPÍTULO 4:

TARIFA N° 4 - (Grandes Demandas)

Inciso 1) La tarifa N°4 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los clientes de Grandes Demandas.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el cliente por escrito la "capacidad en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta".

Se definen como "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta", las potencias en KW. promedio de 15 minutos consecutivos, que la Distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada punto de entrega en los horarios de "punta" y "fuera de punta" que se definen en el inciso 4).

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4) siguiente, durante un período no inferior a 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos mencionado, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que la Distribuidora dé su servicio al cliente y hasta tanto este último no comunique por escrito a la Distribuidora su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, ó bien de solicitar un incremento de la "Capacidad de Suministro".

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino una capacidad de suministro determinada, el cliente decide prescindir totalmente de la capacidad de suministro, solo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, deberá pagar el importe del cargo por capacidad de suministro que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última capacidad de suministro que estuvo en vigor.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos, en corriente alterna (en baja tensión o en media tensión), la "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta", se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

La Distribuidora no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a locales o establecimientos que cuenten con fuente propia de energía (o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad) o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

En este último caso, se aplicará una bonificación del 50% sobre el importe a facturar por la capacidad de suministro convenida y un recargo del 100 % del importe correspondiente a la energía consumida.

Inciso 3) El cliente no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar, en los horarios de "punta" y "fuera de punta" potencias superiores a las convenidas, con una tolerancia del 5%.

Si el cliente necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2). deberá solicitar a la Distribuidora con una anticipación prudencial, un aumento de "capacidad de suministro en punta" o de la "capacidad de suministro fuera de punta". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del cliente y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período no inferior a 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega conforme a este tarifa, el cliente pagará:

a) Un cargo por cada KW da "capacidad de suministro equivalente" en baja o media tensión, haya a no consumo de energía, que se fija en el cuadro tarifario respectivo

A los efectos tarifarios, se define la "capacidad de suministro equivalente" como:

Cuando la "capacidad de suministro fuera de punta" no supere la "capacidad de suministro en punta", la "capacidad de suministro equivalente" será igual a la "capacidad de suministro en punta".

Cuando la "capacidad de suministro fuera de punta" supere a la "capacidad de suministro en punta", la "capacidad de suministro equivalente" será igual a la "capacidad de suministro en punta" más un valor porcentual de la diferencia entre la "capacidad de suministro fuera de punta" y la "capacidad de suministro en punta" el cual se define en el cuadro tarifario respectivo.

Se entiende por suministro en.

Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta 1 KV inclusive.

Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 KV y menores de 66 KV.

b) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro y de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios de "punta", "valle" y "horas restantes", a los precios que se fijan en el cuadro tarifario respectivo.

A tal efecto se establecen los horarios tarifarios de :

"Horas de punta" :	de 18:00 a 23:00
"Horas de nocturno" :	de 23:00 a 05:00
"Horas restantes" :	de 05:00 a 18:00

Los que variarán según los que en cada período estacional determine CAMMESA para las entregas de potencia y energía a la Distribuidora.

Todos los horarios se refieren al uso de cuatro horas al oeste del meridiano de Greenwich.

La DEP podrá modificar los horarios de referencia cuando las particularidades del sistema de distribución así lo indiquen.

Inciso 5) En caso que el cliente tomará una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, la Distribuidora facturará, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, la potencia equivalente realmente operada más los recargos que a continuación se indican:

- 1 - En el primer período de facturación que se produzca dicho exceso, el 100% del exceso producido.
- 2 - En el segundo período de facturación, consecutivo o no el 150% del exceso producido.
- 3 - Las transgresiones posteriores, consecutivas o no, el 200% del exceso producido.

El cómputo de las transgresiones se efectuará cada vez que se inicie un nuevo ciclo de 12 meses consecutivos de la capacidad de suministro convenida.

A los efectos de la facturación de las transgresiones de la capacidad de suministro convenida, se considerará que el cliente incurre en "transgresión de potencia convenida", cuando opera, dentro del período de facturación, una potencia superior a la convenida para cualquiera de los horarios de "punta" y "fuera de punta" definidos en el Inciso 4), así sea una o más veces dentro del mismo período de facturación.

No obstante, si la Distribuidora considerase perjudicial (las transgresiones del cliente a las capacidades de suministro establecidas, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico, como así también al cliente el pago de los daños que éste le ocasione en sus instalaciones.

Inciso 6) Los suministros de energía estarán sujetos a recargos, bonificaciones y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

- a) Recargos: Cuando la energía reactiva inductiva consumida en un período de facturación supere el $42^{\circ}16$ ($Tg \phi > 0,42$) de la energía activa consumida en el mismo período, cada KVA_{rh} en exceso del $42^{\circ}16$ de la energía activa, se facturará al precio que se define en el Cuadro Tarifario respectivo.
- b) Penalidades: Cuando el cociente entre la energía reactiva inductiva y la energía activa sea superior a 1,14 (factor de potencia menor a 0,66), la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el diente adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.
- c) Bonificaciones: Cuando la energía reactiva inductiva consumida en un período de facturación sea, inferior al $32^{\circ}16$ de la energía activa consumida en el mismo período, cada KVA_{rh} en defecto del $32^{\circ}16$ de la energía activa, se bonificará al precio que se define en el cuadro tarifario respectivo.

Inciso 7) Las facturaciones a clientes incluidos en esta tarifa, se efectuarán con una periodicidad mensual. Si la Distribuidora lo estima conveniente, podrá elevar a consideración de la DEP una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

CAPÍTULO 5:

RÉGIMEN ESPECIAL

Inciso 1) Para aquellos suministros encuadrados en la tarifa N°4, en los cuales se verifique un alto factor de carga, se efectuará una bonificación sobre el total facturado.

El factor de carga se define como la relación entre la energía activa consumida y aquella que podría haber consumido de haber operado en forma continua durante todo el período de facturación a la potencia máxima registrada en el mismo.

Inciso 2) Bonificaciones por alto factor de utilización. Según lo especificado en el punto anterior, se fija la siguiente fórmula para el cálculo de las bonificaciones a aplicar sobre el total facturado a aquellos consumos encuadrados en la Tarifa N°4, con un factor de carga superior a siete/10(0,7).

- Bonificación = $(40 * F.C. - 28) \%$, donde F.C. = Factor de Carga de la Capacidad de Suministro, el que deberá tomarse con 4 (cuatro) decimales.

Inciso 3) La Distribuidora comprará los excedentes de energía que ofrezcan entregar al Sistema, los clientes encuadrados en la Tarifa N°4, de Media Tensión, a los precios que en cada caso se acuerden entre las partes.

CAPÍTULO 6:

RÉGIMEN ESTACIONAL

Inciso 1) Los suministros encuadrados en la tarifa N°2 y N°4 del presente régimen, podrán acogerse a los beneficios de estacionalidad en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

Inciso 2) Definición: Suministro estacional es el suministro cuyas demandas máximas autorizadas varían en períodos, dentro del año, previamente establecido, conforme a características particulares y permanentes a través del tiempo con referencia a la elaboración, procesos o manipuleos del producto por parte de la industria, comercio o actividad que se trate.

Inciso 3) Requisitos para el otorgamiento:

- a) Encuadrarse dentro de la definición de suministro estacional.
- b) Poseer un período de baja producción no inferior a 3 (tres) meses consecutivos en un año.
- c) Período estacional máximo: 6 (seis) meses consecutivos por año.
- d) En clasificación de la tarifa N°2 se aplicará únicamente a los suministros que sirvan a riego agrícola.

Inciso 4) Características:

- a) Potencia Estacional en el período de baja para la tarifa N°4 : se tomará a los efectos de la facturación del cargo por potencia la "potencia registrada". Cuando la potencia registrada sea inferior al 50% de la capacidad de suministro equivalente, se tomará el valor del 50% de la capacidad de suministro contratada.

b) Potencia Estacional en el período de baja para la tarifa N°2: Cuando la potencia registrada sea inferior al 50% de la capacidad de suministro contratada, se tomará a los efectos de la facturación del cargo por potencia en el período, el 50% del valor de la misma.

c) En los casos que la actividad estacional de máxima demanda de potencia del cliente, coincida con la máxima demanda de potencia del sistema de distribución, de la Distribuidora y se encuentren servidos desde sistemas aislados de generación no se aplicará el beneficio del régimen estacional.

CAPÍTULO 7:

CONVENIOS ESPECIALES - (Muy Grandes Demandas)

Inciso 1) Los convenios especiales se aplicarán para cualquier uso de la energía eléctrica a los clientes que se encuentren definidos en la categoría de "Muy Grandes Demandas".

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el cliente por escrito la "capacidad de suministro en punta y fuera de punta".

Se define como "capacidad de suministro " la potencia en KW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la Distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada punto de entrega.

Inciso 3) El cliente no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar, potencias superiores a las convenidas. Se admitirá una tolerancia del 5%.

Si el cliente necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a la Distribuidora con una anticipación prudencial, un aumento de "capacidad de suministro". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del cliente.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el cliente pagará un precio monómico por la energía consumida, expresado en pesos por Kilovatios hora (\$/KWh), con cinco decimales, que la Distribuidora a su exclusivo criterio establecerá según la curva de demanda característica del cliente.

Inciso 5) La facturación al cliente abarcará períodos mensuales calendarios con vencimiento de obligación de pago a los diez (10) días posteriores a la fecha de recepción de la factura por parte del cliente.

Inciso 6) En caso que el cliente tomará una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, la Distribuidora facturará, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, una penalización por cada KW de potencia en exceso, de aplicación en el MEM. y conforme al siguiente detalle:

$$\text{PRECIO DE LA POT. EXCEDENTE (\$/KW)} = \text{CENS} \times 18 \text{ HS} \times 0,25$$

Nota: CENS (costo de la energía no suministrada definida por la Secretaría de Energía de la Nación).

Inciso 7) Los suministros estarán sujetos a penalizaciones por bajo factor de potencia según se establece a continuación:

Se establece como obligación mantener el factor de potencia con valor superior al mínimo admitido, según el siguiente detalle: .

Cos phi = 1,00 o menor inductivo para horas de valle.

Cos phi = 0,92 inductivo o superior para horas de pico y resto.

La inobservancia de los valores definidos facultará a la Distribuidora a su solo juicio notifique la circunstancia y adopte simultáneamente las medidas conducentes para la corrección, pudiendo llegar a la suspensión del suministro eléctrico.

CAPÍTULO 8:

RÉGIMEN DE PEAJE

Inciso 1) Posibilita el acceso de terceros a la Capacidad de Transpone de la red da la Distribuidora mientras no esté comprometida para abastecer su demanda, en las condiciones pactadas con el agente autorizado, conforme a los términos de la Ley 6.608, normas vigentes - Resolución DEP N° 120/94 - y complementarias que dicte la DEP.

Inciso 2) Como retribución por el uso de instalaciones de la Distribuidora, el Agente abonará una tarifa en concepto de peaje que, como máximo, alcanzará los valores definidos en el cuadro tarifario vigente.

CAPÍTULO 9: BONIFICACIONES EN LA TARIFA N° 1 y N° 2

A) RÉGIMEN PARA JUBILADOS Y PENSIONADOS - TARIFA 1 - R

Inciso 1) Definición: Suministros que alimentan viviendas de jubilados y pensionados.

Inciso 2) Requisitos: a) Ser titular del suministro en el domicilio reconocido por los organismos previsionales. b) Estar comprendido en las normas del presente régimen correspondientes en la tarifa 1-R. C) Percibir un haber jubilatorio o de pensión que no supere el valor determinado en carácter de salario mínimo vital y móvil.

Inciso 3) Beneficios: Cuando el consumo de energía eléctrica no supera los 210 KWh bimestrales se aplicará un descuento del 50 % (cincuenta por ciento) sobre el cargo fijo y el cargo variable a los valores básicos de la tarifa 1-R del cuadro tarifario en vigencia.

Cuando el consumo de energía eléctrica supere los 210 KWh bimestrales y hasta los 430 KWh bimestrales, se aplicará el descuento previsto en el punto precedente por los primeros 210 KWh, sin practicar descuento alguno sobre el cargo fijo. El excedente de 210 KWh hasta 430 KWh bimestrales se facturará sin bonificación, aplicando los precios previstos para los distintos bloques del cuadro tarifario vigente, computándose a estos efectos la totalidad del consumo.

Cuando el consumo supere los 430 KWh bimestrales no corresponderá la aplicación de bonificación alguna.

B) RÉGIMEN PARA ENTIDADES DE BIEN PUBLICO SIN FINES DE LUCRO TARIFA N° 1 - G y N° 2

Inciso 1) Definición: Suministros que sirven a sedes de organizaciones donde se preste en forma gratuita acción social directa para la protección, asistencia social y sanatorial de niños, adolescentes, ancianos, discapacitados y otras personas en situación de carencia, dispensarios, sociedades de fomento, bibliotecas

públicas, bomberos, defensa civil, templos y sedes de congregaciones religiosas que prestan el tipo de asistencia citada. .

Inciso 2) Requisitos: a) La asociación debe ser cliente titular de la energía eléctrica. b) Presentar en la Distribuidora certificación o constancia de su carácter expedida por la autoridad competente de la Provincia de Tucumán.

Inciso 3) Beneficios: Se aplicará una bonificación del 50 % (cincuenta por ciento) de descuento sobre el valor del facturado por cargo fijo y cargo variable a los valores básicos de las tarifas N°1 - G y N°2 del cuadro tarifario vigente.

Inciso 4) La provincia de Tucumán habilitará dentro de su presupuesto una partida específica para compensar las diferencias resultantes por la aplicación de tarifas diferenciales a Jubilados y Pensionados y Entidades de Bien Público a quienes se les preste servicio con las bonificaciones previstas en el Régimen Tarifario. A tal fin, la Dirección de Energía de la Provincia (DEP) efectuará las gestiones necesarias tendientes a asegurar la previsión de tal partida presupuestaria por parte del gobierno provincial y/o nacional, a la vez que controlará la correcta aplicación de las tarifas bonificadas.

CAPÍTULO 10:

MORA, TASA DE REHABILITACIÓN DEL SERVICIO Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Producido el vencimiento de los facturados, la Distribuidora procederá para cada tipo de clientes según se establece seguidamente :

A) TARIFAS 1-R, 1-G y 2 : Se aplicará un RECARGO en concepto de sanción pecuniaria y gastos administrativos según la cronología que se detalla:

A partir del vencimiento y hasta cumplidos los lo días corridos desde que operó el mismo se aplicará un recargo del 1,5% (uno y medio por ciento) sobre el total facturado.

Por los siguientes lo días corridos posteriores se aplicará un 3 % (tres por ciento) sobre el total facturado.

Por los siguientes lo días corridos (es decir, una vez cumplidos los 20 días corridos posteriores al vencimiento) se aplicará un 5 °A (cinco por ciento) sobre el total facturado.

Adicionalmente, luego de cumplidos los 20 días corridos de la fecha de vencimiento, se procederá a emitir la Suspensión Extraordinaria del Servicio, por la. que el cliente deberá abonar la TASA DE REHABILITACIÓN DEL SERVICIO, se haya efectivizado o no la respectiva suspensión.

La Prestadora procederá a emitir la Baja del Suministro, con el retiro del medidor, el día 30 posterior al vencimiento, a partir del cual el cliente deberá efectuar los trámites correspondientes a una nueva conexión para que se restituya el suministro.

Las facturas con mas de 30 días de vencidas y que no hayan sido canceladas estarán sujetas a un recargo adicional del 5 °A (cinco por ciento) por cada periodo de 30 días o fracción que se verifique en el momento de cancelación de los facturados.

B) TARIFAS 3, 4 y 5 : Los recargos por Mora se calcularán en base a una vez y media (1,5 veces) la tasa vencida de 30 días, que aplica el Banco de la Nación Argentina para operaciones de descuentos.

Inciso 2) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a la Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria según los valores indicados en el Cuadro Tarifario respectivo.

ANEXO 2 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

PROCEDIMIENTOS PARA

AJUSTES DEL

CUADRO TARIFARIO

ANEXO II . CONTRATO DE CONCESIÓN

ANEXO 2 . PROCEDIMIENTOS PARA AJUSTES DEL CUADRO TARIFARIO

2.1 - Verificación y Determinación de las variaciones de costo operadas en la prestación de EDET SA

La Ley 6608 define los valores del Cuadro Tarifario inicial de la Concesión, estableciendo como tales, los vigentes a la fecha de la sanción de la Ley. En su Art. 40 expresa al respecto: "El Contrato de Concesión incluirá un cuadro tarifario inicial que será válido para el primer periodo de vigencia, el que tendrá como valores máximos, los vigentes a la fecha de la sanción de la presente ley...". Dicho Cuadro se incluye en el Anexo 11 - Anexo 3.

El Contrato de Concesión fija en diez años la duración del primer periodo de vigencia tarifario, y de cinco años los siguientes. Sin perjuicio de ello, la Ley también establece, (Art. 40) que: "El Cuadro Tarifario podrá ser objeto de revisiones extraordinarias cuando los costos de prestación del servicio sufran aumentos o disminuciones iguales o superiores al cinco por ciento". Tanto los costos de prestación del servicio como las tarifas resultantes se sujetan a principios que se establecen en el Art. 38 de la Ley: "Los servicios prestados por la Distribuidora serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se adecuarán a los siguientes principios:" .

“a) Proveerán a la Distribuidora la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicados al servicio, impuestos, amortizaciones, y, una tasa de rentabilidad determinada conforme a lo dispuesto en el artículo 39 de esta ley;"

La duración por períodos de vigencia tarifarios, implica el mantenimiento durante ese lapso de la estructuras básicas de costos y tarifarias, lo que significa conservar invariantes, durante ese periodo, las participaciones de los diversos rubros del costo, respecto al conjunto. Sin perjuicio de mantenerse constante la estructura, pueden variar los niveles de precios. Si las modificaciones de precios de los insumos intervinientes en los rubros que integran el costo de prestación, arrojan una variación de este último que iguala o supera el 5 % , en valor absoluto, los niveles de precios de las tarifas deberán ser ajustados.

Para determinar la variación registrada entre los costos correspondientes a dos períodos diferentes y verificar si el valor alcanzado por la misma implica la modificación de los niveles tarifarios debe considerarse un indicador global unitario (no afectado por variaciones de demanda) que comprenda el conjunto de prestación del servicio. A dicho efecto se ha adoptado el Costo Monómico Medio por unidad de ventas finales, de manera tal que la condición para modificar los niveles tarifarios se cumple si el valor absoluto de la relación de precios monómicos (entre el período considerado y el período base o el último ajustado) menos uno, es igual o mayor que 0.05. Es decir:

$$\left| \frac{\text{CMONMI}_i}{\text{CMONMI}_0} - 1 \right| \geq 0,05$$

Donde:

CMONMI_i: Costo Monómico Minorista por unidad de venta final (\$/MWh) en período i, siendo 1=0 el período base (o el último período ajustado); 1 = n el período considerado. Como período base se considera inicialmente el ejercicio anual de EDET SA, diciembre/93 - noviembre/94 (recientemente aprobado y último disponible con la tarifa vigente), salvo para la compra mayorista para la que se ha respetado el año constituido por los dos semestres estacionales del MEM, noviembre/93 - octubre/94. Ello permite adoptar valores aprobados y auditados y concurrentemente coincidir con la estacionalidad definida para todos los agentes del Merca-

do, a los efectos de definir la estructura básica de costeo tarifario y la participación ponderada de cada rubro, que se mantendrá durante los primeros cinco años.

El año base define dos características de partida:

- 1 - La estructura de Costos, cuya permanencia es de diez años para el primer período. Cumplido ese lapso se podrá realizar reestructuración total de la tarifa.
- 2 - El Costo Monómico de Referencia, respecto al cual se comparan inicialmente los costos de períodos posteriores, a los efectos de verificar las variaciones registradas. Cabe señalar, sin embargo que, a partir de cualquier variación operada en la tarifa, el año base deja de ser el de comparación, pasando a serlo el año reajustado. Tanto el año base como los períodos reajustados serán denominados y considerados como período de referencia mientras mantengan la condición de ser el último período que haya sido objeto de ajuste tarifario.

Salvo el año base inicial, los lapsos establecidos y mínimos para variación de precios son trimestrales.

El Costo Monómico Minorista es representado por una expresión polinómica, desdoblada en dos grandes términos, uno representativo de los costos exógenos a EDET, cuya variación es independiente de su gestión, fundamentalmente la compra a terceros de energía y potencia y su transporte; otro vinculado a la eficiencia de su desempeño, incluye los costos propios de Distribución de EDET SA.

Los rubros incluidos en el primer término corresponden a potencias y energías compradas (punta, resto y valle) en el MEM y fuera del MEM, impuestos y gastos de la compra, transpone y otros rubros menores.

En el segundo término, correspondiente a los costos propios de distribución, se incluyen sustancialmente los costos internos de EDET SA, agrupados en rubros conforme a la naturaleza del gasto: Remuneraciones del Personal; Amortizaciones; Materiales y Gastos Varios; Impuestos, Tasas y Contribuciones.

La desagregación del Ejercicio base por naturaleza del gasto y por proceso productivo se ilustran en el Cuadro 11.2.1. La desagregación por proceso no es necesaria para definir el Costo Monómico Minorista, pero se requiere para el costeo diferenciado en los distintos niveles de la cadena eléctrica -Distribución Primaria y Secundaria- y en los diversos sectores de consumo.

En líneas generales, cada rubro componente de la expresión matemática incluye dos factores: un coeficiente o ponderación representativo de la participación de dicho rubro en la estructura base del costo y un indicador de precio. En general, en el primer término, las ponderaciones son cantidades físicas y los indicadores, precios. En el segundo término, las ponderaciones son montos monetarios y los indicadores relaciones entre índices de precios.

Los índices deben ser seleccionados conforme a su representatividad y objetividad y, también, a su fácil disponibilidad, es decir, su estimación y/o publicación con periodicidad mensual. Sin perjuicio de ello, se establece un lapso mínimo para el ajuste del nivel tarifario, no inferior a tres meses, de manera tal que los trimestres coincidan con los correspondientes de CAMMESA. Durante el período julio - octubre/95, posterior a la transferencia, registrará la tarifa vigente. A partir de noviembre/95 podrá ser ajustado, considerando los índices del trimestre mayo - julio/95, respecto a los del año base. Los precios para este último serán los anuales promedio y los índices de precios, los correspondientes a noviembre 1994.

A los efectos de incluir un indicador adicional, tendiente a limitar las ineficiencias y a prestar una contribución eficaz a la política de estabilidad económica, se establece que la variación global del conjunto de rubros vinculados a costos propios de distribución tendrá un tope que se fija en función de la variación del

valor del dólar, afectado a su vez por los índices de Precios Mayoristas Industriales y de Precios al Consumidor, de Estados Unidos de Norteamérica, ponderados en una proporción del 70% , para el primero y 30% , para el segundo.

Conforme a las consideraciones precedentes, la expresión adoptada es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{CMONMI}_i = & \frac{\text{ECOM}_{op} * \$\text{ECOM}_{ip} + \text{ECOM}_{ov} * \$\text{ECOM}_{iv} + \text{ECOM}_{or} * \$\text{ECOM}_{ir}}{\% \text{EVRECG}_{it} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})} + \\
 & \frac{\text{ECOM}_{ot} * \$\text{IMPGAS}_i + \Sigma \text{PMAME}_{ifv} * \$\text{PMAME}_{ifv} + \text{TRANSOT}_o * \frac{\$ \text{TRANSOT}_i}{\$ \text{TRANSOT}_o}}{\% \text{EVRECG}_{it} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})} + \\
 & \frac{(\text{ECOMFM}_o * \$\text{ECOMFM}_i + \text{EGEN}_{ot} * \$\text{EGEN}_{it}) - \text{AHOCON}_i}{\% \text{EVRECG}_{it} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})} + \\
 & \frac{\text{K1}_i * (\text{COSREM}_o * \frac{\text{IREM}_i}{\text{IREM}_o} + \text{AMORT}_o * \frac{\text{IAMORT}_i}{\text{IAMORT}_o} + \text{MATGAS}_o * \frac{\text{IMATGAS}_i}{\text{IMATGAS}_o} + \text{TASIMMI}_o * \frac{\text{ITSAIMMI}_i}{\text{ITSAIMMI}_o})}{\% \text{EVRECG}_{it} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})}
 \end{aligned}$$

Donde:

ECOM_{oj} : es el monto físico de energía (MWh) comprada en el MEM, en año base o, para los diferentes tramos horados j ó para el conjunto de ellos j=p, punta; j=r, resto; j=v, valle; j=t, total). Comprende la energía comprada en el Mercado Spot y en el de Contratos a Término. También comprende contratos fuera del MEM que abastezcan el sistema interconectado de EDET SA y a usuarios en media tensión, no existentes en año base. No abarca contratos fuera del MEM, que no contribuyan al abastecimiento de usuarios en media tensión. Estos últimos están contemplados en otro término.

$\$ \text{ECOM}_{ij}$: es el precio ponderado de la energía (\$/MWh) puesta en puntos de entrega a EDET SA, para el período i y el tramo horario considerado j, del Mercado Spot y del de Contratos a Término (incluidos los fuera del MEM antes indicados). En principio y a los efectos de la tarificación Minorista, los precios considerados para Contratos futuros serán los del Mercado Spot (Estacional), ganando o perdiendo la diferencia la Distribuidora, según su mejor o peor estrategia comercial. En cuanto al Contrato actualmente vigente, para discriminar una estructura de precios diferenciada, a partir del monómico, se considerarán los valores físicos de energía por tramo horario y los de Potencia media que aporta el Contrato, valorizándolos a los precios Estacionales. La estructura de los montos monetarios parciales respecto al total, se aplicará al monto total del Contrato, en el período considerado. Los montos discriminados resultantes, divididos por sus valores físicos correspondientes, darán los precios a considerar para el Contrato actual. .A partir de cierto nivel de beneficios por diferencia entre precios estacionales y de, contrato, se considera una transferencia parcial del

mismo al usuario, la que se detalla en AHOCON_i. En caso de distorsión muy acusada de estacionales, sea por nuevas normativas, cambio de reglas de juego y/u otras razones, la DEP podría llegar a proponer su sustitución por valores más cercanos a los de contratos, lo que para validarse deberá contar con la aprobación del Poder Ejecutivo.

%EVRECG_i: es la relación entre las ventas minoristas de energía y el total de energía comprada y generada (entregada a la red). Se expresa por:

$$\%EVRECG_{it} = \frac{(ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot}) - PER_{it}}{(ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})} = \frac{EV_{it}}{(ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})}$$

Donde:

EV_{it} : Es la energía total vendida por la Distribuidora, en el año i.

PER_{it} : Son las pérdidas físicas totales de energía (MWh), en período i. Resultan de aplicar a los montos totales de energías compradas y generadas los porcentajes de pérdidas definidos a continuación.

Para el primer lapso considerado - julio/95 - julio 96, inclusive) se establece un nivel de pérdidas para la tarifa de 24 %, (nivel actual: 27,23 %). En los sucesivos períodos anuales posteriores se aplicarán progresivamente reducciones del 2 % por año, de las que resultan los siguientes valores: ago/96-jul/97, 22 %; ago/97-jul/98, 20 %; ago/98-jul/99, 18 %; ago/99- jul 2000, 16 %; y de agosto/2000 en adelante, 14 %. Ello permitirá una progresiva reducción de la tarifa, partiendo de objetivos de disminución de pérdidas y mayor eficiencia, que se estiman razonablemente logrables.

ECOMFM_{ot}: Montos físicos de energía (MWh) comprados fuera del MEM, para sistemas aislados sin clientes en media tensión, actualmente a: DIPOS, DECA y DPES. En año base 0. "t" indica total de energía, sin diferenciación horaria.

\$ECOMFM_{it}: Precio Medio resultante (\$/MWh) para el total de la compra fuera del MEM, para sistemas aislados, durante el período i considerado.

EGEN_{ot}: energía generada (MWh) por EDET SA, actualmente en Tafí del Valle (Incluye también la comprada en dicha zona aislada). Los subíndices son iguales a los del concepto anterior.

\$EGEN_{it}: Precio Medio resultante para el total de la generación aislada, durante el período i considerado.

\$IMPGAS_i: costo unitario del conjunto de impuestos y gastos a nivel del Mercado Mayorista. Su valor surge del cociente entre los montos monetarios (\$) totales por este concepto y las cantidades físicas (MWh) compradas, ambas para un mismo período i. Actualmente comprenden FNEE, CAMESA y ENRE. La expresión sería:

$$\$IMPGAS_i = \$FNEE_i + \frac{MONCMM_i + MONENRE_i}{ECOM_i}$$

donde: \$FNEE, es el valor unitario del impuesto al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica; MONCAMM, es el monto total abonado a CAMMESA proporcional al período considerado; MONENRE, es el monto total abonado al ENRE, proporcional al período considerado.

$\Sigma PMAME_{mo}$: Suma de Potencias Medias mensuales (MW-mes) correspondientes a los m meses, comprendidos en el período base 0 (m de 1 a 12), recibidas del MEM, en horas fuera de valle, tanto del Mercado Spot, como del a Término (incluidos contratos futuros fuera del MEM en las condiciones mencionadas).

$\$PMAME_{ifv}$: costo unitario (\$/MW-mes) resultante para la compra de Potencia Media en el MEM, en el período i, fuera de las horas de valle, considerando la totalidad de conceptos asociados a la Potencia, incluidos aquellos vinculados a potencias declaradas o máximas, y los resultantes de apropiaciones de contratos a término, conforme al procedimiento indicado en \$ECOMij. Comprende actualmente los cargos por Potencia Despachada (Base + Confiabilidad), por Reserva de Potencia, por Servicios Asociados a la Potencia, y las apropiaciones de Contratos a Término, ya mencionadas. Numéricamente es el valor resultante del cociente entre la sumatoria de los cargos por Potencia, ya enunciados, y la sumatoria de Potencias Medias mensuales, durante el mismo período.

TRANSOT₀: costos totales (\$) de Transporte del MEM, facturados a EDET SA, más el total de rubros restantes del MEM (no comprendidos en los conceptos precedentes), para el período base 0.

$\$TRANSOT_i$: costo de transporte y rubros restantes por unidad de potencia máxima mensual (\$/MW-mes), para el período i, resultante del cociente:

$$\$TRANSOT_i = \frac{TRANSOT_i}{\sum_{m=1}^n PMAX_{mi}}$$

donde n es el total de meses abarcados por cada período.

AHOCON_i: Teniendo en cuenta eventuales distorsiones de los precios estacionales (Mercado Spot), habida cuenta de los frecuentes y significativos cambios normativos al respecto y, por otra parte, posibles reducciones futuras de precios contractuales per estrategias locales, se considera que, a partir de la existencia de cierto nivel de beneficio por diferencia entre los precios citados (de contrato y estacionales), un porcentaje del mismo debería ser trasladado al usuario. Al respecto se establece que, sobre el excedente del 10 % de beneficio por diferencia entre precios de contrato y estacionales, un 30 % se destinará a la reducción de los precios de venta de EDET SA, manteniéndose la asignación al Concesionario del 70 % restante, sobre el excedente. La diferencia se establecerá mediante la cuantificación de la diferencia entre los costos adicionales que producen en el sistema, las incorporaciones de una o de otra alternativa.

AHOCON_i: expresa en \$ la parte transferida al usuario del ahorro producido por el contrato, encuadrado en el término de un año.

COSREM₀: costo total (\$) de Remuneraciones al personal, incluidos cargos anuales que correspondieren (SAC, BAE, etc, por ej.) y cargas sociales pagadas por EDET, para el período base 0.

IREM_i: Índice para la actualización del costo total de Remuneraciones. Se basa en el promedio ponderado de las categorías básicas de convenio 11, 14 y 18/4, considerando la remuneración mensual de personal con 15 años de antigüedad, casado, con familia tipo, incluyendo los haberes con aportes, cargas sociales (contribución patronal: 33 °16), haberes sin aportes no compensados por cargas sociales y remuneraciones anuales consideradas en su proporción mensual. La ponderación se ha realizado en proporción al total de montos abonados en el ejercicio por cada franja representada por los tres indicadores señalados. Ellas son: categorías 9 a 12; 13 a 15; 16 a 21. El valor resultante se indica en el Subanexo 2, Detalle de los Índices y Precios de Referencia. El procedimiento de cálculo puede ser consultado en EDET SA.

Este índice requerirá una vigilancia particularizada por parte del poder regulador, ya que es el único que no depende de indicadores externos sino internos de la empresa. La DEP deberá establecer índices testigo de variaciones de remuneraciones en otros servicios eléctricos, actividades similares y globales del país (INDEC, remuneraciones industriales, propios al consumidor, etc) que permitan controlar desvíos y evitar que se trasladen al usuario. Como contraparte, cabe señalar que la tarifa autoregula el tamaño de plantel de personal, ya que su estructura impide aumentos, solo posibilitados, en este caso, por la expansión de la demanda.

AMORT_o: Costo total (\$) de amortizaciones (depreciaciones) del Activo Fijo para el período base. A los efectos de su ajuste, se considerará su equivalente en dólares estadounidenses, al año base, a la paridad \$1 = U\$S 1, (o a la vigente en períodos de referencia posteriores, de haberlos). Este valor expresado en dólares, será modificado conforme a las variaciones de la amortización (altas y bajas de Activo Fijo, etc.).

IAMORT_i : Índice de precios de las amortizaciones del Activo Fijo, en período i. Se integra con los índices de Precios Mayoristas Industriales (121,5) y de Precios al Consumidor (147,3) de Estados Unidos de Norteamérica, en proporción del 67% y 33%. La expresión a utilizar es:

$$IAMORT_i = 0,67 \frac{PPI_i}{PPI_o} + 0,33 \frac{CPI_i}{CPI_o}$$

MATGAS_o: costo total de EDET SA en el rubro Materiales y Gastos Varios (por naturaleza objetiva del gasto), para el período base 0. (Por simplificación incluye también el valor de combustible para Tafí del Valle, que representa un valor ínfimo sobre el total).

IMATGAS_i: índice representativo del costo unitario (\$/MWh) de Materiales y Gastos Varios para el período o, afectado, a su vez, por una relación de índices. Se obtiene del cociente: MATGAS_i / (%EVRECG_{it} * (ECOM_{it} + ECOFM_{it} + EGEN_{it})). Afectado a su vez por un índice compuesto: 0,80, Precios por Mayor (NG) (2.246.035.369,9) y 0,20 Precios al Consumidor (NG) (316.699), mediante la expresión antes indicada.

TASIMMI_o: monto monetario total correspondiente a los impuestos, tasas, contribuciones, que gravan la explotación propia de EDET SA (interna, excluye impuestos por compra de energía; excluye también gravámenes a la venta de energía en los casos en que EDET SA actúa como agente de retención y no como sujeto de imposición), para el período base 0. Comprende conceptos tales como: Salud Pública, Sellos, Inmobiliario, Tasa de Fiscalización y Control de la DEP, CIACIS, PACIS, etc. De existir gravámenes con más de un efecto, que

afecten, por ejemplo, tanto a los ingresos como a los costos, será tomada en cuenta la afectación total.

ITASIMMI_i: índice representativo del costo unitario (\$/MWh) de impuestos, tasas y contribuciones para el período considerado. Se obtiene del cociente:
$$\text{TASIMMI}_i / (\% \text{EVRECG}_{it} * (\text{ECOM}_{it} + \text{ECOFM}_{it} + \text{EGEN}_{it})).$$

K_{ij}: Factor corrector del año 1, por eficiencia y aumento de volumen, que afecta exclusivamente los costos propios de distribución, cuyos valores para los primeros cinco años de concesión son los siguientes:

Años 1995 y 1996	$K_i = 1$
Año 1997	$K_i = 0.99$
Año 1998	$K_i = 0.98$
Año 1999	$K_i = 0.975$

- Procedimiento para el ajuste Tarifario.

Como se mencionara precedentemente, se establece un lapso mínimo para el reajuste del nivel tarifario, no inferior a tres meses, de manera tal que los trimestres coincidan con los períodos estacionales de ajuste de CAMMESA. De esta manera, salvo el año base, los lapsos establecidos, y -mínimos, para la verificación de variaciones, determinación de los índices de precios y eventual modificación de los niveles tarifarios, son trimestrales. Durante el período julio - octubre/95, inmediato posterior a la transferencia, regirán los niveles de tarifa vigente. A partir de noviembre/95, los niveles de precios podrán comenzar a ser ajustados.

Si durante el trimestre n se quiere definir la variación del trimestre inmediato siguiente, n+1, a los efectos del ajuste se utilizarán las dos clases de indicadores antes mencionados: precios (afectan a cantidades físicas); relaciones de índices de precios (afectan a montos monetarios). Tanto las cantidades físicas como los montos monetarios, representan los coeficientes de la estructura de costos del año base. El procedimiento a utilizar, en cada caso, de los indicadores citados, será:

- **Relaciones de índices de precios.**

En el denominador de las relaciones de índices, se incluirá el índice del último período de referencia (Los períodos de referencia comprenden el año base).

En el numerador se tomará el índice correspondiente al último período trimestral con datos registrados, inmediato anterior al que está en curso, es decir, el n-1. Para índices compuestos se considerará la expresión antes indicada.

En todos los casos se tomarán los índices correspondiente al último mes del período. Para el año base se establecen los correspondientes al mes de noviembre de 1994.

- **Precios.**

Para el Costo Monómico correspondiente al período cuya variación se considera, se tomarán los precios establecidos en las programaciones o reprogramaciones estacionales definitivas por CAMMESA, para el trimestre n+1. En este caso solo se considerarán los valores de previsión firmes, no sujetos a variaciones o reajustes por variaciones coyunturales del período n+1. Ello no obstante, si como resultado de la gestión

en el trimestre n+1, se registrase alguna alteración de los precios establecidos, los montos correspondientes a las diferencias sobre las previsiones, se acumularán en un fondo de desvíos, que será transferido a la tarifa de venta de EDET SA, a partir y durante el primer trimestre siguiente en el que se opere un reajuste, o durante un lapso mayor de disponerlo la DEP, manteniéndose este sobreprecio compensatorio solamente hasta alcanzar el monto de desvíos, sin tener carácter de incorporación permanente a la tarifa ajustada. Precios representativos de este caso son los spot estacionales, contractuales apropiados y mixtos de energía para los tres tramos horarios, potencia, factores que los afectan (nodo, adaptación), etc.

Para todos los precios restantes, no incluidos en el caso precedente se adoptarán los valores resultantes promedio para el período n-1, teniéndose en cuenta las limitaciones expuestas en la página N° 5 segundo párrafo, en relación al tope de variación.

Para el Costo Monómico correspondiente al período de referencia, el criterio será el siguiente. En caso que el período de referencia sea el año base, se considerarán los valores promedio del periodo, según constan en el Subanexo 2 y en fascículo "EDET SA - Compra mayorista y Generación - Análisis de Costeo Tarifario", elaborado por el Equipo Técnico de Transferencia, que puede solicitarse en la Empresa citada.

En el caso de períodos de referencia trimestrales, se procederá con el mismo criterio indicado para los casos de períodos cuya variación se considera.

2.2 - Año Base: Reasignación de Costos del Ejercicio con propósitos -Tarifarios. Costeo por Proceso productivo y por Naturaleza del Gasto.

La metodología de costos tradicionalmente utilizada en la prestación eléctrica es la de costeo por proceso, debido a las características de su producción y demanda. En efecto, los procedimientos de esta prestación son constantes, reiterativos y continuos y el producto es homogéneo, no sujeto a especificaciones cambiantes ni a diseños especiales solicitados por pedidos singulares de los clientes, que pudieran determinar insumos, operaciones y/o secuencias productivas diferentes para cada solicitud. (En cuyo caso el procedimiento de costeo debería haber sido el de órdenes de trabajo).

La metodología de costos por procesos es empleada cuando se producen bienes o servicios de acuerdo a normas estandarizadas del producto, que no se modifican conforme a gustos o pedidos específicos de cada cliente. En este caso, los elementos del costo de producción se asignan a los distintos procesos productivos de la cadena eléctrica, por un período de tiempo determinado. Los costos unitarios de producción resultantes o previstos, pueden calcularse o estimarse, mediante el cociente entre las costos incurridos o presupuestados y las cantidades producidas o previstas, para cada uno de los procesos productivos.

La asignación de costos a cada usuario dependerá del proceso o nivel de tensión en el que se establezca la conexión de su suministro. El usuario es responsable de los costos de todos los procesos anteriores al nivel de su conexión, pero debe ser excluido de la participación en los costos de todas las etapas posteriores, que dicho usuario no utiliza.

En el Cuadro II.2.1 se han desagregado por proceso, los costos de producción incurridos en el Ejercicio 1994, recientemente aprobado, de EDET SA. Los procesos se indican en el cabezal de la primera fila: Generación Térmica, Compra de Energía, Distribución Primaria, Distribución Secundaria y Comercialización.

Además de la discriminación por proceso es necesario, a los efectos del costeo, delimitar los gastos por su naturaleza objetiva. Ello implica la clasificación y agrupación de las imputaciones por rubros, conforme a la naturaleza objetiva de los gastos, lo que habitualmente se presenta consolidado en los estados de resul-

tados de explotación de los balances empresarios. En la columna cabezal. (primera de la derecha) del Cuadro II.2.1, puede apreciarse esta desagregación por naturaleza del gasto, de los principales rubros de costos, del Ejercicio 1994 de EDET SA. En relación a los costos internos a EDET SA, ellos son: Depreciación o amortizaciones, Remuneraciones, Materiales y Gastos Varios, Combustibles (Solo Tafí del Valle), Impuestos, Tasas y Contribuciones. En cuanto a los gastos externos: Compra de Energía (incluyendo Potencia, Transporte, etc.). La Compra es, en realidad, un proceso. Más adelante se amplía su tratamiento, desagregándola en rubros por naturaleza del gasto y posibilitando, además, un costeo más detallado. Adicionalmente puede consultarse su desarrollo completo en el fascículo EDET SA - Compra Mayorista y Generación - Análisis de Costeo Tarifado, elaborado por el Equipo Técnico de Transferencia de EDET SA.

En cada rubro integrante de la columna por naturaleza del costo, se establece una subdivisión por componentes del costo: Variables, proporcionales a la producción (energía); Fijos, proporcionales al tamaño (Potencia). En el caso de Comercialización: N° de suministros, luego asimilado al indicador Potencia.

RESUMEN DE COSTOS ANUALES POR PROCESOS Y POR NATURALEZA DEL GASTO

Naturaleza del Gasto		PROCESOS							TOTALES	
		GENERACION			DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACIÓN					
RUBRO	Componente	(1) Generación Termica (**)	(2) Compra de Energía	(3) SubTotal	(4) Distribución Primaria	(5) Distribución Secundaria	(6) Comercializac- ción	(7) SubTotal	(9) TOTAL	(10) Participación sobre el total
1. Depreciación	1 Fija (Potencia)	103,70		103,70	2616,00	3803,70		6619,80	6723,50	7,36%
	3 Fija (Comercialización)						497,10	497,10	497,10	0,54%
	Indirectos	0,50		0,50	3,60	9,70	10,50	23,80	24,30	0,03%
	TOTAL	104,42	0,00	104,20	2819,70	3813,40	507,60	7140,70	7244,90	7,93%
2. Compra de energía	1 Fija (Potencia)	0,00	12257,50	12257,50				0,00	12257,50	13,41%
	Potencia		12153,20	12153,20				0,00	12153,20	13,30%
	Impuestos y Gastos		104,30	104,30				0,00	104,30	0,11%
	2 Variable (Energía)	247,40	36236,50	36483,90				0,00	36483,90	39,93%
	Energía	247,40	33339,90	33587,30				0,00	33587,30	36,73%
	Impuestos y Gastos		2896,60	2896,60				0,00	2896,60	3,17%
	TOTAL	247,40	48494,00	48741,40	0,00	0,00	0,00	0,00	48741,40	53,34%
3. Remuneraciones	1 Fija (Potencia)	508,30		508,30	1512,4	1539,00		3051,40	3559,70	3,90%
	3 Fija (Comercialización)						4248,40	4248,40	4248,40	4,65%
	Indirectos	197,60		197,60	1482,10	3952,40	4248,80	9683,30	9880,90	10,81%
	TOTAL	705,90	0,00	705,90	2994,50	5491,40	8497,20	16983,10	17689,0	19,36%
4. Materiales y Gastos Varios	1 Fija (Potencia)	74,20		74,20	460,00	2350,60		2810,60	2884,80	3,16%
	3 Fija (Comercialización)			0,00			4351,00	4351,00	4351,00	4,76%
	Indirectos	82,80		82,80	347,80	1192,40	1689,30	3229,50	3312,30	3,62%
	TOTAL	157,00	0,00	157,00	807,80	3543,00	6040,30	10391,10	10548,10	11,54%
5. Combustibles y lubricantes	2 Variable (energía)	249,70		249,70	0,00	0,00	0,00	0,00	249,70	0,27%
	TOTAL	249,70	0,00	249,70					249,70	0,27%
6. Impuestos, Tasas y Contribuciones	1 Fija (Potencia)			0,00	111,70	15,00		126,70	126,70	0,14%
	2 Variable (energía)			0,00	544,60	2168,20		2712,80	2712,80	2,97%
	Indirectos	162,60		162,60	853,70	1382,30	1666,8	3902,80	4065,40	4,45%
	TOTAL	162,60	0,00	162,60	1510,00	3565,50	1666,8	2839,50	6904,90	7,56%
7. Subtotales Erogables	1 Fija (Potencia)	582,50	12257,50	12840,00	2084,10	3904,60	0,00	5988,70	18828,70	20,61%
	2 Variable (energía)	497,10	36236,50	36733,60	544,60	2168,20	0,00	2712,80	39446,40	43,17%
	3 Fija (Comercialización)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8599,40	8599,40	8599,40	9,41%
	Indirectos	443,00	0,00	443,00	2683,60	6527,10	7604,90	16815,60	17258,60	18,89%
	TOTAL	1522,60	48494,00	50016,60	5312,30	12599,90	16204,30	34116,50	84133,1	92,07%
8. Total (1+7)	1 Fija (Potencia)	686,20	12257,50	12943,70	4900,10	7708,30	0,00	12608,50	25552,20	27,96%
	2 Variable (energía)	497,10	36236,50	36733,60	544,60	2168,20	0,00	2712,80	39446,40	43,17%
	3 Fija (Comercialización)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9096,50	9096,50	9096,50	9,95%
	Indirectos	443,50	0,00	443,50	2687,20	6536,80	7615,40	16839,40	17282,90	18,91%
	TOTAL	1626,80	48494,00	50120,80	8132,00	16413,30	16711,80	41257,20	91378,00	100,00%
	% s/TOTAL	1,78%	53,07%	54,85%	8,90%	17,96%	18,29%	45,15%	100,00%	

Una línea adicional en cada rubro incluye, bajo la denominación de Indirectos, los costos de Estructura General, apropiados por proceso productivo y por naturaleza del costo. Un criterio de apropiación común a todos los casos es que los rubros de determinada naturaleza fueron apropiados exclusivamente a otros de igual naturaleza. Otros criterios utilizados fueron adecuados a la realidad particular de cada caso y pueden ser consultados en el fascículo de Análisis de Costeo Tarifario del Estado de Resultados del Ejercicio 1994, elaborado por el Equipo Técnico de Transferencia de EDET SA

Como puede apreciarse por lo expuesto, el costeo por proceso no fue necesario para la determinación del Costo Monómico Minorista Total. Si lo fue, en cambio, el análisis global por naturaleza del gasto, ya que es difícil actualizar o indexar insumos o factores de naturaleza muy diferente. Sin embargo, el costeo por proceso se torna indispensable a partir del punto que sigue, en el que se analiza la asignación de costos y parámetros tarifarios de la Clientela en Distribución Primaria.

2.3 - Sin contenido.

2.4 - Asignación de costos y parámetros tarifados de la Clientela en Distribución Primaria. .

A partir de cumplirse la condición que determina la actualización del nivel tarifaría - modificación del costo igual o mayor al 5 %, en valor absoluto la variación operada debe ser trasladada a cada usuario conforme a su incidencia, la que difiere, según el nivel de tensión del suministro, modalidad del cliente, etc. Partiendo desde el nivel superior de la cadena eléctrica, hacia el inferior dado que el proceso de Generación está circunscripto a Tafí del Valle, que no incluye usuarios en media tensión el análisis de costeo comienza directamente por el proceso de Distribución Primaria.

Se tienen en cuenta los dos grandes términos constitutivos de sus costos: 1) Los de Compra de energía y potencia (excluyendo la generación mínima de Tafí del Valle que, por la razón expuesta, se asocia directamente a Distribución Secundaria); 2) Los costos propios de Distribución Primaria, incluyendo los Indirectos y los de Comercialización apropiables.

A los efectos de definir la tarifa binómica correspondiente al nivel media tensión, se desagregan los costos variables (función de la energía) y los costos fijos (función del tamaño: básicamente potencia; en comercialización, es proporcional al número de suministros, pero el valor resultante se agrega, posteriormente, al parámetro de potencia) razonablemente incurridos en este proceso. .

En caso de modificarse la tarifa, la variación de costos entre el periodo considerado y el de referencia, correspondiente a determinado cargo tarifario, se aplicará al valor que tiene dicho cargo en la tarifa vigente.

Los costos considerados en Distribución Primaria corresponden a la Tarifa N° 4 - Media Tensión y Convenios Especiales. Los costos corresponden a las componentes variables - Energía para cada uno de los tres tramos horarios- y a las componentes fijas por Potencia (incluida Comercialización).

A continuación se establece el costo de la Energía para cada uno de los tramos horarios: Punta, Resto y Valle.

2.4.1 - Costo Variable Unitario o de Energía de la Compra Mayorista por Tramo horario.

El Costo Variable o de Energía de la Compra Mayorista, por unidad de energía vendida a suministros de Distribución Primaria, en el tramo horario j es:

$$CVCODP_{ij} = \frac{ECOMDP_{oj} * (\$ECOM_{ij} + \$IMPGAS_i) * K_{2i}}{\dots} = \frac{(\$ECOMDP_{ij} + \$jMpGAS_i) * K_{2i}}{\dots}$$

$$EVRECDP_{it} * ECOMDP_{oj}$$

$$EVRECDP_{it}$$

Donde:

CVCODP_{ij}: Costo Variable unitario, en período i, en el tramo horario j, resultante del cociente entre la Compra de Energía (\$) en puntos de entrega a EDET SA, destinada a la venta en Media Tensión, dividida por la energía vendida (MWh) en dicha Tensión (Distribución Primaria), correspondiendo los valores de ambos términos al tramo horario j. Incluye compras al MEM y eventuales compras futuras fuera del MEM, a condición de que estas últimas contribuyan al abastecimiento de usuarios en media tensión. Concurrentemente, ello también implica que la compra alimenta al sistema interconectado de EDET SA y no a localidades o subsistemas aislados.

Su valor numérico para el año base se determina al final del presente punto.

EVRECDP_{it}: Es la relación entre las ventas minoristas de energía en el nivel de Distribución Primaria y la compra de energía en el MEM, destinada al mismo nivel (Media Tensión). Se expresa por:

$$EVRECDP_i = \frac{EVDP_{it}}{ECOMDP_{ot}} = \frac{ECOMDP_{ot} - PERDP_{it}}{ECOMDP_{ot}} = 1 - \%PERDP_{it}$$

Los valores de $EVRECDP_{it}$, tanto para el año base como para los períodos posteriores se calcularon en base a la proyección de $\%PERDP_i$ (pérdidas en Distribución Primaria, expresadas en tanto por uno, indicadas en este punto y en el Cuadro 11.2.2.). Ellos son: año base, 0.93 ; junio/95 - julio/96 inclusive, 0.9325 ; ago/96 - jul/97, 0.935 ; ago/97 - jul/98, 0.9375 ; ago/98 - jul/99, 0.94; ago/99 - jul/2000; 0,9425 ; desde agosto/2000 en adelante, 0,945.

Los términos incluidos en la expresión son:

EVOP_{it}: Es la energía total vendida en el proceso de Distribución Primaria, en el año 1. Para el año base su valor es 225,8 GWh. Para los períodos siguientes, y a los efectos exclusivos de la estructura tarifaria, sus valores resultan de aplicar las pérdidas en MT, indicadas en el Cuadro 11.2.2 a la energía comprada en el año base, con destino a usuarios de MT (242,8 GWh).

$\%PERDP_{it}$: Son las pérdidas físicas totales de energía en el proceso de Distribución Primaria, en el año 1, expresadas en tanto por uno de $ECOMDP_{ot}$. Los valores resultantes de pérdidas en media tensión, se incluyen en Cuadro 11.2.2. Ellos son: año base, 0,07 ; junio/95 - julio/96 inclusive, 0,0675 ; ago/96 - jul/97, 0,065 ; ago/97 - jul/98, 0,0625 ; ago/98 - jul/99, 0,06 ; ago/99 - jul/2000; 0,0575 ; desde agosto/2000 en adelante, 0,55 . (Cabe señalar que estas pérdidas incluyen valores de la red de media tensión exclusivamente. Otros pliegos incluyen valores mayores por el agregado de pérdidas acumuladas en alta tensión)

PERDP_{it}: Son las pérdidas físicas totales de energía (MWh) en el proceso de Distribución Primaria. En el año base alcanzan a 17 GWh. Los valores posteriores, proyectados a los efectos de la estructura tarifaria, pueden observarse en el Cuadro N° 11.2.2

ECOMDP_{oj}: Monto físico de Energía comprada a nivel mayorista, en puntos de entrega a EDET SA, destinado a la venta en Distribución Primaria (Suministros en Media Tensión), en año base

O, en un tramo horario j - j=p, punta; j=r, resto; j=v, valle) o en el conjunto de ellos - j=0, total). En caso de concertarse, en el futuro, contratos fuera del MEM que contribuyan a abastecer clientes en media tensión, los mismos serán incorporados dentro de este monto. Se calcula en base a la siguiente expresión:

$$ECOMDP_{oj} = \frac{EVDP_{oj}}{EVRECDP_{oj}}$$

Para la compra total, en año base, su valor es:

$$ECOMDP_{ot} = \frac{225,8 \text{ GWh}}{0,93} = 242,8 \text{ GWh}$$

\$ECOM_{ij}: Término definido anteriormente en este Anexo. Los valores para el año base se indican en el Subanexo 1 y son los siguientes:

$$\$ECOM_{op} = 31,66 \text{ \$/MWh}$$

$$\$ECOM_{op} = 29,32 \text{ \$/MWh}$$

$$\$ECOM_{op} = 27,34 \text{ \$/MWh}$$

\$IMPGAS_i: Término definido anteriormente en este Anexo. Su valor para el año base se indica en el Subanexo 1 y es el siguiente: 2,67 \$/MWh.

K_{2i}: Coeficiente cuyo valor se determina mediante la siguiente fórmula:

$$K_{2i} = 1 - \frac{AHOCON_i}{\text{Monto Total Compra}_i}$$

Los valores de los costos variables unitarios de energía, para los distintos tramos horarios, en el año base (en el que K_{2o} es igual a 1), son:

EDET SA - PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA - TOTALES Y DESAGREGADAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN CUADRO N° II.2.2

Tensión	AÑO BASE				- PERDIDAS												
	Venta	Compra y Gen.		Pérdidas		7/95 - 7/96		8/96 - 7/97		8/97 - 7/98		8/98 - 7/99		8/99 - 7/2000		Desde 8/2000	
Media	GWh	GWh	% s/tot	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Tarifa N° 4	174,8																
Convenios	51,8																
Subtotal Media	225,8	242,8	21,4	17,0	7,0	16,4	6,8	15,8	6,5	15,2	6,3	14,6	6,0	14,0	5,8	13,4	5,5
* Baja	598,5	890,0	78,6	291,5	32,5	255,5	28,7	233,4	26,2	211,4	23,8	189,3	21,3	167,3	18,8	145,2	16,3
* Totales	824,3	1132,8	100,0	308,5	27,23	271,9	24,00	249,2	22,0	226,6	20,00	203,9	18,00	181,3	16,00	158,6	14,00

Nota: Los porcentajes de pérdidas se establecen sobre la compra para media tensión (242,8 GWh) y sobre la Compra-Generación, para baja tensión (890 GWh) y totales (1132,8 GWh). Los valores se determinaron para su exclusiva aplicación en la estructura tarifaria.

EDET SA: PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES Y DESAGREGADAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN CUADRO N° II.2.3

Tensión	AÑO BASE				- PERDIDAS												
	Venta	Compra y Gen.		Pérdidas		7/95 - 7/96		8/96 - 7/97		8/97 - 7/98		8/98 - 7/99		8/99 - 7/2000		Desde 8/2000	
	MW	MW	% s/tot	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
* Media	36,8	40,0	16,7	3,2	8,0	3,1	7,8	3,0	7,5	2,9	7,3	2,8	7,0	2,7	6,8	2,6	6,5
* Baja	133,0	200,0	83,3	39,6	19,8	34,9	17,5	30,2	15,1	25,5	12,8	20,8	10,4	20,3	8,1	19,8	5,7
* Totales	169,8	240,0	100,0	42,8	17,8	38,0	15,8	33,2	13,8	28,4	11,8	23,6	9,8	23,0	9,6	22,4	9,4

Nota: Los porcentajes de pérdidas se establecen sobre la compra para media tensión (40 MW) y sobre la Compra-Generación, para baja tensión (200 MW) y totales (240 MW). Los valores se determinaron para su exclusiva aplicación en la estructura tarifaria.

$$\text{CVCODP}_{\text{op}} = \frac{31,66 \text{ \$/MWh} + 2,67 \text{ \$/MWh}}{0,93} = 36,91 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{CVCODP}_{\text{or}} = \frac{29,32 \text{ \$/MWh} + 2,67 \text{ \$/MWh}}{0,93} = 34,40 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{CVCODP}_{\text{ov}} = \frac{27,34 \text{ \$/MWh} + 2,67 \text{ \$/MWh}}{0,93} = 32,27 \text{ \$/MWh}$$

En caso de modificación tarifaria, las relaciones de los costos precedentes, entre el período considerado y el base, serán aplicadas a los cargos por consumo de energía de Tarifa N° 4 - Media Tensión y, en caso de corresponder, a los de convenios especiales.

2.4.2 - Costo Fijo unitario de la Compra Mayorista: Potencia, Transporte y Otros.

Este Costo Fijo o de Potencia por unidad de Capacidad de Suministro contratada por usuarios de Distribución Primaria, se relaciona exclusivamente con la Compra (el vinculado con los costos propios de distribución se desarrolla en el punto siguiente). En caso de modificación tarifaria, la variación operada entre los dos períodos que se consideren, será aplicada tanto a la capacidad contratada en horas de punta, como a la de horas fuera de punta. Su cálculo se realiza mediante la fórmula:

$$\text{CFCODP}_i = \frac{K_{2i} * K_{3o} * \left(\sum_{m=1}^{12} \text{PMAME}_{\text{mo}} * \$\text{PMAME}_i + \text{TRANSOT}_o * \frac{\$ \text{TRANSOT}_i}{\$ \text{TRANSOT}_o} \right)}{K_{4o} * 12 * \text{PVRPCDP}_{\text{it}} * \text{CPDP}_{\text{oe}}}$$

Donde:

K_{3o} : Define la proporción en la que deberán asignarse los costos fijos totales de la compra a los usuarios de Distribución Primaria. Es la relación entre la contribución de los usuarios de Distribución Primaria a la Carga Máxima de la Distribuidora, y esta última Carga, ambas consideradas al nivel de punto de entrega a EDET SA, o sea:

$$K_{3o} = \frac{\text{CPDP}_{\text{oe}}}{\text{CMD}_{\text{oe}}} = \frac{40 \text{ MW}}{240 \text{ MW}} = 0.17 \quad (\text{ver Cuadro 11.2.4})$$

Donde:

CPDP_{oe} : Es la contribución al pico de los usuarios de Distribución Primaria, en el período base. El subíndice e indica punto de entrega a EDET SA.

CMD_{oe} : Es la Carga Máxima del sistema de la Distribuidora, en el período base, a nivel punto de entrega a EDET SA.

K_{2i} : Término definido anteriormente en este Anexo.

$$K_{4o} = \frac{\sum CIDP_{ou}}{CPDP_{oe}}$$

Expresión en la que el numerador es la sumatoria de las capacidades de suministro contratadas individuales, de cada cliente de Distribución Primaria (u indica nivel usuario); el denominador es la Contribución al Pico de los usuarios de Distribución Primaria (nivel e); El cociente expresa el Factor de Diversidad en Distribución Primaria, en el período base, cuyo valor igual a 1,28, se indica en el Cuadro N° 11.2.4.

$PVRPCDP_i$: Relación entre la potencia vendida y la comprada para distribución primaria, en el período i, o sea:

$$PVRPCDP_i = \frac{CPDP_{iu}}{CPDP_{oe}} = \frac{CPDP_{oe} - PERPODP_i}{CPDP_{oe}} = 1 - \%PERPOTDP_i$$

EDET SA: POTENCIA MEDIA, CONTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA AL PICO DEL SISTEMA, SUMATORIA DE CARGAS MÁXIMAS O CONTRATADAS NO SIMULTÁNEAS.

CATEG. TARIF.	ENERG FACT.	PERD. (1)	ENERGÍA ENVIADA A LA RED		POTENC. MEDIA	RELAC. CTO.PIC.	CONTRIBUCION AL PICO		DIVER SIDAD	SUM.CAR. MAX.IND.
	GWh	GWh	GWh	%	MW	/P.MED-2	MW	Por uni.	(3)	MW
T1R	335,4	163,3	498,7	44	57	2,1254	121	0,5	1,07	129
T1G	131,2	63,9	195,1	17	22	1,799	40	0,17	1,3	52
T2	22,3	10,9	33,2	3	4	1,8859	77	0,03	1,3	9
T3	50,1	24,4	74,5	7	9	1,9109	16	0,07	1	16
T4 - BT	59,5	29	88,5	8	10	1,488	15	0,06	1,4	21
MT-T4 y conv	225,8	17	242,8	21	28	1,4581	40	0,17	1,25	51
TOTAL	824,3	401,4	1132,8	100	129	1,8605	240	1	1,16	279

- (1) Pérdidas energía MT, 7% BT, 32,75 % Ambos porcentajes sobre el enviado a la red.
- (2) Se han considerado diagramas de cargas y factores de corrección al pico del sistema del sector de consumo considerando (no de la carga máxima de dicho sector). Se aplicaron factores de corrección estimados

Donde %PERPOTDPI son la pérdidas en tanto por uno, indicadas en el Cuadro N° 11.2.3 (figuran en por ciento).

Para el año base:

$$PVRPCDP_o = 1 - 0,08 = 0,92$$

Los términos restantes se han definido anteriormente en este anexo. Finalmente el cálculo numérico daría para el año base, los siguientes valores:

$$CFCODP_o = \frac{0,17 * (1662 \text{ MW-mes/año} * 4201,15 \text{ \$/MW-mes} + \$ 5.172.145)}{12 \text{ meses} * 1,28 * 0,92 * 40 \text{ MW}} = 3655 \text{ \$/MW-mes}$$

2.4.3 - Costos Fijos propios de Distribución Primaria.

En el punto 2.1 se han expuesto los costos comprendidos en la explotación propiamente dicha de la Distribuidora. Conforme a la naturaleza del gasto, ellos son: Remuneraciones, Amortizaciones, Materiales y Gastos Varios, Tasas Impuestos. La expresión que define el Costo Fijo propio de Distribución Primaria, por unidad de Capacidad de Suministro contratada en este nivel, es la siguiente:

$$CFPDPCO_o = \frac{K_{1i} (K_{3o} * COSREMDP_o + K_{5o} * COSREMCO) * \frac{IREM_i}{IREM_o}}{PVRPCDP_{ot} * CPDP_{oe} * K_{4o} * 12} + \frac{K_{1i} (K_{3o} * AMORTDP_o + K_{5o} * AMORTCO) * \frac{IAMORT_i}{IAMORT_o}}{PVRPCDP_{ot} * CPDP_{oe} * K_{4o} * 12} + \frac{K_{1i} (K_{3o} * MATGASDP_o + K_{5o} * MATGASCO) * \frac{IMATGAS_i}{IMATGAS_o}}{PVRPCDP_{ot} * CPDP_{oe} * K_{4o} * 12} + \frac{K_{1i} (K_{3o} * TASIMMIDP_o + K_{5o} * TASIMMICO) * \frac{ITASIMMI_i}{ITASIMMI_o}}{PVRPCDP_{ot} * CPDP_{oe} * K_{4o} * 12}$$

Donde:

CFPDPCO_o: Es el Costo Fijo Propio de Distribución Primaria por unidad de Potencia máxima del Sistema de Distribución demandada a nivel de entrega a los usuarios. Incluye los costos propios totales del proceso de Distribución Primaria discriminables por naturaleza del gasto, conforme se detalla a continuación, más la parte apropiable de los costos de Comercialización. Esta última apropiación se efectúa proporcionalmente al número de suministros por

proceso, para cada rubro perteneciente a Comercialización, por naturaleza objetiva del gasto: Remuneraciones,- Amortizaciones, Materiales y Gastos Varios, Tasas e Impuestos. - Cada uno de estos rubros se afecta por el coeficiente K5o que relaciona la cantidad de suministros:

$$K_{5o} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de suministros en Distribución Primaria}}{\text{N}^\circ \text{ de suministros totales}}$$

Considerando la diferencia del gasto que implica la atención de un cliente en Media Tensión respecto de uno en Baja Tensión, los suministros en media tensión se han multiplicado por el factor 30, tanto en el numerador como en el denominador. Los suministros totales son 238.157, los de media tensión 70 y los de baja tensión 238.087.

Considerando la valorización expuesta respecto a los suministros en media tensión, las cifras equivalentes aumentarían a Media Tensión: 2100, Totales: 240.187, manteniéndose la de Baja T. La relación de suministros de media tensión a totales sería pues:

$$K_{5o} = \frac{2.100}{240.187} = 0,01$$

COSREMDP_o: Costo total (\$) de Remuneraciones del personal asignado al proceso de Distribución Primaria, tanto directo como indirecto, conforme a las especificaciones antes detalladas (Ver 2.1), para el período inicial.

COSREMCO_o: Costo de remuneraciones del personal asignado al proceso de Comercialización, según Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.

AMORTDP_o: Costos totales de Amortizaciones de Distribución Primaria, conforme a los criterios antes expuestos, para el período inicial.

AMORTCO_o: Costo de amortización de comercialización, según Cuadro 11.2.1: Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.

MATGASDP_o: Costos totales del rubro Materiales y Gastos Varios de Distribución Primaria, conforme a los criterios antes expuestos, para el período inicial.

MATGASCO_o: Costo de materiales y gastos varios de comercialización, según Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.

TASIMMIDP_o: Montos totales de impuestos, tasas y contribuciones que gravan la explotación propia de EDET SA en el proceso de Distribución Primaria, conforme a los criterios antes expuestos, para el período inicial.

TASIMMICO_o: Monto de impuestos, tasas y contribuciones de comercialización, según Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.

Los restantes términos componentes de la fórmula se han definido anteriormente en este anexo.

El cálculo numérico da, para el año base, considerando los montos de costos propios consignados en el Cuadro 11.2.1, los siguientes valores:

$$\begin{aligned}
 \text{CFPDPCO}_0 &= \frac{0,17 * \$ 2.994.500 + 0,01 * \$ 8.497.200 + 0,17 * \$ 2.819.700 + 0,01 * 507.600}{12 \text{ meses} * 1,28 * 0,92 * 40 \text{ MW}} + \\
 &= \frac{0,17 * \$ 807.800 + 0,01 * \$ 6.040.300 + 0,17 * 1.510.000 + 0,01 * \$ 1.666.800}{12 \text{ meses} * 1,28 * 0,92 * 40 \text{ MW}} = 2.741\$/\text{MW-mes}
 \end{aligned}$$

Los Costos Fijos Propios de Distribución Primaria (CFPDPCO) se adicionan al Costo Fijo Unitario de la Compra Mayorista para la distribución primaria . potencia, transpone y otros (CFCODP) a efectos de integrar los Costos Totales.

EDET SA DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA - PERIODO NOV/93-OCT/94 - CUADRO N° II 2.5 ENERGÍA POR TRAMO HORARIO Y CARGO VARIABLE POR CATEGORÍA

A: DISTRIBUCIÓN GLOBAL DE LA COMPRA MAS LA GENERACIÓN AISLADA

CONCEPTO	TOTAL		PUNTA		RESTO		VALLE	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Cpra tot+gen	1132,8	100,0	306,0	27,0	566,1	50,0	260,7	23,0
Cpra FM y gen	8,6	100,0	2,5	29,1	4,0	46,5	21,0	24,4
Cpra al MEM	1124,2	100,0	303,5	27,0	562,1	50,0	258,6	23,0
Para Dist. prim.	242,8	100,0	48,0	21,8	131,4	52,9	63,4	23,0
Para Dist. secun.	890,0	100,0	258,0	29,0	29,0	48,8	197,3	22,2

B - VENTA DE EDET SA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN - POR CATEGORÍA TARIFARIA Y TRAMO HORARIO

CONCEPTO	TOTAL		PUNTA		RESTO		VALLE	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
T1R	351,1	56,1	110,8	33,0	154,3	46,0	70,0	21,0
T1G	131,0	21,9	28,8	22,0	78,6	60,0	23,6	18,0
T2	22,3	3,7	3,9	17,6	14,1	63,4	4,2	19,0
T3	50,1	8,4	19,3	38,5	7,7	15,4	23,1	46,1
T4 - BT	59,5	9,9	10,6	17,8	37,6	63,2	11,3	19,0
BT Total	598	100	173,4	29	292,4	48,9	132,2	22,1
MT YCON	225,8	100	44,6	19,8	122,2	54,1	59	26,1

C - EDET SA - COMPRA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA DESTINADA A DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA POR CATEGORÍA TARIFARIA Y TRAMO HORARIO - NIVEL PUNTO DE ENTREGA MEM

CONCEPTO	TOTAL		PUNTA		RESTO		VALLE	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Comp.y gen.p/Dis	890,0	100,0	257,9	29,0	434,6	48,8	197,4	22,2
T1R	498,9	56,1	164,6	33,0	229,5	46,0	104,8	2121,0
T1G	194,9	21,9	42,9	22,0	116,9	60,0	35,1	18,0
T2	33,1	3,7	5,9	17,8	20,9	63,2	6,3	19,0
T3	74,8	8,4	28,8	38,5	11,5	15,4	34,5	46,1
T4 - BT	88,3	9,9	15,7	17,8	55,8	63,2	16,8	19

D - DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA - CARGOS Y COSTOS VARIABLES POR CATEGORÍA TARIFARIA

TRAMO HORA- RIO CONCEPT CAT.TARIFAR.	TOTAL		PUNTA		RESTO		VALLE	
	Cargos	Particip.	Cargos	Particip.	Cargos	Particip.	Cargos	Particip.
	\$/MWh	%	\$/MWh	%	\$/MWh	%	\$/MWh	%
T1R	48,86	100,0	51,86	33,0	48,27	46,0	45,42	21,0
T1G	48,55	100,0	51,86	32,0	48,27	60,0	45,42	18,0
T2	48,37	100,0	51,86	17,8	48,27	63,2	45,42	19,0
T3	48,34	100,0	51,86	38,5	48,27	15,4	45,42	46,1
T4 - BT			51,86	17,8	48,27	63,2	45,42	19,0

2.5 - Asignación de costos y parámetros tarifados de la Clientela en Distribución Secundaria.

Para la asignación de costos en Distribución Secundaria se han seguido criterios similares a los adoptados en Distribución Primaria. Existen empero algunas diferencias que se exponen a continuación.

Una de ellas es que en este nivel existen, salvo la T4 - BT, tarifas de energía no diferenciadas por tramo horario. Ello implica suponer una composición tipo de los tres tramos para cada categoría tarifaria, a los efectos de establecer el precio mezcla.

A tal fin, se han analizado diagramas de carga aproximados por tipo de consumo, efectuándose las correcciones adecuadas, en aquellos casos en que se observaban desvíos de las características usuales para cada tipo de utilización.

Los resultados pueden observarse en el Cuadro N° 11.2.5, en el que se indica la distribución de energía por tramo, para cada categoría tarifaria, tanto en valores físicos (GWh), como porcentuales.

Otros de los aspectos diferenciales lo constituye la acumulación de costos, ya que, en esta etapa se adicionan los gastos apropiables del proceso de Distribución Primaria, a los usuarios cuyo consumo final se sitúa en baja tensión. La metodología aplicada podrá ser visualizada en los desarrollos y procedimientos de cálculo que siguen.

A continuación, se analizan los costos variables por tramo horario para las tarifas correspondientes a usuarios de Distribución Secundaria. Los mismos definen, mediante análisis complementarios, los cargos para cada tramo horario de la Tarifa N° 4 - BT.

Posibilitan también, la determinación de los cargos variables sin discriminación horaria, para las restantes tarifas en Baja Tensión: T1 R, T1G, T2 y T3.

2.5.1 - Costo Variable Unitario o de Energía de la Compra Mayorista y Generación aislada por Tramo horario.

El Costo Variable o de Energía de la Compra Mayorista, por unidad de energía vendida a suministros de Distribución Secundaria, en el tramo horario j, es:

$$CVCOGDS_{ij} = \frac{ECOMDS_{oj} * (\$ECOM_{ij} + \$IMP_{GAS_i}) * K2_i + ECOMFM_{oj} * \$ECOMFM_{oj} + EGEN_{oj} * \$EGEN_{it}}{\%EVRECDS_{it} * (ECOMDS_{oj} + ECOMFM_{oj} + EGEN_{oj})}$$

Donde:

$CVCOGDS_{ij}$: Costo Variable unitario (\$/MWh), en el período i, en el tramo unitario j, de suministros correspondientes a Distribución Secundaria. Incluye Compras al MEM, compras fuera del MEM destinadas a subsistemas o localidades aisladas, y generación aislada en Tafí del Valle (Consolidada con la compra local).

$ECOMDS_{oj}$: Valor físico de la energía, comprada al MEM en el Año Base, destinada a Distribución Secundaria, en el tramo horario j. La energía total, comprada y generada alcanza en Año Base a 11 32.8 GWh, de los cuales se destinaron 890 GWh a Distribución Secundaria. (Ver Cuadro 11.2.2 y 11.2.5). De esta última cifra, 881,4 GWh se adquirieron al MEM y 8.6 GWh, corresponden a Generación y Compra aisladas. La distribución por tramo horario de esta energía fue, en Año Base: Punta, 255,5 GWh; Resto, 430,7 GWh; Valle, 195,2 GWh.

- $\$SECOM_{ij}$: Precio de la energía comprada al MEM, por tramo horario. En Año Base: Punta, 31,66 \$/MWh; Resto, 29,32 \$/MWh; Valle, 27,34 \$/MWh.
- $\$SIMP_{GAS_i}$: Término desarrollado anteriormente. Su valor para el Año Base es 2,67 \$/MWh.
- K_{2i} : Coeficiente explicado anteriormente. Para el Año Base su valor es 1.
- $ECOM_{FM_{0j}}$: Energía comprada fuera del MEM, en Año Base, en el tramo j, para subsistemas o localidades aisladas. Comprende compras efectuadas a: DIPOS (3120 MWh), DECA (606 MWh) y DPES (276 MWh). En total: 4002 MWh ver fascículo antes citado sobre el Análisis de Costeo de la Compra Mayorista y Generación). La distribución de energía por tramo horario fue: punta, 1081 MWh; Resto, 2001 MWh; 920 MWh.
- $\$SECOM_{FM_{it}}$: Precio medio de la Compra fuera del MEM para subsistemas o localidades aisladas. Para el Año Base comprende las compras efectuadas a: DIPOS (\$ 120.182), DECA (\$ 65.794), y DPES (\$ 28.698). En total \$ 214.674 que, respecto a una energía de 4002 MWh, arroja un valor unitario de 53,64 \$/MWh. (ver fascículo antes citado sobre el Análisis de Costeo de la Compra Mayorista y Generación).
- $EGEN_{0j}$: Monto físico de la Generación aislada para subsistemas o localidades no vinculadas al Sistema Interconectado de EDET SA En el Año Base comprende exclusivamente Tafi del Valle, incluyendo tanto la generación como la compra a terceros, en esta localidad. Los valores de compra y generación en la zona mencionada alcanzaron a 4558 MWh. La distribución de energía por tramo horario fue: punta, 1231 MWh; resto, 2279 MWh; valle, 1048 MWh.
- $\$EGEN_{0j}$: Costo medio total (comprendidos todos los rubros de gastos, incluidos los fijos) de la Generación aislada para subsistemas o localidades no vinculadas al Sistema Interconectado de EDET SA. Considerando un costo total de \$ 1.626.800, en Año Base, y la energía antes mencionada, alcanzó un valor de 356,91 \$/MWh. (Ver fascículos antes citados).
- $EVRECDS_{it}$: Relación entre la "energía enviada a la red" (comprada + generada) y la correspondiente energía vendida en Distribución Secundaria. Considerando para Año Base, pérdidas en Distribución Secundaria de 32,8%, el valor resultante para $EVRECDS_{ot}$ es de 0,672. En el Cuadro 11.2.2 se proyectaron las pérdidas futuras, a los efectos tarifarios, lo que permite definir también los $EVRECDS_{it}$, futuros.

Se explicita, a continuación, el cálculo de el costo de energía de punta, para Año Base:

$$CVCOGDS = \frac{255.606 \text{ MWh} * (31,66 \text{ \$/MWh} + 2,67 \text{ \$/MWh}) * 1 + 1.081 \text{ MWh} * 53,63 \text{ \$/MWh} + 1.231 \text{ MWh} * 356,91 \text{ \$/MWh}}{0,6725 * (255.606 \text{ MWh} + 1.081 \text{ MWh} + 1.231 \text{ MWh})} =$$

$$CVCOGDS_{op} = 53,46 \text{ \$/MWh}$$

Los valores correspondientes a Resto y Valle se obtienen de manera similar.

Los costos precedentes son la base de los cargos variables por tramo horario de la Tarifa T4 - BT. Adecuadamente ponderados, conforme a la energía por tramo horario, son la base de los cargos variables, sin discriminación horaria, de las otras tarifas de baja tensión. Los valores resultantes para dichas tarifas se indican en el Cuadro 11.2.5 inciso D.

2.5.2 - Distribución Secundada. Costo Fijo unitario de la Compra Mayorista: Potencia, Transporte y Otros.

Este Costo Fijo o de Potencia por unidad de Capacidad de Suministro contratada por usuarios de Distribución Secundaria, se relaciona exclusivamente con la Compra y Generación aislada: el correspondiente a los costos propios de distribución se desarrolla en el punto siguiente. Para el caso de la T4 - BT, la variación de costo operada es aplicable tanto a la capacidad en horas de punta, como a la de horas fuera de punta. Su cálculo se realiza mediante la fórmula:

$$CFCODS_i = \frac{K_{2i} * K_{60} * \left(\sum_{m=1}^{12} PMAME_{mo} * \$PMAME_i + TRANSOT_o * \frac{\$TRANSOT_i}{\$TRANSOT_o} \right)}{K_{70} * 12 * PVRPCDS_{it} * CPDS_{oe}}$$

Donde:

K_{60} : Define la proporción en la que deberán asignarse los costos fijos totales de la compra para los usuarios de Distribución Secundaria. Es la relación entre la contribución de los usuarios de Distribución Secundaria a la Carga Máxima de la Distribuidora, y esta última Carga, ambas consideradas al nivel de punto de entrega a EDET SA, o sea:

$$K_{60} = \frac{CPDS_{oe}}{CMD_{oe}} = \frac{200 \text{ MW}}{240 \text{ MW}} = 0.83 \quad (\text{ver Cuadro II.2.4})$$

Donde:

$CPDS_{oe}$: Es la contribución al pico de los usuarios de Distribución Primaria, en el período base. El subíndice e indica punto de entrega a EDET SA.

CMD_{oe} : Es la Carga Máxima del sistema de la Distribuidora, en el período base, a nivel punto de entrega a EDET SA.

K_{2i} : Término definido anteriormente en este Anexo. Para el Año Base su valor es 1.

$$K_{70} = \frac{\sum CIDS_{ou}}{CPDS_{oe}}$$

Expresión en la que el numerador es la sumatoria de las capacidades de suministro contratadas o potencias máximas demandadas individuales, de cada cliente de Distribución Secundaria; el denominador es la Contribución al Pico de los usuarios de Distribución Primaria. El cociente expresa el Factor de Diversidad en Distribución Secundaria. Los valores resultantes difieren para cada categoría tarifaria y se indican en el Cuadro 11.2.4. Sus valores son: T1 R, 1,07; T1 G, 1,30; T2, 1,30; T3, 1,00; T4-BT, 1,40.

$PVRPCDS_i$: Relación entre la potencia vendida y la comprada para distribución secundaria, en el período i, o sea:

$$PVRPCDS_i = \frac{CPDS_{iu} - CPDS_{oe} - PERPODS_i}{CPDS_{oe}} = \frac{CPDS_{oe} - PERPODS_i}{CPDS_{oe}} = 1 - \%PERPOTDP_i$$

Donde %PERPOTDSi son la pérdidas en tanto por uno, indicadas en el Cuadro N° 11.2.3 (figuran en por ciento). e indica nivel punto de entrega a EDET SA y u nivel de entrega al usuario.

Para el año base:

$$PVRPCDS_o = 1 - 0,198 = 0,802$$

Los términos restantes se han definido anteriormente en este anexo.

Para obtener los resultados numéricos puede calcularse primero una base común a todas las categorías, y luego afectar esta por cada factor de diversidad característico de cada tarifa:

$$CFCODS = \frac{0,83 * (1662 \text{ MW-mes/año} * 4201,15 \text{ \$/MW-mes} + \$ 5.172.145) 5241 \text{ \$/MW-mes}}{12 \text{ meses} * K7_o * 0,802 * 200 \text{ MW}} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{K7_o}$$

$$CFCODS_o \text{ (TIR)} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{1,07} = 4898 \text{ \$/MW-mes}$$

$$CFCODS_o \text{ (TIG)} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{1,30} = 4031 \text{ \$/MW-mes .}$$

$$CFCODS_o \text{ (T2)} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{1,30} = 4062 \text{ \$/MW-mes}$$

$$CFCODS_o \text{ (T3)} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{1,00} = 5241 \text{ \$/MW-mes}$$

$$CFCODS_o \text{ (T4-BT)} = \frac{5241 \text{ \$/MW-mes}}{1,40} = 3743 \text{ \$/MW-mes}$$

2.5.3 - Costos Fijos propios de Distribución Secundaria.

En el punto 2.1 se han expuesto los costos comprendidos en la explotación propiamente dicha de la Distribuidora. Conforme a la naturaleza del gasto, ellos son: Remuneraciones, Amortizaciones, Materiales y Gastos Varios, Tasas e Impuestos. La expresión que define el Costo Fijo total de Distribución Secundaria, por unidad de Capacidad de Suministro contratada o potencia demandada en este nivel, es siguiente:

$$K_{1i} ((K_{6o} * COSREMP_o + K_{8o} * COSREMCO_o) * \frac{IREM_i}{IREM_o})$$

$$\begin{aligned}
\text{CFPDSO}_o = & \frac{\text{K}_{7o} * 12 * \text{PVRPCDS}_i * \text{CPDS}_{oe}}{\text{K}_{7o} * 12 * \text{PVRPCDS}_i * \text{CPDS}_{oe}} + \\
& \frac{\text{K}_{1i} ((\text{K}_{6o} * \text{AMORTDP}_o + \text{K}_{8o} * \text{AMORTCO}_o) * \frac{\text{IAMORT}_i}{\text{IAMORT}_o})}{\text{K}_{7o} * 12 * \text{PVRPCDS}_i * \text{CPDS}_{oe}} + \\
& \frac{\text{K}_{1i} ((\text{K}_{6o} * \text{MATGASDP}_o + \text{MATGASDS} + \text{K}_{8o} * \text{MATGASCO}_o) * \frac{\text{IMATGAS}_i}{\text{IMATGAS}_o})}{\text{K}_{7o} * 12 * \text{PVRPCDS}_i * \text{CPDS}_{oe}} + \\
& \frac{\text{K}_{1i} ((\text{K}_{6o} * \text{TASIMMIDP}_o + \text{TASIMMIDS} + \text{K}_{8o} * \text{TASIMMICO}_o) * \frac{\text{ITASIMMI}_i}{\text{ITASIMMI}_o})}{\text{K}_{7o} * 12 * \text{PVRPCDS}_i * \text{CPDS}_{oe}}
\end{aligned}$$

Donde:

CFPDSCO_o: Es el Costo Fijo Propio de Distribución Secundaria por unidad de potencia demandada, resultante de la sumatoria de las demandas máximas del conjunto de usuarios conectados a ese proceso. Incluye los costos propios totales del proceso de Distribución Secundaria discriminables por naturaleza del gasto, conforme se detalla a continuación, más las partes apropiables de los costos de Distribución Primaria (en función de la participación, en este proceso, de la potencia correspondiente a usuarios en baja tensión) y Comercialización. Esta última apropiación se efectúa proporcionalmente al número de por proceso, para cada rubro perteneciente a Comercialización, por naturaleza objetiva del gasto: Remuneraciones, Amortizaciones, Materiales y Gastos Varios, Tasas e Impuestos. Cada uno de estos rubros se afecta por el coeficiente que relaciona la cantidad de suministros:

$$\text{K}_{8o} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de suministros en Distribución Secundaria}}{\text{N}^\circ \text{ de suministros totales}}$$

Considerando la diferencia del gasto que implica la atención de un cliente en Media Tensión respecto de uno en Baja Tensión, los suministros en media tensión se han multiplicado por el factor 30. Los suministros totales son 238.157, los de media tensión 70 y los de baja tensión 238.087. Considerando la valorización expuesta respecto a los suministros en media tensión, las cifras equivalentes aumentarían a: Media Tensión: 2100; Totales: 240.187; manteniéndose los de baja tensión en 238.087. La relación de suministros de baja tensión a totales sería pues:

$$\text{K}_{8o} = \frac{238.087}{240.187} = 0,99$$

- COSREMDS₀: Costo total (S) de Remuneraciones del personal asignado al proceso de Distribución Secundaria, tanto directo como indirecto, conforme a los valores indicados en el Cuadro 11.2.1, para el periodo inicial.
- COSREMP₀: Costo de Remuneraciones del personal asignado al proceso de Distribución Primaria, en el Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.
- COSREMCO₀: Costo de remuneraciones del personal asignado al proceso de Comercialización, según Cuadro 11.2:1. Su apropiación se realiza en la misma fórmula consignada.
- AMORTDS₀: Costo total de Amortizaciones de Distribución Secundaria, conforme a Cuadro 11.2.1 para el período base.
- AMORTDP₀: Costo de Amortizaciones de Distribución Primaria, según Cuadro 11.2.1. La apropiación se realiza en el mismo procesamiento de la fórmula consignada.
- AMORTCO₀: Costo de Amortizaciones de Comercialización, según Cuadro 11.2.1.. La apropiación se realiza en el mismo procesamiento de la fórmula consignada.
- MATGASDS₀: Costos totales del rubro Materiales y Gastos Varios de Distribución Secundaria, conforme al Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en el mismo procesamiento de la fórmula consignada.
- MATGASDP₀: Costos de "Materiales y Gastos Varios" de Distribución Primaria, conforme al Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en el mismo procesamiento de la fórmula consignada.
- MATGASCO₀: Costos de "Materiales y Gastos Varios" de Comercialización, conforme al Cuadro 11.2.1. Su apropiación se realiza en el mismo procesamiento de la fórmula consignada.
- TASIMMIDS₀: Monto total de impuestos, tasas y contribuciones que gravan la explotación propia de EDET SA en el proceso de Distribución Secundaria. Valen las consideraciones hechas en los términos anteriores.
- TASIMMIDP₀: Monto de impuestos, tasas y contribuciones de Distribución Primaria. Valen las consideraciones anteriores.
- TASIMMICO₀: Monto de impuestos, tasas y contribuciones de Comercialización. Valen las consideraciones anteriores.

Los restantes términos componentes de la se han definido anteriormente en este anexo.

A los efectos de la actualización y en aquellas categorías que no tienen cargo por potencia contratada, debe realizarse una transferencia parcial del cargo fijo al variable de manera que las cifras resultantes de los costos mantengan su proporcionalidad con las correspondientes a los cargos tarifarios. Ello implica que el cargo variable tendrá una componente parcial ajustable por índices del cargo fijo.

En los costos variables de cada categoría se considerarán dos componentes: la primera, igual al costo variable resultante por costeo en año base, se actualizará según la variación del costo variable de compra o abastecimiento; la segunda, igual a la diferencia entre el cargo variable establecido por la Resolución DEP N° 120/94 y el costo variable antes citado, se actualizará según el costo fijo resultante en año base para cada categoría.

"EDET SA tiene la obligación de aceptar y tomar las medidas para su puesta en práctica, de todas aquellas resoluciones que adopte la DEP respecto a eliminación parcial, gradual y/o total de subsidios cruzados, con la única condición de que las mismas no modifiquen el monto de sus ingresos totales".

"EDET SA tiene el reconocimiento de subsidios tarifarias, de conformidad al artículo 41 de la Ley 6608 - cuando la tarifa única no cubra los costos totales de suministro - y el artículo 74 de la Ley mencionada en los supuestos allí previstos.

Ello sujeto a que dicho Fondo sea aportado por la Secretaría de Energía de la Nación. Si así no sucediere, la DEP procederá a modificar parcialmente el término de %EVRECG del Anexo 11, Anexo 2 del Pliego - Procedimiento para Ajustes del Cuadro Tarifario -.

Los cargos fijos de las tarifas 1R y 1G se reajustan en la misma proporción que se produce en la variación de los costos fijos totales determinados para cada categoría.

Los cargos por el Servicio de Suspensión en conexiones domiciliarias se reajustarán en base a índice de precios al consumidor nivel general. Las tarifas de Peaje se reajustarán con igual criterio a los utilizados en la costos fijos y variables para diferentes categorías tarifarias.

ANEXO II- CONTRATO DE CONCESIÓN

ANEXO 2 - PROCEDIMIENTOS PARA AJUSTE DEL CUADRO TARIFARIO

Subanexo 1 - Coeficientes de Estructura de Costos y Costo Monómico

ANEXO II- CONTRATO DE CONCESIÓN

Anexo 2 - Procedimientos para Ajuste del Cuadro Tarifario

Subanexo 1 - Valores de los Coeficientes de estructura y cálculo del Costo Monómico Minorista - Total EDET SA

Consecuentemente con el Anexo 2, se cuantifican los coeficientes que integran la expresión polinómica y se determina el indicador global, Costo Monómico Minorista por unidad de venta final, utilizándose para ello la estructura general del gasto para el año base (Noviembre/93 - Octubre/94).

1.1 - Cálculo del primer sumando - Compra de Energía Mayorista

$$\text{1er SUM} = \frac{\text{ECOM}_{op} * \$\text{ECOM}_{op} + \text{ECOM}_{ov} * \$\text{ECOM}_{ov} + \text{ECOM}_{or} * \$\text{ECOM}_{or}}{\% \text{EVRECG}_{ot} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\begin{aligned} \text{ECOM}_{op} &= 306.649 \text{ MWh} \\ \text{ECOM}_{ov} &= 262.163 \text{ MWh} \\ \text{ECOM}_{or} &= 556.358 \text{ MWh} \\ \text{ECOM}_{ot} &= 1.125.170 \text{ MWh} \\ \text{ECOMFM}_{ot} &= 4.002 \text{ MWh} \\ \text{EGEN}_{ot} &= 4.558 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\$ \text{ECOM}_{op} = 31,66 \text{ \$/MWh}$$

$$\$ \text{ECOM}_{ov} = 27,34 \text{ \$/MWh}$$

$$\$ \text{ECOM}_{or} = 29,32 \text{ \$/MWh}$$

$$\% \text{EVRECG}_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del primer sumando es:

$$\text{1er SUM} = 40,23 \text{ \$/MWh}$$

1.2 - Cálculo del Segundo sumando - Impuestos y gastos en el MEM

$$\text{2do SUM} = \frac{\text{ECOM}_{ot} * \$\text{IMPGAS}_i}{\% \text{EVRECG}_{ot} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})}$$

De donde :

$$\$ \text{IMPGAS}_o = \$ \text{FNEE}_o + \frac{\text{MONCMM}_o + \text{MONENRE}_o}{\text{-----}}$$

ECOM_o

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\begin{aligned} \$FNEE_o &= 2,4 \text{ \$/MWh} \\ MONCMM_o &= 140.515 \text{ \$} \\ MONENRE_o &= 160.740 \text{ \$} \\ \$IMPGAS_o &= 2,67 \text{ \$/MWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ECOM_{ot} &= 1.125.170 \text{ MWh} \\ ECOMFM_{ot} &= 4.002 \text{ MWh} \\ EGEN_{ot} &= 4.558 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\%EVRECG_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del segundo sumando es:

$$\mathbf{2do \text{ SUM} = 3,64 \text{ \$/MWh}}$$

1.3 - Cálculo del Tercer sumando - Compra de Potencia Mayorista

$$\text{3er SUM} = \frac{\Sigma PMAME_{mo} * \$PMAME_{ifv}}{\%EVRECG_{ot} * (ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\Sigma PMAME_{mo} = 1662 \text{ MW-año}$$

$$\$PMAME_{ov} = 4.201,15 \text{ \$/MW-mes}$$

$$\begin{aligned} ECOM_{ot} &= 1.125.170 \text{ MWh} \\ ECOMFM_{ot} &= 4.002 \text{ MWh} \\ EGEN_{ot} &= 4.558 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\%EVRECGO_t = 72,77 \%$$

El valor del tercer sumando es:

$$\mathbf{3er \text{ SUM} = 8,46 \text{ \$/MWh}}$$

1.4 - Cálculo del cuarto sumando - Gastos de Transporte y Otros

$$\text{4to SUM} = \frac{\text{TRANSOT}_o \frac{\$TRANSOT_i}{\$TRANSOT_o}}{\%EVRECG_{ot} * (ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})}$$

De donde:

$$\text{\$TRANSOT}_o = \frac{\text{TRANSOT}_o}{\Sigma \text{PMAX}_{mo}}, \text{ y}$$

$$\text{\$TRANSOT}_i = \frac{\text{\$TRANSOT}_i}{\Sigma \text{PMAX}_{mi}}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\text{TRANSOT}_o = 5.172.145 \$ (\text{Incluye gastos SMEC})$$

$$\text{TRANSOT}_i = \text{--}$$

$$\Sigma \text{PMAX}_{mo} = 2668 \text{ MW}$$

$$\Sigma \text{PMAX}_{mi} = \text{--}$$

$$\text{\$TRANSOT}_o = 1.865 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$TRANSOT}_i = \text{--}$$

$$\text{ECOM}_{ot} = 1.125.170 \text{ MWh}$$

$$\text{ECOMFM}_{ot} = 4.002 \text{ MWh}$$

$$\text{EGEN}_{ot} = 4.558 \text{ MWh}$$

$$\% \text{EVRECG}_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del cuarto sumando es:

$$\mathbf{4to \text{ SUM} = 6,27 \text{ \$/MWh}}$$

1.5 - Cálculo del quinto sumando - Compra de energía fuera del MEM y generada.

$$5to = \frac{\text{ECOMFM}_o * \text{\$ECOMFM}_i + \text{EGEN}_{ot} * \text{\$EGEN}_{it}}{\% \text{EVRECG}_{ot} * (\text{ECOM}_{ot} + \text{ECOMFM}_{ot} + \text{EGEN}_{ot})}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\text{\$ECOMFM}_o = 53,63 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$EGEN}_{ot} = 356,91 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{ECOM}_{ot} = 1.125.170 \text{ MWh}$$

$$\text{ECOMFM}_{ot} = 4.002 \text{ MWh}$$

$$\text{EGEN}_{ot} = 4.558 \text{ MWh}$$

$$\% \text{EVRECG}_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del quinto sumando es:

$$\mathbf{5to\ SUM = 2,23\ \$/MWh}$$

1.6 - Cálculo del sexto sumando - Gastos por remuneraciones

$$6to\ SUM = \frac{\frac{IREM_i}{COSREM_o} \cdot IREM_o}{\%EVRECG_{ot} * (ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\begin{aligned} COSREM_o &= 17.689.004 \$ \\ IREM_o &= \\ IREM_i &= \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ECOM_{ot} &= 1.125.170\ MWh \\ ECOMFM_{ot} &= 4.002\ MWh \\ EGEN_{ot} &= 4.558\ MWh \end{aligned}$$

$$\%EVRECG_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del sexto sumando es:

$$\mathbf{6to\ SUM = 21,44\ \$/MWh}$$

1.7 Cálculo del séptimo sumando - Gastos por amortizaciones

$$7mo\ SUM = \frac{AMORT_o * \frac{IAMORT_i}{IAMORT_o}}{\%EVRECG_{ot} * (ECOM_{ot} + ECOMFM_{ot} + EGEN_{ot})}$$

Los valores de cada coeficiente de la expresión son:

$$\begin{aligned} AMORT_o &= 7.244.946 \$ \\ IAMORT_o &= \\ IAMORT_i &= \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ECOM_{ot} &= 1.125.170\ MWh . \\ ECOMFM_{ot} &= 4.002\ MWh \\ EGEN_{ot} &= 4.558\ MWh \end{aligned}$$

$$\%EVRECG_{ot} = 72,77 \%$$

El valor del noveno sumando es:

$$\mathbf{9no\ SUM = 8,37\ \$/MWh}$$

1.10 - Cálculo del Costo Monómico Minorista Total para el período base

CMONMI₀ = SUMATORIA DE LOS NUEVE TÉRMINOS

$$\mathbf{CMONMI_0 = 112,21\ \$/MWh}$$

ANEXO II - CONTRATO DE CONCESIÓN

ANEXO 2 - PROCEDIMIENTOS PARA AJUSTE DEL CUADRO TARIFARIO

Subanexo 2 . Detalle de Índices y Precios de Referencia

ANEXO II - CONTRATO DE CONCESIÓN

ANEXO 2 - PROCEDIMIENTOS PARA AJUSTE DEL CUADRO TARIFARIO

Subanexo 2 - Detalle de Índices y Precios de Referencia

1 - Precios unitarios de referencia para la Compra de Energía y Potencia al Mercado Eléctrico Mayorista en el año base. Los subíndices indican: CTO, Precio Contrato; SPT, Precio Spot Estacional.

En horario de Pico

$$\text{\$}ECOM_{opCTO} = 34,15 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{opSPT} = 30,38 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{op} = 31,66 \text{ \$/MWh}$$

En horario de Resto

$$\text{\$}ECOM_{orCTO} = 30,53 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{orSPT} = 28,16 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{or} = 29,32 \text{ \$/MWh}$$

En horario de Valle

$$\text{\$}ECOM_{ovCTO} = 28,66 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{ovSPT} = 26,15 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{\$}ECOM_{ov} = 27,34 \text{ \$/MWh}$$

Potencia

$$\text{\$}PEMAME_{ofvCTO} = 4.798,33 \text{ \$/MW-mes .}$$

$$\text{\$}PEMAME_{ofvSPT} = 3.786,60 \text{ \$/MW-mes}$$

$$\text{\$}PEMAME_{ofv} = 4.201,15 \text{ \$/MW-mes}$$

2 - Precio Unitario de referencia en relación a los impuestos y gastos en el Mercado Eléctrico Mayorista

$$\text{\$}IMGAS_o = 2,67 \text{ \$/MWh}$$

3 - Índice de referencia relacionado a los Costos de Transporte y Otros en el Mercado Eléctrico Mayorista.

$$\text{\$}TRANSOT_o = 1.939 \text{ \$/MW-mes}$$

4 - Precios Unitarios de referencia en relación a la Compra de Energía fuera del Mercado Eléctrico Mayorista y Generada.

$$\text{\$}ECOMFM_o = 53,63 \text{ \$/MWh .}$$

$$\text{\$}EGEN_{ot} = 356,91 \text{ \$/MWh}$$

5 - Índice de referencia relacionado a la Estructura de Costo por Remuneraciones.

$$\text{IREM}_0 = \$ 2.396$$

6 - Precio Unitario de referencia relacionado a la Estructura de Costo por Materiales y Gastos.

$$\text{IMATGAS}_0 = 12,78 \text{ \$/MWh}$$

7 - Precio Unitario de referencia relacionado a la Estructura, de Costo por Impuestos, Tasas y Contribuciones.

$$\text{ITASIMMI}_0 = 8,37 \text{ \$/MWh}$$

ANEXO 3 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

CUADRO TARIFARIO INICIAL

A SER APLICADO POR

EDET SA

ANEXO 3 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

CUADRO TARIFARIO INICIAL A SER APLICADO POR EDET SA

VIGENCIA: A partir de las lecturas de medidores posterior a las 00,00 hs. de la toma de posesión.-

ÁMBITO DE APLICACIÓN: Provincia de Tucumán. Para todos los municipios a excepción de la Municipalidad de Concepción.

TARIFA N° 1 - R (Pequeños consumos uso residencial)

	Unidad	Importe
Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim.	3,88
Los primeros 300 KWh/bim.	\$/KWh	0,0900
Excedente de 300 KWh/bim.	\$/KWh	0,1336

TARIFA N° 1 - G (Pequeños consumos uso general)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim.	16,60
Todo el consumo	\$/KWh	0,1245

TARIFA N° 2 (Medianos consumos uso general)

Por capacidad de suministro contratada	\$/KW y mes	7,73
Todo el consumo	\$/KWh	0,0907

TARIFA N° 3 (Alumbrado Público)

Todo el consumo	\$/KWh	0,1405
-----------------	--------	--------

TARIFA N° 4 (Grandes Consumos)

Por capacidad de suministro equivalente:

- En baja tensión	\$/KW y mes	13,27
- En media tensión	\$/KW y mes	8,85

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	% 50
En media tensión	% 45

Por consumo de energía:

- En baja tensión

Período horas restantes	\$/KWh	0,0498
Período horas de valle nocturno	\$/KWh	0,0473
Período horas de punta	\$/KWh	0,0509

- En media tensión

Período horas restantes	\$/KWh	0,0473
Período horas de valle nocturno	\$/KWh	0,0451
Período horas de punta	\$/KWh	0,0481

Por la energía reactiva inductiva:

Bonificación por Tg phi menor de 0,32 por la energía activa inductiva en defecto del 32 % de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVArh	0,0102
En media tensión	\$/kVArh	0,0096

Recargo por Tg phi mayor de 0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVArh	0,0509
En media tensión	\$/kVArh	0,0481

RÉGIMEN DE PEAJE

- Por capacidad de suministro contratado en horas de punta	\$/KW	3,62
- Por capacidad de suministro contratado en horas fuera de punta.	\$/KW	3,77
- Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.	\$/KWh	0,00181
- Cargo variable por consumo de energía en horas restantes.	\$/KWh	0,00169
- Cargo variable por consumo de energía en horas de valle.	\$/KWh	0,00165

SERVICIO DE SUSPENSIÓN REHABILITACIÓN

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N° 1 uso residencial	\$	6,00
Tarifa N° 1 uso general	\$	25,00
Tarifa N° 2	\$	40,00
Tarifa N° 4	\$	70,00

CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deben abonar a la Distribuidora, por costo de conexión domiciliaria, el importe que corresponda según el cuadro siguiente:

Conexión Aérea monofásica Tarifa 1-R	\$	45,00
Conexión Aérea monofásica Tarifa 1-G	\$	50,00

Conexión Aérea trifásica Tarifa 1-R	\$	100,00
Conexión Aérea trifásica Tarifa 1-G	\$	100,00
Conexión Aérea trifásica Tarifa 2	\$	180,00
Conexión equipo de medición	\$	250,00

ANEXO 3 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

CUADRO TARIFARIO INICIAL A SER APLICADO POR EDET SA

VIGENCIA: A partir de las lecturas de medidores posterior a las 00,00 hs de la toma de posesión.-

ÁMBITO DE APLICACIÓN: Provincia de Tucumán. Para la Municipalidad de Concepción.

TARIFA N° 1 - R (Pequeños consumos uso residencial)

	Unidad	Importe
Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim.	3,63
Los primeros 300 KWh/bim.	\$/KWh	0,0840
Excedente de 300 KWh/bim.	\$/KWh	0,1249

TARIFA N° 1 - G (Pequeños consumos uso general)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim.	15,52
Todo el consumo	\$/KWh	0,1164

TARIFA N° 2 (Medianos consumos uso general)

Por capacidad de suministro contratada	\$/KW y mes	7,23
Todo el consumo	\$/KWh	0,0848

TARIFA N° 3 (Alumbrado Público)

Todo el consumo	\$/KWh	0,1314
-----------------	--------	--------

TARIFA N° 4 (Grandes Consumos)

Por capacidad de suministro equivalente:

- En baja tensión	\$/KW y mes	12,41
- En media tensión	\$/KW y mes	8,27

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	% 50
En media tensión	% 45

Por consumo de energía:

- En baja tensión

Período horas restantes	\$/KWh	0,0466
-------------------------	--------	--------

Período horas de valle nocturno	\$/KWh	0,0442
Período horas de punta	\$/KWh	0,0476

- En media tensión

Período horas restantes	\$/KWh	0,0442
Período horas de valle nocturno	\$/KWh	0,0422
Período horas de punta	\$/KWh	0,0450

Por la energía reactiva inductiva:

Bonificación por Tg phi menor de 0,32 por la energía activa inductiva en defecto del 32 % de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVArh	0,0095
En media tensión	\$/kVArh	0,0090

Recargo por Tg phi mayor de 0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/kVArh	0,0476
En media tensión	\$/kVArh	0,0450

RÉGIMEN DE PEAJE

- Por capacidad de suministro contratado en horas de punta	\$/KW 3,62
- Por capacidad de suministro contratado en horas fuera de punta.	\$/KW 3,77
- Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.	\$/KWh 0,00181
- Cargo variable por consumo de energía en horas restantes.	\$/KWh 0,00169
- Cargo variable por consumo de energía en horas de valle.	\$/KWh 0,00165

SERVICIO DE SUSPENSIÓN REHABILITACIÓN

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N°1 uso residencial	\$	6,00
Tarifa N°1 uso general	\$	25,00
Tarifa N°2	\$	40,00
Tarifa N°4	\$	70,00

CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deben abonar a la Distribuidora, por costo de conexión domiciliaria, el importe que corresponda según el cuadro siguiente:

Conexión Aérea monofásica Tarifa 1-R	\$	45,00
Conexión Aérea monofásica Tarifa 1-G	\$	50,00
Conexión Aérea trifásica Tarifa 1-R	\$	100,00
Conexión Aérea trifásica Tarifa 1-G	\$	100,00
Conexión Aérea trifásica Tarifa 2	\$	180,00
Conexión equipo de medición	\$	250,00